

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ



ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

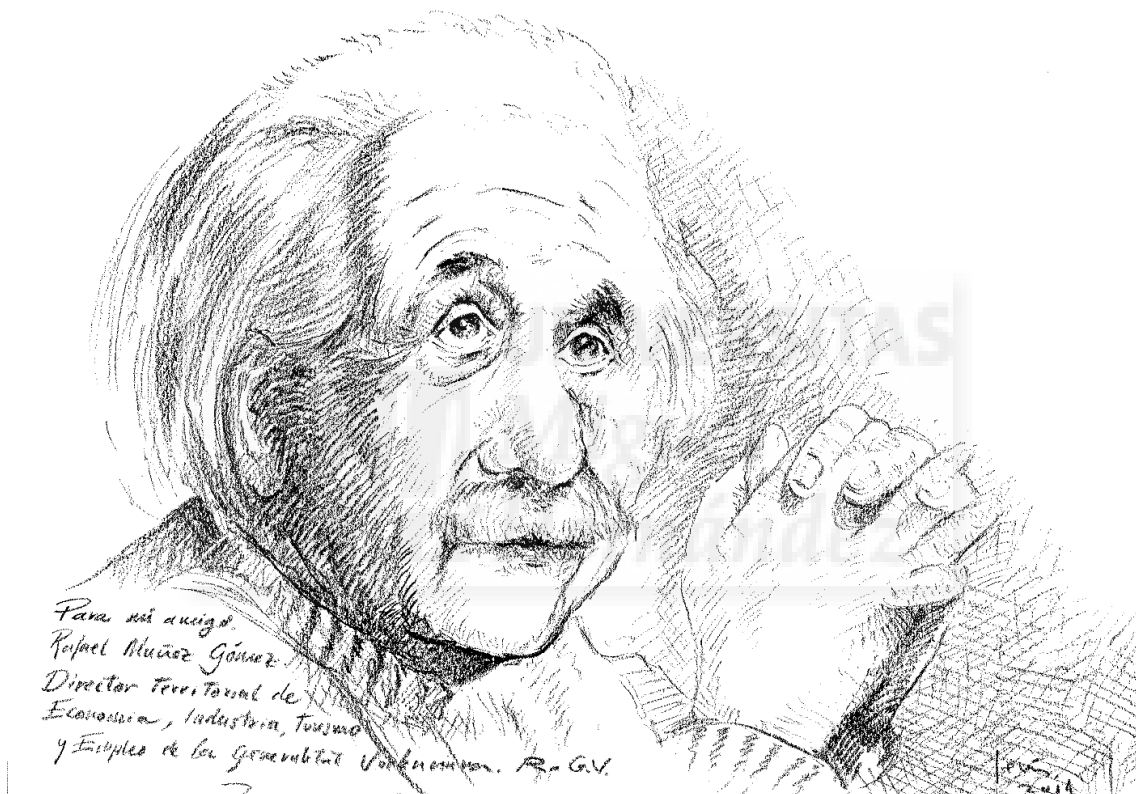
RAFAEL MUÑOZ GÓMEZ
Tesis doctoral para título de Doctor Ingeniero
Universidad Miguel Hernández de Elche

Director de la Tesis Doctoral
Dr. SERGIO VALERO VERDÚ

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad”

Albert Einstein



Si hoy estuviera con nosotros, seguro que su frase sería (...)

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad, la energía atómica y las energías renovables: la voluntad”

AGRADECIMIENTOS

“**Parece que ahora sí**”. Llegó el momento tan soñado de poder rellenar esta página que siempre ha estado en blanco durante tantos años. Yo la miraba y decía cuándo llegará el día en que pueda escribirla (...). “**Pues ese momento es ahora**”.

Me pasan tantos recuerdos en estos momentos por la cabeza, que es la mejor manera de poder escribirla. Siempre, según me decían mis Padres, quise ser “**Doctor Ingeniero Industrial**”. Para ello ha sido una larga trayectoria, pero que me trae ahora a la memoria, mi ingreso en la **Escuela de Ingenieros Técnicos de Cartagena**, sobre los años 80. Que recuerdos tan bonitos me dejó aquel profesor D. Agustín Diéguez González, con sus clases magistrales, que en aquellos tiempos y alguna noche, aún sin dormir estudiando, sólo por verlo como dibujaba “**había que ir a clase**”, es aún en los recuerdos y aún me alegra pensarlos. Cuando con una tiza y una cuerda, era capaz de dibujar la circunferencia tangente a tres circunferencias, conocido el dibujo como “**Apolonio**”¹ en aquellas tremendas pizarras, “estaba dos horas seguidas dibujando”. El segundo año, y solo por verlo acudí a su clase, por volver a disfrutar de ello. Terminé la carrera de Ingeniero Técnico Industrial en la especialidad de Centrales y Líneas y mi primer trabajo, como no, fue en la propia universidad de Cartagena, en su despacho, junto a él. Aún me siento orgulloso de ello.

Pero por aquellos tiempos, la carrera de Ingeniero Industrial, sólo se podía estudiar en algunos lugares, distantes para aquellos tiempos. Después, comencé “**a volar lindas palomas** (...)” como decía también el apreciado Profesor de Oficina Técnica, “**el Tito Paco**”.

En mi primera etapa profesional, también tengo que agradecer a la empresa constructora **Cubiertas y MZOV**², esos cuatro años que estuve con ellos. Fue ahí donde pude desarrollar mi etapa profesional más profunda dentro de la Ingeniería. Con ellos, tuve la suerte de poder proyectar y dirigir muchos grandes proyectos de Instalaciones de todo tipo. Aun así, saqué tiempo para comenzar los estudios del “curso puente” por la **UNED**, para poder ser Ingeniero Industrial.

Más tarde, y por azar del destino, me incorporé a la Administración Pública como Ingeniero Técnico de Energía, allá por el año 1992. Hay pude aplicar todos mis conocimientos adquiridos en la Universidad y llevados a la práctica por los cuatro años de experiencia en esa empresa constructora. Aun siendo hoy funcionario de carrera, me siento como si estuviera aún en la empresa privada. Todo funcionario, debería de pasar por esa etapa. Siempre la recuerdo y es aún el acicate de “querer sacar las cosas adelante”, por difíciles que parezcan y siempre intentando ayudar al progreso.

¹ Apolonio de Pérgamo. Alrededor del 262 A.C. en Perga, Grecia Ionia (Ahora Turquía) y falleció: Alrededor del 190 A.C. en Alejandría, Egipto.

² Ahora se llaman ACCIONA.

Fue en esa época, en la que desapareció el “curso puente” y se podía acceder ya de Ingeniero Técnico Industrial a cuarto curso de Ingeniero Industrial, en algunos de los casos. Pero el problema, es que la Universidad más próxima, la tenía nuevamente en Cartagena. Pues compatibilicé mi trabajo en la Administración con los estudios de Ingeniería en Cartagena.

Por esos tiempos, nació la Universidad Miguel Hernández de Elche y “que suerte la mía”, que pusieran la tan esperada titulación de Ingenieros Industriales. Pues fue allí, donde terminé mis estudios y ahora, casi doce años después presento esta esperada Tesis Doctoral, que tantas noches de sueño le he dedicado. Rara era la noche en que no pensaba en ella, cuando me iba a dormir.

Ha pasado la antigua Ley del Sector eléctrico y veía como “**me pasaba el tren**”. Sucedió otro cambio, que me inspiraba a la Tesis (...) pero así ocurría una y otra vez. Como añoraba poder estar en un laboratorio de la Universidad, y poder seguir alguna línea de investigación de algún Profesor. Pero yo estaba y estoy en la Administración. Hacer una Tesis Doctoral de Leyes, Reales Decretos, Reales Decretos-Ley (...) es verdaderamente difícil.

Tuve la suerte de poder entrar como Profesor Asociado, en la Universidad de Alicante, en la cual doy clases de electricidad desde hace años, ahora a los llamados Ingenieros Civiles. Con la única finalidad de encontrar a ese Profesor que fuera capaz de inspirarme, pero eso no ocurrió. Pero sí que ha conseguido en mi la Universidad, refrescar todos esos estudios, que por suerte pude hacer y compatibilizar con la práctica diaria adquirida en la empresa privada y que aún hoy me brinda la administración de poder aprender día a día, y yo poder transmitirlo a mis alumnos de la Universidad de Alicante.

Pero por el contenido de esta Tesis Doctoral no hubiera nunca podido terminarla sin poder acometer esa tremenda labor en la que “no sabía dónde me metía” poniendo un gran día nombre junto con mi Director de Tesis, a lo que hoy presento. “**Análisis del suministro eléctrico, mejoras de los índices y niveles de calidad en la distribución de energía eléctrica**”. Me refiero a poder tener la visión de un **Ingeniero**, la experiencia de una **Administración** que es el **Regulador** de la legislación, la visión de la **Empresa Privada**, la visión de la **Economía** y el **Empleo** y todo ello, gracias al actual puesto que ocupó en la Administración, y que me ha hecho posible concatenar todas esas variables para ser capaz de darle forma a esta Tesis Doctoral.

Pero seguía faltándome algo, y esa inspiración llegó. Encontrar a ese **Director de Tesis**, que ha sabido, cambiarme el “chip”, de lo fácil que era hacer un proyecto técnico para mí y lo difícil que es una Tesis Doctoral, y sobre todo, si es de un tema tan novedoso y actual como se eligió en su día. Pero nunca hubiera sido posible, sin la ayuda y paciencia de esta figura tan importante. “Gracias Sergio”.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Pues sólo queda agradecer, a todas esas personas, que me han ayudado y aportado técnicamente tanto y de las que sigo aprendiendo día a día. Pero hay otras, que me han aportado la experiencia en lo personal, y todos ellos, los técnicos y no técnicos, **saben quién son** y han hecho posible el llegar yo hoy a esta meta.

Agradecer al **Regulador** del Real Decreto 99/2011, de 28 de enero, por el que se regulan las enseñanzas oficiales de doctorado, que pusiera fin a los planes antiguos como es éste, de Doctor que termina ahora en 2015. De lo contrario, “**aún seguiría escribiendo**”. La legislación y más la del sector eléctrico, es viva de por sí, en constante evolución y no es un laboratorio donde al día siguiente se pueda continuar donde se dejó. Esto no parará nunca en este **Sector Eléctrico**, ya que es el motor económico que impulsa a la sociedad todas las mañanas y que está ahí, generando la suficiente energía eléctrica, para casar la oferta con la demanda.

Agradecer a mi familia, mi esposa y mis dos hijos, el tiempo que les he quitado. Pero ellos saben que tenía que hacerlo.

Y cómo no también, a los que ya no están aquí conmigo, en especial a mi Padre, a mi Madre y a mi Suegro.

Alicante, febrero de 2015

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	3
PROLOGO	35
LA CALIDAD DE SERVICIO	36
EL USUARIO FRENTE AL SECTOR ELÉCTRICO	37
ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	43
1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS DE LA TESIS	
DOCTORAL.....	49
2.- MARCO GENERAL	55
2.1.- EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	55
2.2.- AGENTES JURÍDICOS QUE INTERVIENEN EN EL SECTOR ELÉCTRICO	64
2.2.1.- ACTIVIDAD DE PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	66
2.2.2.- OPERADORES DEL MERCADO	67
2.2.3.- OPERADORES DEL SISTEMA.....	71
2.2.4.- ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	76
2.2.5.- ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	80
2.2.6.- ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	86
2.2.7.- COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO.....	92
2.2.8.- CONSUMIDORES	98

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.2.9.-	GESTORES DE CARGAS DEL SISTEMA.....	103
2.3.-	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	105
2.3.1.-	INTRODUCCIÓN	105
2.3.2.-	INTRODUCCIÓN AL FENÓMENO ELÉCTRICO	105
2.3.3.-	LOS PADRES DE LA ELECTRICIDAD [41].....	106
2.3.3.1.-	AÑO 1600. GUILLERMO GILBERT	106
2.3.3.2.-	AÑO 1670. CHRISTIAAN HUYGENS	107
2.3.3.3.-	AÑO 1672. OTTO VON GUERICKE	107
2.3.3.4.-	AÑO 1729. STEPHEN GRAY	107
2.3.3.5.-	AÑO 1733. FRANCOIS DE CISTERNAY DU FAY	107
2.3.3.6.-	AÑO 1745. PIETER VAN MUSSCHENBROEK.....	107
2.3.3.7.-	AÑO 1752. BENJAMÍN FRANKLIN	108
2.3.3.8.-	AÑO 1785. CHARLES COULOMB	108
2.3.3.9.-	AÑO 1786. LUIGI GALVANI.....	108
2.3.3.10.-	AÑO 1800. ALEJANDRO VOLTA.....	108
2.3.3.11.-	AÑO 1811. SIMEON DENIS POISSON	109
2.3.3.12.-	AÑO 1813. HUMPHRY DAVY	109
2.3.3.13.-	AÑO 1820. JUAN OERSTED	109
2.3.3.14.-	AÑO 1825. ANDRE MARIE AMPERE	110
2.3.3.15.-	AÑO 1827. GEORG SIMON OHM	110
2.3.3.16.-	AÑO 1831. MICHAEL FARADAY.....	110
2.3.3.17.-	AÑO 1842. JAMES PRESCOTT JOULE.....	111
2.3.3.18.-	AÑO 1854. GEORGE BOOLE	111
2.3.3.19.-	AÑO 1865. JAMES CLERK MAXWELL.....	111
2.3.3.20.-	AÑO 1869. ZENOHE THEOPHILE GRAMME.....	112
2.3.3.21.-	AÑO 1888. HEINRICH HERTZ.....	112
2.3.3.22.-	AÑO 1879. THOMAS ALVA EDISON	112
2.3.3.23.-	AÑO 1882. NICOLA TESLA	112
2.3.3.24.-	AÑO 1897. J.J. THOMPSON.....	112
2.3.4.-	INTRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA.	113
2.3.4.1.-	LOS PRIMEROS INICIOS	114

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.3.5.-	LAS PRIMERAS DÉCADAS DEL SIGLO XX (1900-1935).....	119
2.3.5.1.-	LAS PRIMERAS EMPRESAS ELÉCTRICAS	120
2.3.5.1.1.-	SOCIEDAD ELÉCTRICA ESPAÑOLA.....	120
2.3.5.1.2.-	COMPAÑÍA MADRILEÑA DE ELECTRICIDAD	120
2.3.5.1.3.-	SOCIEDAD GENERAL GALLEGA DE ELECTRICIDAD	120
2.3.5.1.4.-	HIDROELÉCTRICA IBÉRICA	121
2.3.5.1.5.-	HIDROELÉCTRICA DEL CHORRO.....	121
2.3.5.1.6.-	ELECTRA DE VIESGO	122
2.3.5.1.7.-	HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA.....	122
2.3.5.1.8.-	UNIÓN ELÉCTRICA DE CARTAGENA.....	122
2.3.5.1.9.-	RIEGOS Y FUERZAS DEL EBRO.....	122
2.3.5.1.10.-	HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO.....	123
2.3.5.1.11.-	SOCIEDAD HISPANO PORTUGUESA DE TRANSPORTES ELÉCTRICOS-SATOS DEL DUERO.....	123
2.3.5.1.12.-	COOPERATIVA ELÉCTRICA DE LANGREO	123
2.3.5.1.13.-	COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA DE LEVANTE.....	124
2.3.5.2.-	LOS PRIMEROS DATOS DE PRODUCCIÓN.	124
2.3.6.-	EL PERIODO DE LA GUERRA CIVIL Y LA POSGUERRA (1936-1950)	127
2.3.7.-	EL DESPEGUE DEL SECTOR ELÉCTRICO (1950-1997)	135
2.3.7.1.-	LA EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	135
2.3.7.2.-	LA CREACIÓN DE ORGANISMOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO	139
2.3.7.2.1.-	UNIDAD ELÉCTRICA	139
2.3.7.2.2.-	REPARTIDOR CENTRAL DE CARGAS (RECA)	140
2.3.7.2.3.-	FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA	140
2.3.7.2.4.-	INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE ENERGÍA (IDAE)	140
2.3.7.2.5.-	ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE EMPRESAS PARA LA EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (ASELÉCTRICA)	141
2.3.7.2.6.-	RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE)	142
2.3.7.2.7.-	COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (CNE)	142
2.3.7.3.-	LOS PLANES ENERGÉTICOS NACIONALES.	142
2.3.7.3.1.-	PLAN ENERGÉTICO NACIONAL DE 1975	143
2.3.7.3.2.-	PLAN ENERGÉTICO NACIONAL DE 1978	144
2.3.7.3.3.-	PLAN ENERGÉTICO NACIONAL DE 1983	145
2.3.7.3.4.-	PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 1991	145

2.3.7.4.- LAS ENERGÍAS RENOVABLES	146
2.3.8.- LA MADUREZ DEL SECTOR ELÉCTRICO (1997-2015).....	149
2.3.8.1.- LOS CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	150
2.3.8.2.- LOS PLANES DE ENERGÍAS RENOVABLES (PER).	153
2.3.8.2.1.- PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA (2001-2010).	153
2.3.8.2.2.- PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010 (PER).....	155
2.3.8.2.3.- PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020 (PANER).....	156
2.4.- EVOLUCIÓN LEGISLATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN RELACIÓN CON LA CALIDAD DE SERVICIO	158
2.4.1.- INTRODUCCIÓN	158
2.4.2.- IMPLANTACIÓN DE ASIGNATURAS EN INGENIEROS (1882).....	158
2.4.3.- AUTORIZACIÓN Y CONCESIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DE REDES TELEFÓNICAS. (1882)	161
2.4.4.- REGLAMENTO PARA EL ALUMBRADO DE LOS TEATROS DE MADRID (1888).....	161
2.4.5.- ARANCELES APLICABLES A LOS CABLES ELÉCTRICOS (1991)	162
2.4.6.- LEY SOBRE SERVIDUMBRE PARA EL PASO DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA (1900).....	162
2.4.7.- PRIMERA ESTADÍSTICA OFICIAL ELÉCTRICA (1901)	162
2.4.8.- APROBACIÓN REGLAMENTO LEY DE SERVIDUMBRE (1901).....	163
2.4.9.- REAL ORDEN SOBRE EL INCUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y SERVIDUMBRE (1903)	163
2.4.10.- REAL ORDEN SOBRE COLOCACIÓN DE CONTADORES EN CENTRALES ELÉCTRICAS (1904).....	164
2.4.11.- INSTRUCCIONES REGLAMENTARIAS PARA LA VERIFICACIÓN DE CONTADORES DE ELECTRICIDAD Y GAS (1904)	164
2.4.12.- CREACIÓN DE LA COMISIÓN PERMANENTE DE LA ELECTRICIDAD (1912)	165

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.4.13.-	APROBACIÓN DEL CONTADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA MODELO LJO DE LA MARCA A.E.G. (1913).....	165
2.4.14.-	MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO PARA LA COLOCACIÓN DE POSTES Y CABLES EN LOS CRUCES CON CARRETERAS (1916)	165
2.4.15.-	DECLARACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO AL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD (1924)	166
2.4.16.-	CONCURSO PÚBLICO PARA ESTABLECER UNA RED ELÉCTRICA NACIONAL (1926)	167
2.4.17.-	REGLAMENTO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RECEPTORAS EN EL INTERIOR DE FINCAS O PROPIEDADES URBANAS (1930)	167
2.4.18.-	REGLAMENTO SOBRE VERIFICACIÓN DE CONTADORES (1931)	168
2.4.19.-	REGLAMENTO SOBRE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS (1933)	168
2.4.20.-	ORDEN PARA LA INTERPRETACIÓN DEL REGLAMENTO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (1932).....	169
2.4.21.-	REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RECEPTORAS (1933)	169
2.4.22.-	MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN DEL REGLAMENTO DE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS (1935).....	170
2.4.23.-	MODIFICACIÓN REGLAMENTO DE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS (1936)	170
2.4.24.-	ORDEN DISPONIENDO LA RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DEL REGLAMENTO DE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS Y REGULARIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA (1938)	171
2.4.25.-	CREACIÓN DEL INSTITUTO NACIONAL DE INDUSTRIA INI (1941).....	171
2.4.26.-	CREACIÓN DE UNIDAD ELÉCTRICA S.A. (1944)	171
2.4.27.-	INSTRUCCIONES Y REGLAMENTO SOBRE INSTALACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE CENTRALES ELÉCTRICAS, LÍNEAS DE TRANSPORTE Y ESTACIONES TRANSFORMADORAS (1949).....	172
2.4.28.-	ORDENACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA Y PRIMERA REGULACIÓN DE TARIFAS (1951)	172
2.4.29.-	TARIFAS TOPES UNIFICADAS DE ENERGÍA (1952)	173

2.4.30.-	REGLAMENTO DE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS Y REGULARIDAD EN EL SUMINISTRO (1954).....	174
2.4.31.-	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN (1955).....	174
2.4.32.-	LEY SOBRE ENERGÍA NUCLEAR (1964).....	175
2.4.33.-	SE ENCARGA A UNESA EL PRIMER PEN (1968).....	175
2.4.34.-	REGLAMENTO TÉCNICO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN (1968)	176
2.4.35.-	ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS BINOMIA (1971).....	177
2.4.36.-	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN (1973).....	177
2.4.37.-	IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA INTEGRADO DE FACTURACIÓN ELÉCTRICA (1973)	179
2.4.38.-	SE CREA EL IDAE (1974)	180
2.4.39.-	APROBACIÓN DEL PRIMER PLAN ENERGÉTICO NACIONAL (1975)	181
2.4.40.-	SEGUNDO PEN (1979).....	182
2.4.41.-	REGULACIÓN DE LA OFICINA DE COMPENSACIONES DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA OFICO (1979)	182
2.4.42.-	CREACIÓN DE ASELETRICA (1980)	183
2.4.43.-	LEY SOBRE CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA (1981).....	184
2.4.44.-	REGLAMENTO SOBRE CONDICIONES TÉCNICAS Y GARANTÍAS DE SEGURIDAD EN CENTRALES ELÉCTRICAS, SUBESTACIONES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (1982).....	184
2.4.45.-	LEY SOBRE EXPLOTACIÓN UNIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (1984)	185
2.4.46.-	TERCER PEN (1983).....	186
2.4.47.-	SE CONSTITUYE REE (1985)	187
2.4.48.-	ENTRADA DE ESPAÑA EN LA CEE (1985)	187
2.4.49.-	NORMAS SOBRE LAS CONDICIONES DE LOS SUMINISTROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CALIDAD DEL SERVICIO (1986)	188

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.4.50.-	APROBACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE TARIFAS ELÉCTRICAS. MARCO LEGAL ESTABLE (1987)	190
2.4.51.-	CUARTO PEN (1991)	192
2.4.52.-	LEY DE ORDENACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL LOSEN (1994).....	193
2.4.53.-	CREACIÓN DE LA COMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (1994)	194
2.4.54.-	DIRECTIVA SOBRE NORMAS COMUNES PARA EL MERCADO INTERIOR DE ELECTRICIDAD (1996)	194
2.4.55.-	LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO (1997)	196
2.5.-	REVISIÓN INTERNACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO	198
2.5.1.-	INTRODUCCIÓN	198
2.5.2.-	EUROPA OCCIDENTAL.....	200
2.5.2.1.-	AUSTRIA	201
2.5.2.2.-	BÉLGICA.....	201
2.5.2.3.-	FRANCIA	202
2.5.2.4.-	HOLANDA.....	202
2.5.2.5.-	GRECIA	203
2.5.2.6.-	ALEMANIA.....	203
2.5.2.7.-	INGLATERRA Y GALES.....	204
2.5.2.8.-	PAÍSES NÓRDICOS	205
2.5.2.8.1.-	NORUEGA.....	205
2.5.2.8.2.-	SUECIA.....	205
2.5.2.8.3.-	FINLANDIA.....	205
2.5.2.8.4.-	DINAMARCA.....	206
2.5.3.-	EUROPA DEL ESTE.....	206
2.5.3.1.-	ARMENIA.....	207
2.5.3.2.-	ALBANIA	208
2.5.3.3.-	AZERBAIJAN	208
2.5.4.-	ÁFRICA	208
2.5.5.-	ASIA Y OCEANÍA	209

2.5.5.1.- AUSTRALIA	210
2.5.6.- AMÉRICA DEL SUR	211
2.5.7.- AMÉRICA CENTRAL	211
2.5.8.- AMÉRICA DEL NORTE.....	211
2.5.8.1.- ESTADOS UNIDOS	212
3.- ESTADO ACTUAL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	215
3.1.- INTRODUCCIÓN	215
3.2.- CALIDAD DE SERVICIO	217
3.2.1.- ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TIEPI Y NIEPI	222
3.2.1.1.- TIEPI	222
3.2.1.2.- NIEPI.....	223
3.2.2.- DEFINICIONES	223
3.2.3.- CLASIFICACIÓN DE ZONAS	226
3.2.4.- CALIDAD INDIVIDUAL Y ZONAL.....	227
3.2.5.- CALIDAD ZONAL.....	228
3.3.- CALIDAD DE SERVICIO DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL USUARIO Y DEL REGULADOR.....	229
3.3.1.- EL SUMINISTRO.....	229
3.3.2.- DIFERENCIA ENTRE EMPRESA DISTRIBUIDORA Y EMPRESA COMERCIALIZADORA	231
3.3.3.- FACTORES A TENER EN CUENTA EN RELACIÓN CON LA CALIDAD DEL SERVICIO	232
3.3.4.- LAS CONSECUENCIAS PARA EL CONSUMIDOR CON RESPECTO A LA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	233
3.3.5.- COSTE DE LA DISTRIBUCIÓN	234
3.3.6.- INVERSIONES	242
3.3.7.- CONSIDERACIÓN FINAL	243
3.3.8.- EUROPA	244

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.4.-	LA CALIDAD DE SERVICIO Y SUS PERTURBACIONES	248
3.4.1.-	DESARROLLO DE LA NORMA UNE-EN 50.160 SOBRE CALIDAD EN EL SUMINISTRO	252
3.4.2.-	ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LA NORMA UNE-EN 50.160 SOBRE CALIDAD EN EL SUMINISTRO	252
3.4.3.-	CARACTERÍSTICAS DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA CALIDAD TÉCNICA DEL PRODUCTO	252
3.4.3.1.-	USUARIO DE RED	253
3.4.3.2.-	OPERADOR DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	253
3.4.3.3.-	PUNTO DE SUMINISTRO	253
3.4.3.4.-	TENSIÓN NOMINAL (U_n).....	253
3.4.3.5.-	TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN DECLARADA (U_c).....	253
3.4.3.6.-	BAJA TENSIÓN (BT)	253
3.4.3.7.-	MEDIA TENSIÓN (MT)	254
3.4.3.8.-	CONDICIONES NORMALES DE EXPLOTACIÓN.....	254
3.4.3.9.-	PERTURBACIÓN CONDUCCIDA.....	254
3.4.3.10.-	FRECUENCIA DE LA TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN	254
3.4.3.11.-	VARIACIÓN DE TENSIÓN	254
3.4.3.12.-	VARIACIÓN RÁPIDA DE TENSIÓN	255
3.4.3.13.-	FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN	255
3.4.3.14.-	PARPADEO (FLICKER)	255
3.4.3.15.-	SEVERIDAD DEL PARPADEO	256
3.4.3.16.-	HUECO DE LA TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN	256
3.4.3.17.-	SOBRETENSIÓN TEMPORAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL.....	257
3.4.3.18.-	SOBRETENSIÓN TRANSITORIA	257
3.4.3.19.-	TENSIÓN ARMÓNICA	258
3.4.3.20.-	TENSIÓN INTERARMÓNICA.....	258
3.4.3.21.-	DESEQUILIBRIO DE TENSIÓN.....	258
3.4.3.22.-	SEÑALES DE INFORMACIÓN TRANSMITIDAS POR LA RED	259
3.4.4.-	CARACTERÍSTICAS DE LA ALIMENTACIÓN EN BAJA TENSIÓN	259
3.4.4.1.-	FRECUENCIA.....	259

3.4.4.2.-	AMPLITUD DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA	260
3.4.4.3.-	VARIACIONES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA	260
3.4.4.4.-	VARIACIONES RÁPIDAS DE LA TENSIÓN.....	260
3.4.4.4.1.-	VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN ESPORÁDICAS	261
3.4.4.4.2.-	SEVERIDAD DEL PARPADEO.....	261
3.4.4.5.-	HUECOS DE TENSIÓN	261
3.4.4.6.-	INTERRUPCIONES BREVES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA.....	261
3.4.4.7.-	INTERRUPCIONES LARGAS DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA	261
3.4.4.8.-	SOBRETENSIONES TEMPORALES EN LA RED ENTRE CONDUCTORES ACTIVOS Y TIERRA	262
3.4.4.9.-	SOBRETENSIONES TRANSITORIAS ENTRE CONDUCTORES ACTIVOS Y TIERRA.....	262
3.4.4.10.-	DESEQUILIBRIO DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA	262
3.4.4.11.-	TENSIONES ARMÓNICAS.....	262
3.4.4.12.-	TENSIONES INTERARMÓNICAS	264
3.4.4.13.-	TRANSMISIÓN DE SEÑALES DE INFORMACIÓN POR LA RED	264
3.4.5.-	CARACTERÍSTICAS DE LA ALIMENTACIÓN EN MEDIA TENSIÓN	265
3.4.5.1.-	FRECUENCIA.....	265
3.4.5.2.-	AMPLITUD DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA.....	265
3.4.5.3.-	VARIACIONES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA	265
3.4.5.4.-	VARIACIONES RÁPIDAS DE LA TENSIÓN.....	266
3.4.5.4.1.-	VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN ESPORÁDICAS	266
3.4.5.4.2.-	SEVERIDAD DEL PARPADEO.....	266
3.4.5.5.-	HUECOS DE TENSIÓN	266
3.4.5.6.-	INTERRUPCIONES BREVES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA.....	267
3.4.5.7.-	INTERRUPCIONES LARGAS DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA	267
3.4.5.8.-	SOBRETENSIONES TEMPORALES EN LA RED ENTRE CONDUCTORES ACTIVOS Y TIERRA	267
3.4.5.9.-	SOBRETENSIONES TRANSITORIAS ENTRE CONDUCTORES ACTIVOS Y TIERRA.....	267
3.4.5.10.-	DESEQUILIBRIO DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA	268
3.4.5.11.-	TENSIONES ARMÓNICAS.....	268

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.4.5.12.- TENSIONES INTERARMÓNICAS	268
3.4.5.13.- TRANSMISIÓN DE SEÑALES DE INFORMACIÓN POR LA RED	269
3.5.- ELEMENTOS DE FIABILIDAD PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO	270
3.5.1.- LÍNEAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN	272
3.5.2.- REGULADORES DE TENSIÓN	276
3.5.3.- CONDENSADORES 20 kV	278
3.5.4.- DETECTOR DE PASO DE FALTAS.....	281
3.5.5.- FACTS	287
3.5.6.- TRANSFORMADORES DESFASADORES	288
3.5.6.1.- DESFASADORES ASIMÉTRICOS.....	291
3.5.6.2.- DESFASADORES SIMÉTRICOS	291
3.5.7.- CONDUCTORES ESPECIALES	292
3.5.8.- BOBINA PETERSEN	294
3.5.9.- AVIFAUNA.....	294
3.5.10.- REPOTENCIACIÓN	300
3.5.10.1.- REPOTENCIACIÓN CON AUMENTO DE VOLTAJE Y CASO PRÁCTICO EN ALICANTE	302
3.5.11.- AUTOMATIZACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	305
3.6.- EVOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE SERVICIO EN ESPAÑA Y EUROPA	308
3.6.1.- ESPAÑA	308
3.6.1.1.- EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA.....	308
3.6.1.2.- EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE SUMINISTROS CONTRATADOS EN ESPAÑA	309
3.6.1.3.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA URBANA EN ESPAÑA	311
3.6.1.4.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA SEMIURBANA EN ESPAÑA.....	311

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.6.1.5.-	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA RURAL CONCENTRADA EN ESPAÑA	312
3.6.1.6.-	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA RURAL DISPERSA EN ESPAÑA	312
3.6.1.7.-	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS TOTALES EN ESPAÑA	312
3.6.1.8.-	ÍNDICES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO: TIEPI Y NIEPI, SU EVOLUCIÓN EN ESPAÑA	314
3.6.2.-	COMUNIDAD VALENCIANA	316
3.6.2.1.-	EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA	316
3.6.2.2.-	EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE SUMINISTROS CONTRATADOS EN LA COMUNIDAD VALENCIANA.....	317
3.6.2.3.-	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA URBANA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA	318
3.6.2.4.-	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA SEMIURBANA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA.....	318
3.6.2.5.-	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA RURAL CONCENTRADA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA	319
3.6.2.6.-	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA RURAL DISPERSA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA	319
3.6.2.7.-	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS TOTALES EN LA CO- MUNIDAD VALENCIANA.....	319
3.6.3.-	COMPARACIÓN ESPAÑA VERSUS COMUNIDAD VALENCIANA.....	320
3.6.3.1.-	EVOLUCIÓN DEL TIEPI y NIEPI URBANO EN ESPAÑA Y EN LA COMUNIDAD VALENCIANA	321
3.6.3.2.-	EVOLUCIÓN DEL TIEPI y NIEPI SEMIURBANO EN ESPAÑA Y EN LA COMUNIDAD VALENCIANA.....	322
3.6.3.3.-	EVOLUCIÓN DEL TIEPI y NIEPI RURAL CONCENTRADO EN ESPAÑA Y EN LA COMUNIDAD VALENCIANA.....	322
3.6.3.4.-	EVOLUCIÓN DEL TIEPI RURAL DISPERSO EN ESPAÑA Y LA COMUNIDAD VALENCIANA	324

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.6.3.5.-	EVOLUCIÓN DEL TIEPI TOTAL EN ESPAÑA Y LA COMUNIDAD VALENCIANA	325
3.6.3.6.-	EVOLUCIÓN COMPARATIVA DE LOS VALORES DEL TIEPI EN ESPAÑA, ALICANTE, VALENCIA Y CASTELLÓN	326
3.6.4.-	PROVINCIAS DE LA COMUNIDAD VALENCIANA	327
3.6.4.1.-	EVOLUCIÓN DEL TIEPI Y NIEPI POR ZONAS EN LA PROVINCIA DE ALICANTE	327
3.6.4.2.-	EVOLUCIÓN DEL TIEPI Y NIEPI POR ZONAS EN LA PROVINCIA DE CASTELLÓN	328
3.6.4.3.-	EVOLUCIÓN DEL TIEPI Y NIEPI POR ZONAS EN LA PROVINCIA DE VALENCIA	329
3.6.4.4.-	EVOLUCIÓN DE LOS TIEPI Y NIEPI TOTALES EN LAS TRES PROVINCIAS DE LA COMUNIDAD VALENCIANA	330
3.6.5.-	COMPARATIVA ENTRE COMUNIDADES AUTÓNOMAS	331
3.6.5.1.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. URBANO - GRUPO 1	331
3.6.5.2.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. URBANO - GRUPO 2	332
3.6.5.3.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. URBANO - GRUPO 3	332
3.6.5.4.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. SEMIURBANO - GRUPO 1	333
3.6.5.5.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. SEMIURBANO - GRUPO 2	333
3.6.5.6.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. SEMIURBANO - GRUPO 3	334
3.6.5.7.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL CONCENTRADO - GRUPO 1	334
3.6.5.8.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL CONCENTRADO - GRUPO 2	335
3.6.5.9.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL CONCENTRADO - GRUPO 3	335

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.6.5.10.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL DISPERSO - GRUPO 1.....	336
3.6.5.11.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL DISPERSO - GRUPO 2.....	336
3.6.5.12.-	COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL DISPERSO - GRUPO 3.....	337
3.6.5.13.-	EVOLUCIÓN TIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 1.	337
3.6.5.14.-	EVOLUCIÓN TIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 2.	338
3.6.5.15.-	EVOLUCIÓN TIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 3.	338
3.6.5.16.-	EVOLUCIÓN NIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 1	339
3.6.5.17.-	EVOLUCIÓN NIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 2	340
3.6.5.18.-	EVOLUCIÓN NIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 3	340
3.6.6.-	CALIDAD SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EUROPA	341
3.7.-	EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	347
3.7.1.-	SITUACIÓN ACTUAL	347
3.7.2.-	EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA UN CONSUMIDOR DOMÉSTICO	350
3.7.3.-	PRECIO DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO (TUR) DESDE EL 1 DE OCTUBRE DE 2011 A LA ACTUALIDAD	353
3.7.4.-	PRECIO DE TUR DESDE EL 1 DE JULIO DE 2009 HASTA EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2011	355
3.7.5.-	PRECIO DE LA TARIFA ELÉCTRICA DESDE EL 1 DE JULIO DE 2008 HASTA EL 30 DE JUNIO DE 2009	355
3.7.6.-	PRECIO DE LA TARIFA ELÉCTRICA DESDE EL 1 DE ENERO DE 2007 HASTA EL 30 DE JUNIO DE 2008 Y 2006	355
3.8.-	EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS	357
3.8.1.-	INTRODUCCIÓN	357
3.8.2.-	OBJETIVOS DE LA FIJACIÓN DE TARIFAS.....	359
3.8.3.-	APLICACIÓN DE LOS INGRESOS OBTENIDOS EN LA TARIFA POR LAS EMPRESAS.....	360

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.8.3.1.-	RETRIBUCIÓN	360
3.8.3.2.-	SISTEMAS RETRIBUTIVOS.....	360
3.8.4.-	PRINCIPIOS TARIFARIOS	361
3.8.5.-	TIPOS DE TARIFAS Y MODALIDADES DE SUMINISTRO ANTERIORES A LA LEY 24/2013	362
3.8.6.-	APLICACIÓN DE LOS INGRESOS OBTENIDOS EN LA TARIFA POR LAS EMPRESAS.....	364
3.8.7.-	DISTRIBUCIÓN.....	367
3.8.8.-	TRANSPORTE	368
3.8.9.-	OTROS COSTES INCLUIDOS EN LA TARIFA ELÉCTRICA.....	368
3.8.10.-	FIJACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE TARIFAS Y ASIGNACIÓN DE COSTES ACREDITADOS.....	369
3.8.11.-	DÉFICIT TARIFARIO	369
3.8.12.-	ETAPAS BÁSICAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA TARIFA	371
3.8.13.-	GENERACIÓN	371
3.8.14.-	SUMINISTRO COMPETITIVO	371
3.8.15.-	SUMINISTRO REGULADO.....	371
3.8.16.-	COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA	372
3.8.17.-	EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO.....	373
3.8.18.-	ESPECIFICIDADES DEL CASO ESPAÑOL	374
3.8.18.1.-	TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO O TUR ANTES DE LA LEY 24/2013	374
3.8.18.2.-	EL BONO SOCIAL	375
3.8.18.3.-	EL MERCADO LIBRE	375
3.8.18.4.-	LA TARIFA PVPC	376
3.9.-	LAS COOPERATIVAS ELÉCTRICAS ANTE EL NUEVO MARCO DE LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO	378
3.9.1.-	ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL COOPERATIVISMO	378
3.9.2.-	ANTECEDENTES DEL COOPERATIVISMO EN LA LEGISLACIÓN ESPAÑOLA	379
3.9.2.1.-	LA CONSTITUCIÓN ESPAÑOLA Y COOPERATIVAS	380

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.9.2.2.-	PROTECCIÓN CONSTITUCIONAL Y EL FOMENTO A LAS COOPERATIVAS .	381
3.9.3.-	LAS COOPERATIVAS DE ELECTRICIDAD EN EL ESTADO ESPAÑOL.....	382
3.9.4.-	LAS DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS EN LA COMUNIDAD VALENCIANA	
	384
3.9.4.1.-	CONSIDERACIÓN ESPECIAL DE LA COOPERATIVA ELÉCTRICA VALENCIANA	
	SAN FRANCISCO DE ASÍS	387
3.9.4.2.-	CARACTERÍSTICAS MÁS IMPORTANTES DEL COOPERATIVISMO ELÉCTRICO	
	EN LA COMUNIDAD VALENCIANA.....	390
3.9.4.2.1.-	INTRODUCCIÓN.....	390
3.9.4.2.2.-	CARACTERÍSTICAS.....	390
3.9.5.-	UN SECTOR AMENAZADO.....	392
3.10.-	LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA	397
3.10.1.-	INTRODUCCIÓN	397
3.10.2.-	LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ANTE LA LIBERALIZACIÓN... ..	397
3.10.3.-	FACTORES DETERMINANTES DEL PROCESO LIBERALIZADOR.....	398
3.10.4.-	MONOPOLIO NATURAL	398
3.10.5.-	CARACTERÍSTICAS DE UN MONOPOLIO	399
3.10.6.-	MONOPOLIO NATURAL DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS.....	399
3.10.7.-	CARACTERÍSTICAS DE LOS MONOPOLIOS NATURALES ELÉCTRICOS..	401
3.10.8.-	LA LIBERALIZACIÓN EN LA LEGISLACIÓN ESPAÑOLA.....	401
3.10.8.1.-	OBJETIVO EUROPEO: MERCADO INTERIOR DE ELECTRICIDAD	401
3.10.8.2.-	MARCO LEGAL ESTABLE	403
3.10.8.3.-	LA LEY 54/1997 DE 27 DE NOVIEMBRE DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	403
3.10.8.4.-	PRINCIPALES NOVEDADES EN LA REGULACIÓN ESTABLECIDA EN LA LEY	
	54/97, DE 27 DE NOVIEMBRE DEL SECTOR ELÉCTRICO	404
3.10.8.5.-	NORMATIVA ELÉCTRICA DESDE 1997 A 2013	405
3.10.8.6.-	LA LEY 24/2013, DE 26 DE DICIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	408
3.10.8.7.-	CONSIDERACIÓN FINAL.....	409
3.11.-	ANÁLISIS JURÍDICO SOBRE LA LEGISLACIÓN DE LA CALIDAD DEL	
	SERVICIO	411

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.12.-	LEGISLACIÓN Y NORMATIVA SOBRE CALIDAD DE SERVICIO Y SUMINISTRO ELÉCTRICO	418
3.12.1.-	NORMATIVA BÁSICA.....	418
3.12.1.1.-	LEY 24 /2013, DEL SECTOR ELÉCTRICO	422
3.12.1.2.-	REAL DECRETO. 1955/2000	426
3.12.2.-	REGLAMENTACIÓN AUTONÓMICA	427
3.12.2.1.-	EXTREMADURA	427
3.12.2.2.-	MADRID.....	432
3.12.2.3.-	CASTILLA LA MANCHA	435
3.12.2.4.-	CATALUÑA.....	437
3.13.-	REVISIÓN INTERNACIONAL DE LAS REGULACIONES DE LA CALIDAD DE SERVICIO	439
3.13.1.-	COMPARATIVA.....	439
3.13.2.-	FRANCIA.....	440
3.13.3.-	INGLATERRA Y GALES	440
3.13.4.-	ARGENTINA.....	441
3.13.5.-	CHILE	441
3.13.6.-	NORUEGA	441
4.-	METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE LA INVESTIGACIÓN	443
4.1.-	MARCO RETRIBUTIVO DE LA DISTRIBUCIÓN. SITUACIÓN PRECEDENTE 1988-1997.....	443
4.1.1.-	OBJETIVOS DE ESTAS REFORMAS	444
4.1.2.-	SITUACIÓN ANTECESORA REGULADORA.....	445
4.1.3.-	IMPORTANCIA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DESDE EL RD 222/2008	445
4.1.4.-	OBJETIVOS DE LA REGULACIÓN.....	446
4.1.5.-	MECANISMOS PARA DETERMINAR LA REMUNERACIÓN	447
4.1.6.-	MECANISMOS BASADO EN ÍNDICES DE SISTEMA	448

4.2.-	RETRIBUCIÓN ACTUAL	449
4.2.1.-	DETERMINACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	450
4.2.2.-	RETRIBUCIÓN ANUAL DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN. Art. 10..	450
4.2.3.-	CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN BASE. Art. 11	451
4.2.3.1.-	RETRIBUCIÓN BASE. Art. 11.1	451
4.2.3.2.-	RETRIBUCIÓN BASE DE LA INVERSIÓN. Art. 11.2	452
4.2.3.2.1.-	RETRIBUCIÓN BASE POR AMORTIZACIÓN.....	453
4.2.3.2.1.1.-	INMOVILIZADO BASE BRUTO	454
4.2.3.2.1.1.1.-	INMOVILIZADO BASE BRUTO AT	454
4.2.3.2.1.1.2.-	INMOVILIZADO BASE BRUTO BT	455
4.2.3.2.1.1.3.-	INMOVILIZADO BRUTO DE OTROS ACTIVOS	457
4.2.3.2.1.1.4.-	COEFICIENTE INSTALACIONES PUESTAS EN SERVICIO FINANCIADAS Y CEDIDAS POR TERCEROS	457
4.2.3.2.1.1.5.-	FACTOR DE RETARDO RETRIBUTIVO	458
4.2.3.2.2.-	RETRIBUCIÓN FINANCIERA DEL ACTIVO NETO.....	459
4.2.3.2.2.1.-	INMOVILIZADO BASE NETO CON DERECHO A RETRIBUCIÓN	460
4.2.3.2.2.2.-	TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA	461
4.2.3.3.-	RETRIBUCIÓN BASE POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. Art. 11.3.....	461
4.2.3.3.1.-	RETRIBUCIÓN BASE POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO AT	462
4.2.3.3.2.-	RETRIBUCIÓN BASE POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO BT	463
4.2.3.3.3.-	RETRIBUCIÓN POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ACTIVOS NO ELÉCTRICOS	464
4.2.3.3.4.-	FACTOR DE EFICIENCIA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO LIGADA A ACTIVOS ELÉCTRICOS	464
4.2.3.3.5.-	RETARDO RETRIBUTIVO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	465
4.2.3.4.-	RETRIBUCIÓN BASE POR INVERSIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL AÑO N. Art. 11.4	466
4.2.3.4.1.-	RETRIBUCIÓN BASE POR INVERSIÓN EN EL AÑO N. Art. 11.4. a)	467
4.2.3.4.1.1.-	RETRIBUCIÓN BASE POR AMORTIZACIÓN	467
4.2.3.4.1.2.-	RETRIBUCIÓN FINANCIERA DEL ACTIVO NETO	467
4.2.3.4.1.3.-	INMOVILIZADO BASE NETO CON DERECHO A RETRIBUCIÓN	468
4.2.3.4.2.-	TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DEL INMOVILIZADO. Art. 11.4 b).....	468
4.2.4.-	RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN Y POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO POSTERIORES AL AÑO BASE. Art. 12	469

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.2.4.1.-	RETRIBUCIÓN POR EL ELEMENTO DE INMOVILIZADO.....	470
4.2.4.2.-	RETRIBUCIÓN POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO FUERA ACTIVOS ELÉCTRICOS	470
4.2.4.3.-	FACTOR DE EFICIENCIA DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	471
4.2.4.3.1.-	RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN	471
4.2.4.3.1.1.-	RETRIBUCIÓN POR AMORTIZACIÓN DE LA INVERSIÓN	471
4.2.4.3.1.2.-	RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA INVERSIÓN	472
4.2.4.3.1.2.1.-	VALOR DE INVERSIÓN CON DERECHO A RETRIBUCIÓN.....	473
4.2.4.3.1.2.2.-	ACTIVOS CON DERECHO A RETRIBUCIÓN	473
4.2.4.3.2.-	VALOR REAL AUDITADO DE INVERSIÓN	473
4.2.4.3.3.-	FACTOR DE RETARDO RETRIBUTIVO	473
4.2.4.4.-	ACTIVOS CON DERECHO A RETRIBUCIÓN DISTINTOS A LOS ELÉCTRICOS	475
4.2.4.5.-	RETRIBUCIÓN POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO N-2	477
4.2.4.5.1.-	FACTOR DE RETARDO RETRIBUTIVO DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	477
4.2.4.6.-	RETRIBUCIÓN Y MANTENIMIENTO LÍNEAS BT.....	478
4.2.5.-	RETRIBUCIÓN POR OTRAS TAREAS REGULADAS. Art. 13	479
4.2.6.-	TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DEL ACTIVO DE DISTRIBUCIÓN CON DERECHO A RETRIBUCIÓN A CARGO DEL SISTEMA ELÉCTRICO. Art. 14	483
4.2.7.-	EXTENSIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE LAS INSTALACIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN. Art. 15.....	484
4.2.8.-	INCENTIVO O PENALIZACIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Art. 33.....	485
4.2.8.1.-	PÉRDIDAS A EFECTOS DEL INCENTIVO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.....	486
4.2.8.2.-	CÁLCULO DEL VALOR DEL INCENTIVO A LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS ..	486
4.2.9.-	INCENTIVO O PENALIZACIÓN PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Art. 37	491
4.2.9.1.-	EMPRESAS CON UN TIEPI EN EL PERIODO REGULATORIO ANTERIOR MENOR QUE LA MEDIA NACIONAL	492
4.2.9.2.-	EMPRESAS CON UN TIEPI EN EL PERIODO REGULATORIO ANTERIOR MAYOR QUE LA MEDIA NACIONAL.....	492

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.2.10.- INCENTIVO A LA REDUCCIÓN DEL FRAUDE. Art. 40	498
4.3.- MODELO DE RED DE REFERENCIA	499
4.4.- ANÁLISIS DE INSTALACIONES	501
4.4.1.- PARÁMETROS CONSIDERADOS EN LAS LÍNEAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN.....	501
4.4.2.- MODELIZACIÓN POR GRUPOS	502
4.4.3.- HIPÓTESIS DE CÁLCULO Y MODELIZACIÓN MECÁNICA.....	503
4.4.4.- HIPÓTESIS DE CÁLCULO Y MODELIZACIÓN ELÉCTRICA	509
4.5.- METODOLOGÍA DE CÁLCULO	514
4.5.1.- CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS	515
4.5.2.- LÍNEAS AÉREAS ALTA TENSIÓN CONDUCTOR LA 56 CIRCUITO SIMPLE	519
4.5.2.1.- CRUZAMIENTOS SIN OBSTÁCULOS	520
4.5.2.2.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 1	522
4.5.2.3.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 2	522
4.5.2.4.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 3	522
4.5.2.5.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 4	522
4.5.2.6.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 5	522
4.5.2.7.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 6	523
4.5.2.8.- INCLINACIONES O PENDIENTES	523
4.5.2.9.- ÁNGULOS	527
4.5.3.- LÍNEAS AÉREAS ALTA TENSIÓN CONDUCTOR LA 56 CIRCUITO DOBLE	531
4.5.3.1.- CRUZAMIENTOS SIN OBSTÁCULOS	531
4.5.3.2.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 1	532
4.5.3.3.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 2	533
4.5.3.4.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 3	533
4.5.3.5.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 4	533
4.5.3.6.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 5	533
4.5.3.7.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 6	534

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.6.-	TIEPI Y NIEPI APLICADO A LÍNEAS Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE ALTA TENSIÓN.....	535
4.6.1.-	CLIENTES CUALIFICADOS	538
4.6.2.-	CLIENTES A TARIFA	539
5.-	APLICACIONES DEL ESTUDIO Y MODELO.....	545
5.1.-	EVOLUCIÓN DE LA ZONA TIPO DE DISTRIBUCIÓN.....	545
5.1.1.-	AÑO 1975.....	549
5.1.1.1.-	CARACTERÍSTICAS CENTRO DE REPARTO	551
5.1.1.2.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 1.....	552
5.1.1.3.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 2.....	552
5.1.1.4.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 3.....	553
5.1.2.-	AÑO 1990.....	554
5.1.2.1.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 4.....	556
5.1.2.2.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 5.....	556
5.1.3.-	AÑO 2000.....	557
5.1.3.1.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 6.....	559
5.1.4.-	AÑO 2005.....	559
5.1.4.1.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 7.....	562
5.1.4.2.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 8.....	562
5.1.4.3.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 9.....	563
5.1.5.-	AÑO 2015.....	564
5.1.5.1.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 10.....	566
5.1.6.-	AÑO 2016.....	566
5.1.7.-	AÑO 2017.....	569
5.1.7.1.-	CENTRO TRANSFORMACIÓN 11.....	571
5.2.-	JUSTIFICACIÓN DEL MODELO CÁTERA	572
5.2.1.-	LÍNEAS AÉREAS	572
5.2.2.-	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	578

5.2.2.1.-	CÁLCULOS DE COSTE.....	578
5.3.-	APLICACIÓN DEL MODELO CÁTERA AL CONFLICTO DE DISTRIBUIDOR DE ZONA AL MENOR COSTE PARA EL SISTEMA.....	587
5.3.1.-	COSTES DE INSTALACIÓN. LÍNEAS AÉREAS. LONGITUDES Y ZONA DE ACTUACIÓN.....	590
5.3.2.-	LÍNEAS AÉREAS. AFECCIONES EN LA TRAZA.	591
5.3.3.-	LÍNEAS SUBTERRÁNEAS	594
5.3.4.-	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	596
5.3.5.-	SUBESTACIONES. POSICIONES DE SUBESTACIÓN.....	596
5.3.6.-	SUBESTACIONES. TRANSFORMADORES, REACTANCIAS, TRANSFORMADORES	597
5.3.7.-	EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD	598
5.3.8.-	COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y RESULTADOS DE LA COMPARATIVA.....	598
5.4.-	METODOLOGÍA APLICADA AL CÁLCULO DE LOS COSTES UNITARIOS .	602
5.4.1.-	VALORES DE INVERSIÓN LAAT	604
5.4.2.-	VALORES DE INVERSIÓN LÍNEAS SUBTERRÁNEAS	607
5.4.3.-	VALORES UNITARIOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	608
5.4.4.-	VALORES UNITARIOS SUBESTACIONES.....	610
5.4.5.-	VALORES UNITARIOS DE FIABILIDAD.....	610
5.5.-	REPERCUSIÓN DE LA EXPROPIACIÓN SOBRE EL COSTE DE LA INVERSIÓN ELÉCTRICA.....	611
5.5.1.-	NORMATIVA DE VALORACIÓN	611
5.5.2.-	COSTE EXPROPIACIONES LÍNEAS ELÉCTRICAS SEGÚN TIPO DE SUELO	611
5.6.-	APLICACIÓN RETRIBUTIVA A LA ZONA TIPO DE DISTRIBUCIÓN	614
5.6.1.-	INVENTARIO PARA LA RETRIBUCIÓN BASE.....	614
5.6.2.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE NUEVAS INVERSIONES. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017	615

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.6.3.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE NUEVAS INVERSIONES. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017	621
5.6.4.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE OTRAS TAREAS. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017	623
5.6.5.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017	625
5.6.6.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE MEJORA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017	630
5.6.7.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE MEJORA DE REDUCCIÓN DEL FRAUDE. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017	632
5.6.8.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN TOTAL PREVISIBLE DE MEJORA DE REDUCCIÓN DEL FRAUDE. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017	633
5.6.9.-	HIPÓTESIS DE CÁLCULO DE DIFERENTES POSIBILIDADES DE INVERSIÓN DE LAS EMPRESAS. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017	633
6.-	LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO CON LA FIRME APUESTA POR LAS RENOVABLES EN ESPAÑA.....	645
6.1.-	INTRODUCCIÓN	645
6.2.-	GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN.....	648
6.3.-	EL AUTOCONSUMO EN EL DERECHO COMPARADO	650
6.3.1.-	PORTUGAL	650
6.3.2.-	ESTADO UNIDOS	650
6.3.3.-	JAPÓN	651
6.3.4.-	ALEMANIA.....	651
6.3.5.-	DINAMARCA	652
6.3.6.-	ITALIA	653
6.3.7.-	MÉXICO	653

6.4.- LA INFLUENCIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO	654
6.4.1.- CARACTERIZACIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS	654
6.4.2.- TIPOLOGÍAS DE INSTALACIONES GENERADORAS DE BAJA TENSIÓN .	656
6.4.2.1.- SISTEMAS AISLADOS	657
6.4.2.2.- SISTEMAS ASISTIDOS	657
6.4.2.3.- SISTEMAS INTERCONECTADOS	658
6.4.3.- REVISIÓN LEGISLATIVA DEL AUTOCONSUMO	661
6.4.4.- POSIBLES PERTURBACIONES Y SU INFLUENCIA EN LA CALIDAD DE SERVICIO	663
6.4.5.- RESPUESTAS FRENTE A HUECOS DE TENSIÓN.....	666
6.5.- EVOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.....	667
6.5.1.- INSTALACIÓN DE 10 KW (2008).....	667
6.5.2.- INSTALACIÓN DE 100 KW (2008).....	669
6.5.3.- INSTALACIÓN DE 5 MW (2008).....	670
6.5.4.- RESUMEN DE SITUACIÓN. AÑO 2008.....	671
6.5.5.- INSTALACIÓN DE 10 KW (2011).....	672
6.5.6.- INSTALACIÓN DE 100 KW (2011).....	673
6.5.7.- INSTALACIÓN DE 5 MW (2011).....	674
6.5.8.- NUEVA SITUACIÓN, DESPUÉS DEL AÑO 2011	674
6.5.9.- INSTALACIÓN DE 10 KW (2014).....	676
6.5.9.1.- TIPO A: 10 KW “VENTA A RED”	676
6.5.9.2.- TIPO A: 10 KW “AUTOCONSUMO”	677
6.5.10.- INSTALACIÓN DE 100 KW (2014).....	678
6.5.10.1.- TIPO B: 100 KW “VENTA A RED”	678
6.5.10.2.- TIPO B: 100 KW “AUTOCONSUMO”.....	678
6.5.11.- INSTALACIÓN DE 5 MW (2014).....	679
6.5.11.1.- TIPO C: 5 MW “VENTA A RED”	679
6.5.11.2.- TIPO C: 5 MW “AUTOCONSUMO”	680

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

6.5.12.- RESUMEN DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	680
6.5.13.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON ACUMULACIÓN POR BATERÍAS .	681
7.- CONCLUSIONES Y APORTACIONES	683
7.1.- DE LA INCENTIVACIÓN A LA PENALIZACIÓN EN LA CALIDAD DE SERVICIO	
.....	683
7.1.1.- EMPRESA EDHI CON 17 CORTES DE SUMINISTRO DE 6 H 33' 49"	687
7.1.1.1.- CLIENTES EN BAJA TENSIÓN	687
7.1.1.2.- CLIENTES EN ALTA TENSIÓN	687
7.1.2.- EMPRESA EDHI CON 33 CORTES DE SUMINISTRO DE 21 H 48' 44" ...	689
7.1.2.1.- CLIENTES EN BAJA TENSIÓN	690
7.1.2.2.- CLIENTES EN ALTA TENSIÓN	692
7.2.- DE LAS AFECCIONES DE LAS LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN.....	694
7.2.1.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 56 CIRCUITO SIMPLE ZONA A	694
7.2.1.1.- GRUPO 1. TERRENO, SENDAS, RÍOS, AUTOVÍAS Y FERROCARRILES SIN ELECTRIFICAR	695
7.2.1.2.- GRUPO 2. TERRENO, SENDAS, RÍOS, AUTOVÍAS Y FERROCARRILES SIN ELECTRIFICAR	696
7.2.1.3.- GRUPO 3. LÍNEAS AÉREAS DE BAJA TENSIÓN Y DE TELECOMUNICACIONES	696
7.2.1.4.- GRUPO 4. LÍNEAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN 20 KV	697
7.2.1.5.- GRUPO 5. TELEFÉRICOS	698
7.2.1.6.- GRUPO 6. EDIFICIOS, NAVES, ETC.	698
7.2.1.7.- GRUPO 7. ÁNGULOS	699
7.2.1.8.- GRUPO 8. INCLINACIONES	702
7.3.- DE LOS COSTES UNITARIOS DE LAS LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN.	
MODELIZACIÓN CÁTERA.	706
7.3.1.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 56 SIMPLE CIRCUITO.....	706
7.3.2.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 56 DOBLE CIRCUITO.....	709
7.3.3.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 110 SIMPLE CIRCUITO.....	712

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

7.3.4.-	LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 110 DOBLE CIRCUITO.....	715
7.3.5.-	LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 180 SIMPLE CIRCUITO.....	718
7.3.6.-	LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 180 DOBLE CIRCUITO.....	721
7.4.-	DEL CONSUMIDOR FRENTE AL SECTOR ELÉCTRICO	724
7.4.1.-	EN CUANTO AL DERECHO A UN SERVICIO DE ATENCIÓN TELEFÓNICA GRATUITA AL CLIENTE	728
7.4.2.-	ALCANCE Y RESPONSABILIDADES DE LAS DISTRIBUIDORAS Y COMERCIALIZADORAS.....	729
7.5.-	DE LA TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA DE LOS EXPEDIENTES DE RECLAMACIÓN.....	732
7.6.-	DE LA APLICACIÓN DE LA HIPÓTESIS CÁTERA AL CONFLICTO DE DISTRIBUIDOR DE ZONA Y A LAS VARIABLES DEL TRAZADO Y A SUS COSTES.....	735
7.7.-	SOBRE LA FORMULACIÓN DE RETRIBUCIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	737
7.8.-	DEL COMPORTAMIENTO INVERSOR DE LAS EMPRESAS.....	744
7.8.1.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA EMPRESA “INACTIVA”	744
7.8.2.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA EMPRESA “PASIVA”	745
7.8.3.-	SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA EMPRESA “EFICIENTE”	746
7.9.-	DE LAS COOPERATIVAS ELÉCTRICAS.....	748
7.10.-	DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS COOPERATIVAS ELÉCTRICAS. UNA ALTERNATIVA REAL AL OLIGOPOLIO.	749
7.11.-	DE LA CALIDAD DE SERVICIO Y EL AUTOCONSUMO.....	751
8.-	FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.....	765
	BIBLIOGRAFÍA.....	767

**ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES
DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

ÍNDICE FIGURAS	795
ÍNDICE TABLAS	813
ÍNDICE GRÁFICAS.....	827
ÍNDICE FOTOGRAFÍAS.....	835
ANEXO ÚNICO	839
COOPERATIVAS ELÉCTRICAS DE LA COMUNIDAD VALENCIANA	839
COMPAÑÍAS DISTRIBUIDORAS DE LA COMUNIDAD VALENCIANA	841
COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS DE ESPAÑA	845

PROLOGO

La **Calidad de Servicio** en un país es indicativo del desarrollo de la industrialización, de la economía, etc. Lo que ocurre, es que la forma de conseguir ésta, puede inducir a objetivos que pueden mermar tanto a las empresas que invierten con sus propios capitales (distribuidores y transportistas) como a la propia administración estatal o autonómica que las retribuye por esta actividad.

Mayoritariamente nuestro país está claramente definido por las empresas transportistas^{III}, en España solamente existe una REE^{IV}. Sin embargo en la actividad de distribución, la dificultad, y con buen criterio^V, es más compleja. Existen varios distribuidores mayoritarios, ENDESA, IBERDROLA, EDP. FENOSA, E.ON (Figura 8) y así un total de 342 empresas distribuidoras^{VI}.



Fotografía 1. Apagón eléctrico ocurrido en la subestación de Jijona (Alicante) en junio de 1999. [1]

Desde hace ya algún tiempo escuchamos las palabras “**déficit tarifario**” [2] [3] [4], también la de usuarios que manifiestan diferentes opiniones como las de.... “**me han subido la luz**” [5] y “**miro el recibo y no entiendo nada....**” [6] “**llamo al teléfono que me han dicho y no me lo coge nadie**” u otros “**llamo y me sale un contestador**” “**He ido donde me han dicho que me atenderían en persona y no me han aclarado nada y**” “**me han dicho que vaya a Industria a reclamar**” “**¿me he enterado que han subido la luz por las renovables? ¿Es verdad?**” [7] [8]. “**Pues yo creo que no....**” Me han dicho “**Que es por algo de la eficiencia energética....**” y lo peor de todo ello, es que este tipo de comentarios ocurren en tiempos de **dificultades económicas**.

^{III} La tensión de transporte es la referida a 220 kV y 400 kV. Para la distribución, son tensiones inferiores a 220 kV, en concreto las más empleadas son 132, 66 y 20 kV.

^{IV} Red Eléctrica de España.

^V Recordemos que la Unión Europea prohíbe los monopolios.

^{VI} Las empresas distribuidoras se hacen cargo de las tensiones menores de 220 kV. Respecto a las normalizadas por el Real Decreto 223/2008 son 132, 66, 20 kV y las de baja tensión 230/400 V.

Pues bien todo lo anterior y más, dependen de dos términos el **TIEPI^{VII}** y el **NIEPI^{VIII}**. Ambos términos, quedan dentro de lo que se llama **Calidad de Servicio^{IX}** y a su vez relacionadas con figuras jurídicas o agentes del mercado eléctrico, que están perfectamente cuantificados en la legislación vigente. Así como por las empresas distribuidoras^X y las transportistas, principales actores jurídicos de ello.

LA CALIDAD DE SERVICIO

En los últimos años, la **Calidad del Servicio** eléctrico se ha transformado en un tema de gran relevancia, tanto para las empresas proveedoras de electricidad como para los consumidores o usuarios finales de tal servicio, dada la diversidad de aspectos técnicos y comerciales involucrados en el suministro, así como al aumento de las necesidades de los clientes y a las transformaciones en la estructura del sector. Ya no sólo se considera el suministro de electricidad como una necesidad básica, sino que su calidad cobra cada vez más importancia.



Fotografía 2. Línea de 132 kV rota en la subestación de Jijona (Alicante) en junio de 1999. Fuente propia.

La Real Academia de la Lengua define **calidad** como la propiedad o conjunto de

^{VII} TIEPI es el tiempo de interrupción del suministro eléctrico equivalente a la potencia instalada. Es un parámetro o índice para medir la Calidad de Suministro eléctrico.

^{VIII} NIEPI es el número de interrupciones del suministro eléctrico equivalente a la potencia instalada. Es un parámetro o índice para medir la Calidad de Suministro eléctrico.

^{IX} En el periodo 2011-2013 la inversión en la provincia en redes de distribución y transporte se elevó a 170 millones de euros. La provincia de Alicante absorbe en estos momentos la mitad de toda la inversión nacional para evitar cortes de luz. En 2012, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) suspendió por imperativo legislativo con los recortes el Programa de Desarrollo de la Red 2008-2016. Pero se retomó este verano para satisfacer «aspectos puntuales» de la demanda. Alicante salió muy beneficiada por la planificación que habían hecho las compañías y la Generalitat. El MINETUR creyó ese esquema de necesidades y dio vía libre a varios proyectos por valor de 93,7 millones de euros de los 198 aprobados para mejoras de redes de transporte y distribución de electricidad en España.

^X Cuando utilicemos en esta Tesis Doctoral el concepto o palabra Distribuidor según la definición dada por la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico en su título II Ordenación del Suministro en sus apartados d) y e). como sujeto dentro del sector eléctrico a las Empresas Distribuidoras, quedan englobadas las empresas con forma jurídica de Cooperativas Eléctricas. Artículo 3 punto 2, de dicha Ley.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

propiedades inherentes a algo, que permiten juzgar su valor. Por lo que, podemos definir la **Calidad de Servicio eléctrico** como el **conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigibles por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración.**

La evolución de las necesidades de la sociedad unida a los cambios que se están produciendo en la regulación de los sistemas de distribución, ha hecho que se esté haciendo hincapié en la modificación de la regulación de la **Calidad del Servicio.**

La energía eléctrica al ser un bien de consumo, debe mantener una determinada calidad, ya que de lo contrario, afectaría a todos los equipamientos que dependieran de un modo directo o indirecto de ésta. La **Calidad de Servicio** viene definida por:

- a) **Continuidad del suministro**, relativa al número y duración de las interrupciones del suministro (**TIEPI** y **NIEPI**).
- b) **Calidad del producto**, relativa a las características de la onda de tensión (huecos de tensión, armónicos, etc.).
- c) **Calidad en la atención y relación con el cliente**, relativa al conjunto de actuaciones de información asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación, etc.

EL USUARIO FRENTE AL SECTOR ELÉCTRICO

Podemos comprobar el argumento del punto anterior con respecto a los usuarios y clientes, con los resultados^{XI} de un barómetro [9], sobre **“Confianza en el sector eléctrico”** realizado en 2013. Del mismo podemos concluir con las siguientes conclusiones:

- a) **“Usted, como usuario del servicio de electricidad... Sabe por qué sube su precio”**. “El 56,3% de la muestra, no conoce el por qué sube el precio de la luz”. La mayoría de la gente supone que es porque todo sube, el pan, el gas, la electricidad, etc.
- b) **“Usted, como usuario del servicio de electricidad... Cree que su precio responde a costes reales”**. “El 93,6% de la muestra, cree el precio de la electricidad, por lo que pagamos, no es real”. O dicho de otro modo, no cree que el precio puesto al kWh de energía sea cierto.

La opinión pública entiende que las grandes compañías establecen las

^{XI} 453 entrevistas. Residentes en España mayores de 18 años. Fecha de trabajo de campo: 1 a 14 de agosto 2013. Grabación y explotación 19 a 23 de agosto 2013. Análisis final 6 de septiembre de 2013.

subidas de precios para lograr mayores beneficios. Cabe distinguir como se verá más adelante, que existen dos precios para los usuarios o consumidores, el del mercado regulado impuesto por el Gobierno Central y el del mercado liberalizado dado por las Empresas Comercializadoras en libre competencia, como consecuencia de la liberalización del sector eléctrico dada por la antigua ley del sector eléctrico Ley 54/1997 [10] y la actual Ley 24/2013 [11].

Hay muchos usuarios (la mayoría), por ejemplo que no distinguen lo que es una compañía eléctrica distribuidora y una comercializadora. Y sobre todo cuando éstas utilizan el mismo logotipo de grupo. A veces, el grupo comercializador no utiliza los medios, del todo adecuados, para pasar a clientes del antiguo mercado de último recurso **TUR** o ahora **PVPC**, al libre mercado. Ellos (los consumidores) solo distinguen el nombre de la empresa, para bien o para mal.

- c) ***“Usted, como usuario del servicio de electricidad.... Comprende los conceptos de su factura”***. *“El 66,4% responde que no”*. Desgraciadamente, ni los propios funcionarios, responsables en la administración de temas de energía, llegan a alcanzar o descifrar una factura de un usuario, y sobre todo, si dicho usuario es un industrial, que tiene tarifas a seis periodos, y por supuesto está en el libre mercado y con una compañía, de las no muy integradas en la zona de suministro. Tales conceptos absolutamente ininteligibles para el pequeño consumidor suponen una indefensión absoluta a la hora de querer reclamar, en el organismo competente.
- d) ***“Usted, como usuario del servicio de electricidad....Sabe lo que es el déficit tarifario”***. *“Pues el 57,2% respondió que no”*. Como no podía ser de otra, imagínese la pregunta a fecha de hoy, no se tiene clara ni la cantidad exacta que se deben a las compañías eléctricas, y en algunos casos ni en qué conceptos. Ni de qué forma se les ha estado retribuyendo por el Gobierno Central, en estos años atrás. La gente de a pie (el usuario) no entiende cómo es posible con la intervención del estado, antes de la liberalización que se incrementara tanto, dicho déficit.
- e) ***“Cree Vd. que siendo España el tercer país europeo con la electricidad más cara, después de Malta y Chipre, ¿puede existir realmente déficit de tarifa?”***. Pues desde luego la pregunta es muy buena. A lo largo de esta tesis doctoral, se verá el método de retribución a las grandes compañías y se analizará la misma. *“El 82,8% opina que no puede existir déficit de tarifa con unos precios tan caros”*.

- f) **“¿Las empresas eléctricas están actuando éticamente en el cálculo de sus costes de producción?”**. La pregunta tiene mayor dificultad de lo que el usuario normal puede llegar a pensar, pero el caso es que *“el 95,4% opina que las empresas eléctricas no dan los datos correctos sobre sus costes de producción”*, con lo que redundaría en aumentar el déficit tarifario.
- g) **“Pagaría más por: Se incremente la producción de electricidad mediante energías renovables”**. Está clara la postura, *“el 54,2%, estaría dispuesta”*, incluso con los precios altos de la factura de la luz, a pagar más, pero si el origen de la misma fuera mediante energías renovables. Este apartado se desarrollará también a lo largo de esta tesis doctoral.
- h) **“Pagaría más por: Cerrar las centrales nucleares.”** *“El 65,5% no estaría dispuesto a pagar más por cerrar las centrales nucleares y el 35,5% sí que lo estaría”*. Esta postura deja claro, que los usuarios no están dispuestos a pagar más de la cuenta, salvo que sea por energías renovables. Claro, esto entendido dentro de una coyuntura económica como la actual, en la que el ciudadano supervisa y recorta cualquier gasto superfluo. Pero cree que la energía nuclear, con sus debidos controles, revisiones, etc. no tiene por qué cerrarse, sin aparente motivo.
- i) **“El comportamiento de las empresas del sector eléctrico es... transparente”**. El 95,7% cree que dichas empresas eléctricas, son poco o nada transparentes. Esto para el consumidor es normal. Ya que de otros sectores similares, como la telefonía, ocurre lo mismo. Se tratará a lo largo de la tesis doctoral, por constituir uno de los parámetros de la **Calidad de Suministro**.
- j) **“El comportamiento de las empresas del sector eléctrico es... justo (sin abusos)”**. El 93,7% cree que las empresas eléctricas en general son abusivas. En la tesis doctoral también se tratará este tema, ya que se corresponde con una de las definiciones de **Calidad de Suministro**.
- k) **“El comportamiento de las empresas del sector eléctrico es... respetuoso con el medio ambiente”**. Quizás en esta pregunta hubiera sido necesario aclarar más la misma. Actualmente, se llevan desde las administraciones autonómicas y nacionales, estrictos controles medioambientales. Pero la respuesta es que *“el 56,9 % cree que poco y que nada el 27,1%”* y sólo *“el 0,7% cree que mucho”* y *“el 15,3% que bastante”*.
- l) **“El comportamiento de las empresas del sector eléctrico es... solidario con las dificultades de los usuarios con la crisis.”** *“El 24,2% cree que poco”* y *“el 74,7% que nada”*. Pero recordemos que **“nadie monta una empresa para perder dinero”**. Y recordemos también, que los precios de las tarifas

para el pequeño usuario, lo propone, pone o impone el Gobierno Central. Ante cualquier contratiempo, piensa el consumidor, que la compañía eléctrica corta la luz y luego el ciudadano que reclame, tratándose de un servicio esencial cómo es.

- m) **“¿En qué medida es culpable de una energía tan cara: el Gobierno?”**. Los usuarios piensan que *“el 60,9% lo es mucho”, y “el 34,2% lo es bastante”*.
- n) **“¿En qué medida es culpable de una energía tan cara: Las empresas eléctricas?”**. Aquí el usuario consultado es rotundo, *“el 76,2% piensa que las empresas eléctricas son los responsables”* de que *“la luz”* sea tan cara.
- o) **“¿En qué medida es culpable de una energía tan cara: las primas a las energías renovables?”**. Los usuarios piensan en un 18,9% y 27,2% que *“la luz”* es tan cara por las primas que estamos pagando entre todos a las renovables. No podemos decir que no lleven razón, pero también en esta tesis doctoral se profundizará sobre esta cuestión, que justo España, llega a ser reconocida dentro de la UE como pionera en este sector de energías renovables.
- p) **“¿En qué medida es culpable de una energía tan cara: La subida del petróleo?”**. *“El 26,6% cree que mucho, el 35,3% que bastante y el 34,9 que poco”*.
- q) **“¿Cree que las eléctricas deberían ser obligadas a abrir sus cuentas a un auditor público para determinar lo que realmente cuesta producir un kilovatio/ hora?”**. La respuesta es tajante, *“el 95,5%”* cree y con razón que sí. Tratándose de un servicio que es de necesidad hoy día esta cuestión se considera esencial para descartar las sombras que hay sobre el sector.
- r) **“¿Cree que se debería potenciar o reducir las procedentes de recursos... fósiles (carbón, gas, petróleo, etc.)?”**. *“El 82,9%”* de las personas consultadas creen que se debería reducir la electricidad procedente de recursos fósiles como el carbón, el gas o el petróleo.
- s) **“¿Cree que se debería potenciar o reducir las procedentes de recursos... Nuclear?”**. *“El 78%”* cree que debería disminuir el uso de energía nuclear y *“el 97%”* opina que habría que potenciar la energía proveniente de recursos renovables.
- t) **“¿Cree que se debería potenciar o reducir las procedentes de recursos... Renovables (hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, etc.)?”**. La posición de la opinión pública, está clara, el *“97,5%”* cree que se debe de potenciar las energías alternativas. Todo ello se tratará en esta tesis doctoral.

Tal y como empezábamos a comentar en esta tesis doctoral, muchas de las respuestas a estas preguntas, tienen que ver con la **Calidad de Servicio** y para que una

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

empresa distribuidora invierta en la mejora de la **Calidad de Suministro**, tal y como se ha hecho en estos últimos años en España y en la Comunidad Valenciana, tiene que estar **bien retribuida**. La cuestión es **cuánto de retribuida**, de **qué forma**, y **a qué precios**. Durante toda la tesis doctoral, se buscará esa finalidad, la de mejorar la **Calidad de Servicio**, pero desde los diferentes puntos de vista, el **técnico**, el **empresarial**, el del **consumidor** o **usuario** y del **regulador** (Administración General del Estado y Administración Autónoma, ambas competentes en esta materia).

Concluía el Doctorando en 2011 en el **Congreso Internacional de Energías Renovables y Calidad de Servicio (International Conference on Renewable Energies and Power Quality. ICREPQ'11)** que era necesario una nueva revisión y puesta en aplicación efectiva del Real Decreto 222/2008 [12] así como modificaciones en el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] en las que se consiguiera una retribución que efectivamente estimule a la empresa eléctrica a su inversión en sus redes, y se concluía con una frase "**una empresa eléctrica bien retribuida, está obligada a invertir en la mejora de las redes**"^{xii}, "**a well-paid electricity company is obliged to invest in network improvements**" [15].

Esto efectivamente se ha producido con la Ley 24/2013 [11] y el Real Decreto 1048/2013 [16] y Real Decreto 1047/2013 [17], por tanto será **objetivo** de esta tesis doctoral, **analizar, valorar y proponer**, en su caso cambios regulatorios a la misma, en lo que respecta a la distribución de energía eléctrica. Así como aplicarlos a una empresa ficticia, para ver su comportamiento frente a la **Calidad de Servicio**.

^{xii} Rafael Muñoz y Otros. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality. (ICREPQ'11). Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 13th to 15th April, 2010. Overview of the Quality of Electricity Supply in Spain. Visión general de la Calidad del Suministro Eléctrico en España.* R. Muñoz, Universidad de Alicante and S. Valero Universidad Miguel Hernández.

ESTRUCTURA DE LA TESIS

La tesis consta de ocho capítulos y un anexo. En el capítulo **PRIMERO**, se expone y analiza el problema y se profundiza sobre los objetivos a conseguir en la tesis doctoral. Dejando claro el fin a conseguir: **un modelo técnico, teórico y matemático, financiero y económico, basado en el estudio y análisis del sector eléctrico**, en referencia a la Calidad del Suministro. El **objetivo** de la tesis doctoral, es la contribuir a la mejora de los índices **TIEPI** y **NIEPI** de **Calidad de Servicio**, mediante tres parámetros fundamentales: el primero el **técnico**, el segundo el **económico financiero** y el tercero el **administrativo**.

Recordemos, que ninguna empresa distribuidora va a invertir en nuevas instalaciones, o en mantener las existentes en buen estado (...), para que no se produzcan cortes de luz (en número de veces o en duración) si no está bien **retribuida** por la Administración, o en su caso suficientemente **penalizada** por la misma, por esa falta de **Calidad de Suministro** eléctrico.

En estos momentos, de la **nueva ley del sector eléctrico** Ley 24/2013 **LSE-13** [11], que deroga a la anterior 54/1997 **LSE-97** [10] del **nuevo método de retribución** a las compañías distribuidoras por Real Decreto 1047/2013 [17] y Real Decreto 1048/2013 [16] a las compañías eléctricas de transporte y corto plazo un nuevo Real Decreto de retribución a las **empresas distribuidoras de menos de 1000.000 clientes** y también a muy breve plazo otro Real Decreto sobre **autoconsumo**, hacen de esta tesis doctoral, una novedad por hacer posible en estos momentos un **análisis anterior** y una **visión a futuro** de lo que está por venir.

En el capítulo **SEGUNDO** se hace un breve encuadre para introducir la materia rápida y sucintamente del sector eléctrico. Inicialmente, se quiere que escuetamente, se introduzca al lector en el Sistema Eléctrico, así como a los sujetos jurídicos que intervienen y se conozcan los diferentes agentes del sector: las figuras de distribuidor, transportista, comercializador (...), y por supuesto el **usuario** o **consumidor**. Ya que éste es quien recibe el **producto final**, la electricidad y por tanto, siendo uno de los puntos fundamentales que se entiende como **Calidad de Servicio** desde el punto de vista del Regulador.

Veremos unas pequeñas reseñas históricas de nuestro Sector Eléctrico, siempre desde ese punto de vista de la **Calidad de Suministro**. Para ello se ha dividido en etapas que marcan puntos de inflexión, bien legislativos, energéticos o industriales y/o económicos o tecnológicos, no dejando la nostalgia de comentar sucesos puntuales de la historia del sistema eléctrico de España. Se estudia la evolución de la legislación del sector eléctrico, en referencia a la **Calidad de Servicio**, desde su creación como concepto hasta la actualidad.

Se revisa **internacionalmente** el sector eléctrico, viendo que países tienen figuras o agentes jurídicos como España, si están privatizados (...), si se han liberalizado los sectores energéticos (...), así como sus principales características, sin entrar en profundidad en los países que se han creído más oportunos.

En el capítulo **TERCERO** se profundiza ya en la **Calidad de Servicio**, siempre con un soporte legislativo detrás. El capítulo es ya mucho más **técnico y jurídico**. Se definen los conceptos de **TIEPI** y **NIEPI**, nombres que dan lugar a esta Tesis Doctoral sobre **Calidad de Servicio** y se introduce en una primera parte los conceptos técnicos electrotécnicos que **perturban** esa **Calidad de Servicio**, huecos de tensión, flinker, transitorios, armónicos, (...) como los sistemas para su control o vigilancia, (...). Así como los aparatos de mejora de la **Calidad de Servicio**, En este capítulo, se verá los principales **elementos o aparatos** a tener en cuenta para mejorar técnicamente la **Calidad de Servicio**, haciendo que los tiempos de reposición del suministro eléctrico sean los menores posibles, detectores de falta, remotas, telemandos, (...).

Se hará un análisis de la evolución de las **tarifas eléctricas** y sus **precios**, porque está directamente relacionado con la **Calidad de Suministro o Servicio**, ya que es lo que el usuario paga por la contraprestación por llevarle el producto final (en condiciones de calidad de onda y con unos tiempos de suministro seguros) a casa, o dicho técnicamente a la **CGP** (caja general de protección) o en todo caso, con la calidad suficiente de $\pm 7\%$ de la tensión nominal.

Se estudia la **Calidad de Servicio** desde el punto de vista del legislador o regulador y en su caso desde el punto de vista del usuario o consumidor. Así como se analiza la falta de **Calidad de Servicio** desde el punto de vista de la mala atención al usuario, contemplado en la legislación vigente. Y para eso se discute lo que se define como tercer punto de la **Calidad de Servicio** como la atención al cliente, la información, el asesoramiento, la facturación, la comunicación y las reclamaciones, etc. Proponiendo en capítulos posteriores posibles mejoras a las mismas.

Se investigará el gran valor de las empresas distribuidoras de menos de 100.000 puntos de suministro, por la importancia doble que tienen, la primera la de ser **fruto de la historia eléctrica española** y la segunda por darse el caso en algunas zonas, de poder dar el producto final, en **mejores circunstancias que las grandes compañías**. Se examinará también la figura de las **Cooperativas Eléctricas**, ya que como se demostrará en la Comunidad Valenciana tiene gran importancia, tanto por su número como por su historia. Dando como decimos, en algunas circunstancias, mejor **Calidad de Servicio** en su amplio aspecto, que otras grandes compañías, sobre todo por su trato personalizado.

Se estudia, se analiza, y se profundiza en la **legislación** sobre **Calidad de Servicio** estatal y en alguna ocasión se compara la legislación más importante **europea e internacional**, sin dejar en ningún momento las normas autonómicas, así como las **normas UNE** y otras como las de las propias compañías eléctricas.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se analiza la **evolución** de la **Calidad de Servicio**, con los últimos datos oficiales del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y se hace una profunda investigación sobre los datos que figuran en el **MINETUR**, sobre la **Calidad de Servicio**, entrando en **análisis gráfico** de los datos obtenidos del **MINETUR**. Posteriormente se hace una comparativa sobre los datos de la **Unión Europea** en referencia a la **Calidad de Servicio**.

Se estudiará también la **liberalización del sector eléctrico**, ya que desde la anterior ley del sector eléctrico, se creó la figura del comercializador. Hasta entonces, era el propio distribuidor, el encargado de suministrar, y facturar el producto. Con la figura del comercializador, se crea una **libre competencia** real en el sector. Quedando el distribuidor como **monopolio natural** de las redes, que también será analizado en esta tesis doctoral.

En el capítulo **CUARTO** se introduce al **marco retributivo anterior**. Y se detalla la **metodología y análisis** a seguir y posteriormente se **describen** los diferentes procesos de **cálculos técnicos, económicos y financieros**, que se efectuarán en los capítulos posteriores. Para ello, se ha realizado un modelo matemático, analizando en profundidad valores de inversión, valores unitarios, tasas de amortización, (...) para lo cual emplearemos un caso hipotético de una empresa distribuidora de las denominadas pequeñas (menores de 100.000 clientes) y se apostará y se calculará el análisis financiero de dicha empresa. Y se buscará el óptimo de su inversión, desde el punto de vista del empresario, pero con el control del regulador, que en este caso son las administraciones del estado y las autonómicas, para conseguir la mejor **Calidad de Servicio**, al menor coste posible para la empresa distribuidora.

Todo ello para posteriormente poder tomar las decisiones económicas de inversión técnica y financiera, que garanticen la máxima retribución viable para el distribuidor, y para obtener la suficiente **Calidad de Servicio** para que el usuario, como contraprestación económica, pague por ello lo mínimo posible. Por tanto se analizará a lo largo de la tesis doctoral buscando la inversión óptima. Conllevará un profundo análisis de las instalaciones de alta tensión, por ser éstas las encargadas de contribuir de manera significativa a la mejora del **TIEPI** y **NIEPI**. Para ello se hacen hipótesis de cálculo y diferentes metodologías, algunas de ellas por modelos matemáticos, para luego también utilizar posteriormente. Por la complejidad de los cálculos y por la cantidad de los mismos, se han efectuado con programas especiales de cálculo, analizando, en algunos casos, solamente los resultados de los mismos.

En el capítulo **QUINTO** se describe a una Empresa Distribuidora Hipotética e Inventada **EDHI** para poder aplicar los modelos matemáticos calculados. Para ello, se detalla en profundidad el crecimiento vegetativo, que a través de los años va teniendo.

Se modela y se discuten los precios unitarios de la **CNMC**, calculando unas ecuaciones matemáticas, que tienen en cuenta la tipología del terreno, las afecciones que las

líneas eléctricas tienen en su recorrido (ríos, carreteras, otras líneas, etc.). Y de diseña un programa, para calcular esos costes, con un método bautizado como **CÁTERA** (Cálculos Técnico-teóricos Razonados) de los precios unitarios de la **CNMC**, aún no publicados en forma de Orden Ministerial.

Posteriormente se aplica el modelo **CÁTERA** a un conflicto que se plantea en la legislación vigente, por el concepto de **monopolio natural**. Cuando dos distribuidores pueden darle suministro eléctrico a una zona concreta, como puede ser un futuro Plan Parcial. Se pone un ejemplo, se calcula, se analiza y posteriormente se obtiene el mejor distribuidor, al menor coste para el sistema eléctrico. A este conflicto, se le llama de **distribuidor de zona**, como consecuencia del **crecimiento vegetativo** del sistema.

En este mismo capítulo, se describe este método **CÁTERA**, analizando las partes y fases de esos cálculos, así como la metodología aplicada y los razonamientos que han llevado a ello. Se implementan los cálculos, demostrando que los precios de la **CNMC**, no tienen en cuenta, entre otros valores, los de los costes tan significativos como los de las **expropiaciones**.

Otra parte muy importante también de esta Tesis Doctoral, es el estudio profundo, sobre el **modelo retributivo** recientemente publicado por el MINETUR para aplicación a las empresas distribuidoras. Es tal la complejidad matemática del mismo, que aún no se ha podido poner en marcha, entre otras por no aceptar las grandes distribuidoras los precios propuestos por el **MINETUR**. Como se comentará y se desarrollará en la Tesis, es un Real Decreto, casi **perfecto en el tiempo**, donde el Regulador ha sabido ajustar con muchas variables los diferentes procesos en el tiempo, por los que una empresa distribuidora puede ser retribuida. Posteriormente en las conclusiones y aportaciones, se analizan diferentes hipótesis de inversión de las compañías eléctricas en un estado de decisión en el año actual 2015.

El capítulo **SEXTO**, se hará y defenderá por una firme apuesta por las renovables, siempre desde el punto de vista de la mejora de la **Calidad de Servicio**. Por ser en algunos casos, la generación distribuida y el autoconsumo, la solución óptima a problemas de crecimiento vegetativo de los distribuidores y por contribuir a unas menores pérdidas en la red. Se podrían incentivar las mismas y así se demostrará, conforme se las hace a las distribuidoras, en su retribución dada por el Real Decreto 1048/2013.

Se hará un análisis pasado, de las instalaciones fotovoltaicas, por ser éstas con diferencia, las de previsible futuro en la Comunidad Valenciana y en España, haciendo hincapié en el **autoconsumo** como aporte a la mejora de la **Calidad de Servicio**. Se comparará con otros países tanto europeos como internacionales. Y como novedad se harán los cálculos pertinentes, para demostrar, que un autoconsumo, **genera ingresos atractivos al Autoproducer y para la Administración**. A la Administración le supone un ahorro muy importante, desde el punto de vista de optimización de redes y se demuestra que aun poniendo un **impuesto al Autoproducer**, en ciertas circunstancias, aun así sale

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

rentable para el mismo.

Este capítulo **SÉPTIMO**, es el de **CONCLUSIONES Y APORTACIONES**. En el mismo se demuestran las **afecciones** de las líneas eléctricas y su relación directa en los **costes** de las mismas. Se aplica el modelo **CÁTERA** a los costes unitarios, pendientes de publicación, haciendo especialmente mención, y demostrando que **hay que pagar lo justo**, ni más ni menos a un distribuidor. No se trata de compensar en las obras, se trata de retribuir a lo que de verdad instala e invierte una compañía eléctrica. Este sistema propuesto de la **CNMC**, haría en el plazo máximo que las compañías eléctricas pequeñas (en las cuales se hace una “foto” en el anexo único de esta Tesis), de las que a esta fecha constan como inscritas en el **MINETUR**, **cerraran** o tuvieran que **venderlas**, por **falta de capital**, debido a una **mala retribución** del sistema, no por el precio, que no se discute, sino por no tener en cuenta las zonas A, B y C, o las afecciones a las que se ve sometida una línea de alta tensión, un centro de transformación ,etc., o a los elevados costes de las expropiaciones, cuando las hubiere.

Se estudia el estado actual del **consumidor** frente al resultado de la **liberalización** del sector eléctrico, desde que en 2009 apareciera la aplicación de las nuevas tarifas eléctricas y su gestión paritaria del distribuidor y del comercializador. Se **demuestra** que el **consumidor**, actualmente **está indefenso ante las grandes compañías eléctricas**.

Se analizan tres comportamientos frente a la inversión, para la mejora de la Calidad de Servicio, de las empresas distribuidoras, frente a la nueva legislación de retribución de las compañías eléctrica. Una denominada pasiva o inactiva (no se atreve a invertir ya que no sabe las consecuencias retributivas), otra empresa que invierte lo justo y la última que se arriesga a la inversión.

Se apuesta por la forma jurídica de las **cooperativas**, como solución a determinadas tipologías de casuísticas de distribución eléctrica, sobre todo por los fines sociales de las mismas. Ya que las hacen compatibles con mercados como las de las energías renovables, a pequeña y mediana escala.

Se concluye esta serie de aportaciones y conclusiones, con una **novedosa comparación** entre un **Distribuidor** y un **Autoprodutor** de **autoconsumo**.

El capítulo **OCTAVO** concluye la Tesis Doctoral abriendo a campos a corto plazo del sector eléctrico. Se hace desde este punto de vista en el tiempo, debido a la constante evolución del mismo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS DE LA TESIS DOCTORAL

1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS DE LA TESIS DOCTORAL

Ya con la antigua Ley del sector eléctrico Ley 54/1997 [18], el déficit de tarifa era elevado. Pero en uno de los muchos Reales Decretos-Ley que el Gobierno se vio obligado a publicar con urgencia, se definía el **déficit tarifario** (Real Decreto Ley 6/2009 [19], de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social) como:

*“El creciente **déficit tarifario**, esto es, la **diferencia** entre la **recaudación** por las tarifas reguladas que **fija** la **Administración** y que **pagan** los **consumidores** por sus suministros regulados y por las tarifas de acceso que se fijan en el mercado liberalizado y los costes reales asociados a dichas tarifas, está produciendo graves problemas que, en el contexto actual de **crisis financiera internacional**, está afectando profundamente al sistema y pone en riesgo, no sólo la situación financiera de las empresas del sector eléctrico, sino la sostenibilidad misma del sistema. Este desajuste resulta insostenible y tiene graves consecuencias, al deteriorar la seguridad y capacidad de financiación de las inversiones necesarias para el suministro de electricidad en los **niveles de calidad** y seguridad que demanda la sociedad española”. [19]*

Vemos, como el regulador, ya reconoce de una manera expresa, que puede disminuir la **Calidad de Servicio**, si el déficit tarifario aumenta, pero no es objeto de esta tesis doctoral analizar cómo ocurrió el déficit tarifario, pero si la relación que tiene con una buena retribución a las empresas distribuidoras..

Pero si ver en este contexto, que la **Calidad del Servicio** viene influenciada como se desarrollará durante toda la tesis doctoral por **motivos técnicos** y sobre todo por motivos con **trasfondo económico**.

La nueva Ley del sector eléctrico Ley 24/2013 reconoce a la energía eléctrica como **“servicio de interés económico general”** [11].

En el preámbulo de la propia Ley (...)

*“El nivel de seguridad y **Calidad del Suministro** es elevado, dado el **nivel de inversiones** en redes acometidas en los **últimos años** y la existencia de una mezcla de **fuentes de energía diversificada**, máxime si se tiene en cuenta la situación de aislamiento del sistema que presenta por la propia configuración física del territorio. Por su parte, el proceso de liberalización se ha desarrollado incluso más rápido que lo exigido por las Directivas europeas, permitiendo a los consumidores la capacidad de elección de suministrador” . (...)*

Como vemos el legislador vuelve a incidir en la relación de **Calidad de Servicio y Retribución a la Empresa Eléctrica** para que pueda acometer inversiones.

*“2. La **retribución** de las actividades se establecerá reglamentariamente con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la **calidad del suministro eléctrico**.*

*3. Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una **empresa eficiente** y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una **retribución adecuada** a la de una actividad de bajo riesgo”. [11]*

Concluía el Doctorando en 2011 en el **Congreso Internacional** de Energías Renovables y **Calidad de Servicio** que *“una empresa eléctrica bien retribuida, está obligada a invertir en la mejora de las redes”^{xiii} [15].*

Por todo ello con esta Tesis Doctoral, se pretende por un lado:

1. Analizar la legislación anterior y la reciente, viendo las ventajas e inconvenientes de las mismas, en lo que a **Calidad de Servicio** se refiere.
2. Hacer un estudio técnico, modelizar las instalaciones con el objeto de obtener unos parámetros y analizar dichas instalaciones.
3. Estudiar el modelo retributivo actual. Proponiendo cambios a las mismas, si es que fueran necesarios.
4. Hacer un estudio con unos costes unitarios de las instalaciones afectadas.
5. Buscar el punto óptimo de inversión de una empresa distribuidora para

^{xiii} Rafael Muñoz y Otros. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality. (ICREPQ'11). Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 13th to 15th April, 2010. Overview of the Quality of Electricity Supply in Spain. Visión general de la Calidad del Suministro Eléctrico en España. R. Muñoz, Universidad de Alicante and S. Valero Universidad Miguel Hernández.*

que su retribución sea el punto de intersección de ambas curvas. Intersección entre el mínimo coste para administración, que coincide en términos de costes unitarios, con la mínima retribución a la inversión de dicha compañía eléctrica y a la mejor **Calidad de Servicio** y por tanto una buena **calidad el producto** desde el punto de vista del usuario.

6. Un modelo que le sirva a la administración estatal y autonómica para resolver el **conflicto de distribuidor de zona al mínimo coste para el sistema**.
7. Que las empresas distribuidoras pequeñas, así como las Cooperativas eléctricas, **mantengan su historia** y su estabilidad técnico/económica y financiera. La cual tiene totalmente relación con la retribución y los costes unitarios de la **CNMC**.
8. Actualmente, existen posibilidades de generación, a pequeña escala, como pudiera ser la de instalaciones fotovoltaicas, donde las redes de las compañías distribuidoras, no pueden llegar por su **inviabilidad económica**. Actualmente, está en fase de estudio un borrador de Real Decreto, por la que se regule una legislación estable, a lo llamado como “**autoconsumo**”. Pero la pregunta que nos debemos de hacer, ¿es una instalación generadora de las definidas en la **ITC 40** del Real Decreto 842/2002, por el que se autorizó el **REBT**? Ciertamente es, que este tipo de instalaciones, sin el debido control, podrían llevar a cabo una reducción en la **Calidad de Servicio**, debido entre otras, al vacío legislativo que existe actualmente en ese aspecto.
9. Y como futuras líneas de investigación, después de hacer un exhaustivo estudio técnico financiero de las posibles inversiones de una compañía eléctrica, así como en fotovoltaicas, el plantear opciones de futuro como son las **energías renovables** y en concreto las **fotovoltaicas** y su participación obligada para las mismas.

Para demostrar nuestras hipótesis, ampliaremos nuestros cálculos a una Distribuidora hipotética en concreto a en una zona geográfica definida^{xiv}. Se ha escogido una Compañía Eléctrica con menos de 100.000 clientes.

Pero recordaremos siempre en la lectura de esta esta Tesis Doctoral, que una Empresa Distribuidora puede y debe invertir en la mejora de sus instalaciones y por tanto en la mejora del **TIEPI** y del **NIEPI** si queda suficientemente retribuida. Hay zonas con una **Calidad de Servicio** escasa y detrás de ello está una mala gestión de la inversión y también de la retribución que se le paga a esa empresa desde la Administración.

El sector energético ha sufrido en los últimos años unas modificaciones de gran

^{xiv} Como se verá en la Tesis Doctoral, la Calidad de Suministro, depende bastante de la situación geográfica.

importancia, muchas de ellas con trasfondo de **origen económico** y no como pudiera parecer de una mala evolución de las energías alternativas, es más, parte del problema viene dado por el hueco económico generado por las instalaciones fotovoltaicas y su **falta de regulación sólida y estable**, como hubiera **tenido que prever el buen regulador**. Podríamos compararlo, con lo que fue la **moratoria nuclear**, que aún estamos pagando.

Con una **legislación con una previsión de futuro**, se hubieran llevado a cabo los dos pilares, el **primero** la del **fomento e incentivo efectivo de las energías renovables** a través de una “**prima**” que incentivara, pero estudiada a largo plazo y el **segundo** así poder pagar, retribuir en lo que se denominó “**prima**” a esas empresas y particulares que invirtieron en ello y así **fomentar la economía española**, así como la de captación de inversión europea e internacional. Como se sabe la **compensación, ayuda, fomento o prima a las renovables** actualmente es ninguna.

Y llegaremos a una serie de afirmaciones (...)

1. Las **grandes eléctricas** son conscientes de que el futuro pasa por las energías renovables, principalmente debido al agotamiento de los combustibles fósiles, y que la batalla se centra ahora en conseguir un control ciudadano de las mismas a través del cooperativismo y no dejar el nuevo modelo energético en manos de los grandes titanes. Considérese, que cuando una instalación por ejemplo es rentable, como una eólica, ciclo combinado, etc. La compran o están detrás las grandes compañías eléctricas.
2. Se tendría que cambiar necesariamente el logotipo de las grandes compañías. Solo contribuye a **engaño para el usuario final**, que no distingue a un Distribuidor de un Comercializador. Así como un mercado liberalizado y uno regulado.
3. El **consumidor** se quedará sin poder reclamar por estar en el mercado liberalizado y no saber de quién es la competencia en esa materia.
4. Subestaciones hechas, sin poder poner en marcha porque faltan las líneas de 220 kV Santa Pola (Alicante). Todo ello, debido a la **mala planificación** de la retribución, de años anteriores.
5. **Precios unitarios** mal aplicados por la **CNMC**. No se tiene en cuenta la tipología de zonas y dificultades. Hay que pagar la retribución que se hace, conforme a la zona, tipo, etc.
6. Figura del distribuidor predominante y autoritario siempre amparado en el concepto, quizás equivocado de “**monopolio natural**”. Lleva consigo que no haya inversores que quieran pagar por ese servicio, quizás otras compañías sí que quisieran.
7. Dar la **enhorabuena al legislador**, por lo bien hecho que está el Real Decreto

- 1048/2013, como planeamiento y control de futuro sobre las Compañías Eléctricas.
8. Quizás con los precios unitarios propuestos por la **CNMC**, las empresas van a invertir menos para mejorar la **Calidad del Servicio**, conforme al Real Decreto 1048/2013 de aplicación. Los precios unitarios no son equitativos.
 9. La **poca penalización** que lleva la Orden ECO/797/2002, frente a la inversión. Es más rentable pagar la **bonificación** a principio de año a los clientes que **invertir** en nuevas instalaciones.
 10. Se pretende dar **solución** a un conflicto que recae por rango legislativo en la Administración Autónoma. Éste es el de "**Distribuidor de Zona**". Cuando por ejemplo se plantea el suministro eléctrico a un nuevo plan parcial, el constructor o promotor del mismo, debería al principio del estudio del mismo, hacer consulta a la Administración Competente. Existen, a veces, más de un distribuidor que podría dar suministro eléctrico al mismo. Y es la Administración de esa Comunidad Autónoma, la que tiene que en forma jurídica de Resolución, con posibilidad de Recurso de Alzada y resolver sobre cuál es la más idónea, para así decidir quién es el Distribuidor de zona óptimo para ello.
 11. Dado el vacío legal que existe, se propondrá un **modelo matemático y administrativo** para resolver el **conflicto de Distribuidor de Zona**, siempre bajo el imperativo del **mínimo coste económico para el sistema**, bien para ese momento o para acciones futuras, bajo la retribución. En este mismo capítulo se realizará la labor de los pequeños distribuidores y cooperativas eléctricas, demostrando que en algunos casos, dependiendo del legislador, puede influir directamente en la **Calidad de Servicio** del mismo.

CAPÍTULO II

MARCO GENERAL

2.- MARCO GENERAL

2.1.- EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Se entiende por **sistema eléctrico** [20], a los elementos, líneas e instalaciones, que en conjunto, forman el sistema de transporte eléctrico de energía, comprendido desde las centrales productoras hasta los propios abonados (Figura 1). Sus misiones principales, son las de unir eléctricamente las centrales generadoras con las instalaciones de abonado, generar la corriente eléctrica y transformar los valores de tensión, con el fin de conseguir la mayor eficiencia posible de los equipos y a tensiones seguras para los usuarios.

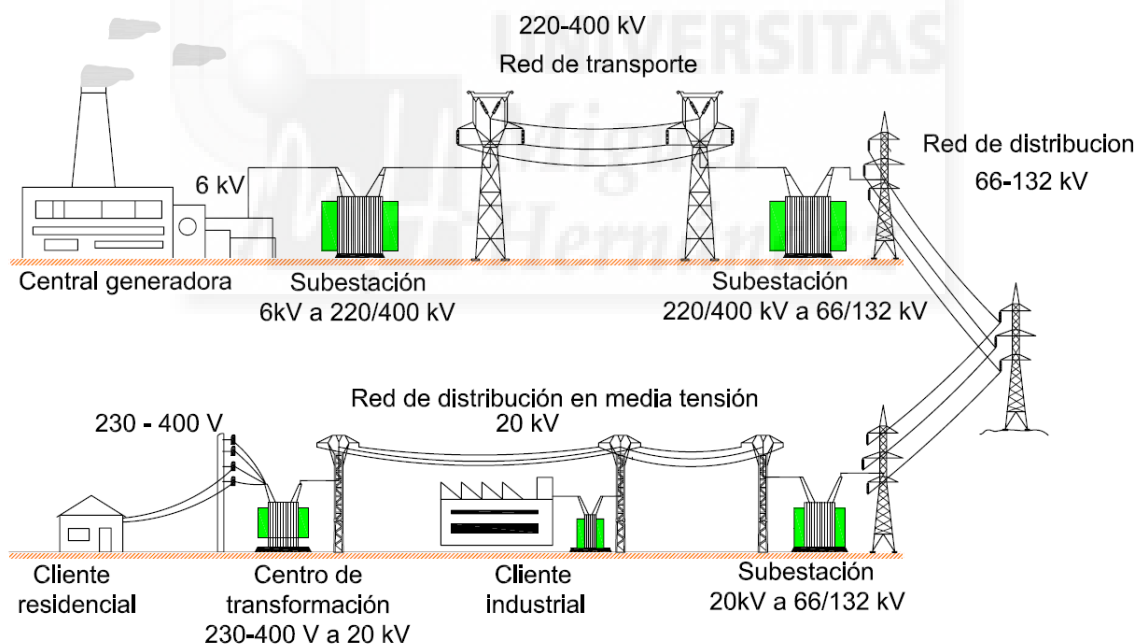


Figura 1. Esquema clásico del sistema eléctrico. Elaboración propia.

El **sistema eléctrico** de cualquier país evoluciona de la mano de la misma sociedad a la que sirve, dado que debe adaptarse a los requisitos y exigencias de cada sociedad y en cada momento. Es por ello que, con los últimos cambios sociales y la creciente dependencia del ser humano de los medios técnicos y electrónicos, la necesidad de establecer un sistema eléctrico cada vez más eficiente **se convierte en fundamental**. Además, los equipos conectados al sistema eléctrico cada vez son más sofisticados y más numerosos con lo que necesitan un suministro eléctrico constante y adecuado, y es por

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

tanto dicha necesidad con una mejor *Calidad de Servicio*.

Por otro lado, podemos analizar la importancia del sistema eléctrico como fomentador del desarrollo de los países. Así, la relación entre la sociedad y su sistema eléctrico se convierte en una relación bilateral de impulso recíproco (Figura 2). La sociedad promueve el desarrollo de mejores sistemas eléctricos y las mejoras en los sistemas eléctricos favorecen el desarrollo de la sociedad. De ahí que no podamos obviar la creciente evolución de este sistema y la necesidad de conformar un marco normativo acorde con la realidad social que nos rodea.

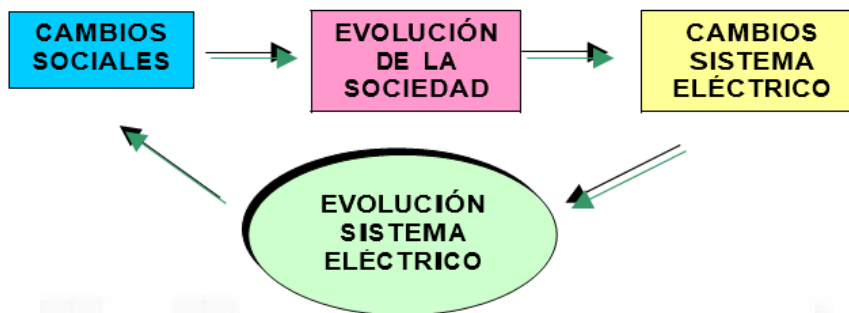


Figura 2. Ciclo de la evolución del sistema eléctrico.

Este esquema, diseñado para países industrializados, cobra si cabe mayor relevancia al aplicarlo a países en vías de desarrollo. En estos países, la evolución del sistema eléctrico puede llegar a convertirse en **motor fundamental de crecimiento económico y social**, aportándoles el impulso necesario para el desarrollo en otros ámbitos.

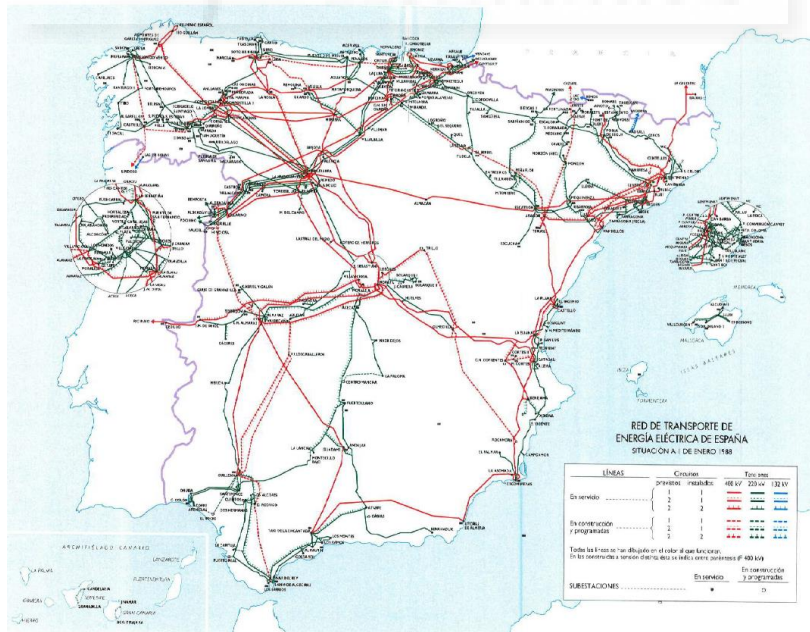


Figura 3. Situación del sistema eléctrico peninsular en 1988. Fuente REE.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

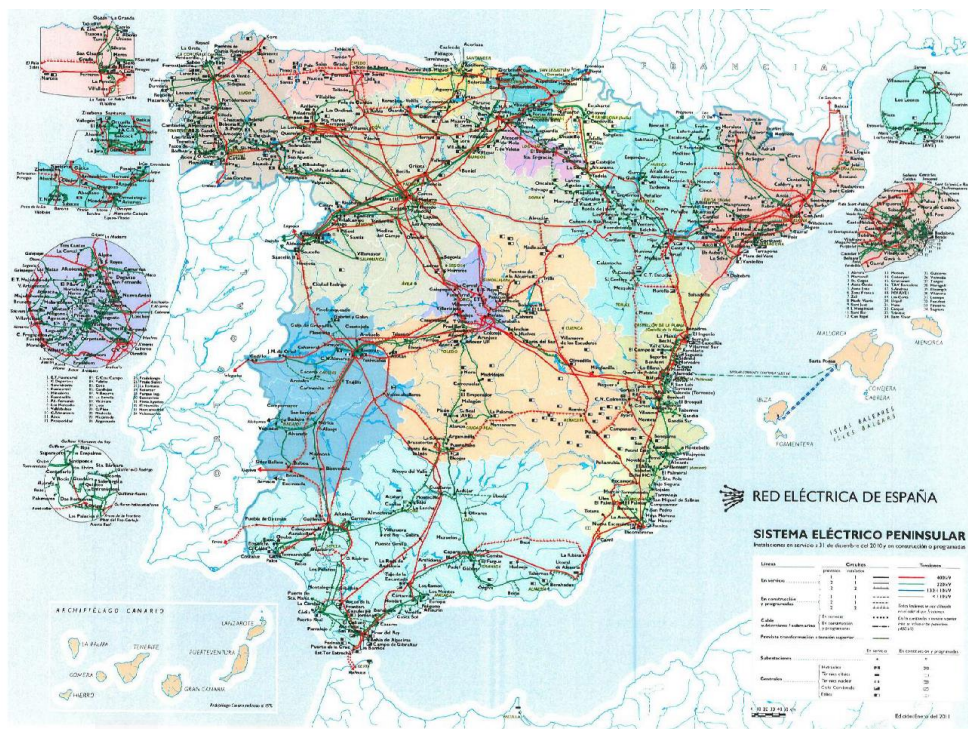


Figura 4. Red de Transporte y Distribución España 2010. Fuente REE.



Figura 5. Mapa 2014 de la red de transporte nacional. 400 kV, 220 kV. Y líneas más significativas de distribución. [21]. Fuente REE.

El transporte y distribución de las líneas de alta tensión, propiedad de REE y del resto de compañías eléctricas distribuidoras, son los representados en la Figura 5. En los últimos años las **inversiones** en estos sistemas han sido de **gran importancia**. Como veremos a lo largo de la tesis doctoral, justifican sobradamente la mejora de la **Calidad de**

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Figura 8. Mapa de reparto de los principales distribuidores en España. Elaboración propia 2014.

- Endesa Distribución Eléctrica, S.L.,
- Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.
- Unión Fenosa Distribución, S.A.
- EDP (Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.).^{XV}
- E.ON Distribución, S.L.^{XVI}

^{XV} EDP tiene, desde el año 2002 (fecha en la que adquirió una participación mayoritaria de Hidrocantábrico), una importante cartera de negocio en España. El Grupo tiene sus principales centros de actividad en Asturias, Cantabria, Murcia y País Vasco, donde es operador de referencia en gas y/o electricidad. Actualmente es el cuarto productor y distribuidor de electricidad y el segundo operador de gas natural. Con una potencia instalada en España cercana a los 4.000 MW en régimen ordinario y más de 2.000 MW en régimen especial, supera los 10.000 GWh generados en sus centros de producción de energía eléctrica en diferentes comunidades autónomas.

EDP cuenta con una cartera comercial de más de dos millones de clientes repartido por toda España, con un volumen de comercialización que supera los 21.000 GWh de electricidad y los 27.000 de gas natural, con oficinas comerciales repartidas por las principales ciudades del país.

En España, EDP opera en el negocio de la distribución energética a través de la eléctrica EDP HC ENERGÍA y del gasista EDP NATURGAS ENERGÍA con redes propias en once comunidades autónomas.

El Grupo también tiene una importante presencia en el segmento de las energías renovables a través de su filial EDP RENOVABLES, es uno de los operadores de referencia mundial de energía eólica, con presencia en doce países y sede social en España, donde supera los 2.310 MW de potencia instalada.

^{XVI} En nuestro país, E.ON distribuye electricidad en las Comunidades Autónomas de Cantabria, Asturias, norte de Castilla y León y Galicia, donde la compañía cuenta con una infraestructura de unos 33.000 km de red para dar servicio a una base de más de 650.000 clientes.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Sin embargo si hacemos un estudio pormenorizado de las empresas distribuidoras [22], que podemos llamar pequeñas distribuidoras^{XVII}, nos encontramos que por Provincias la primera es **Valencia** que se encuentra junto con Lleida con 19 distribuidores diferentes, seguidos de Huesca y La Coruña y después **Alicante** y en el puesto décimo octavo **Castellón** con 9 distribuidores.

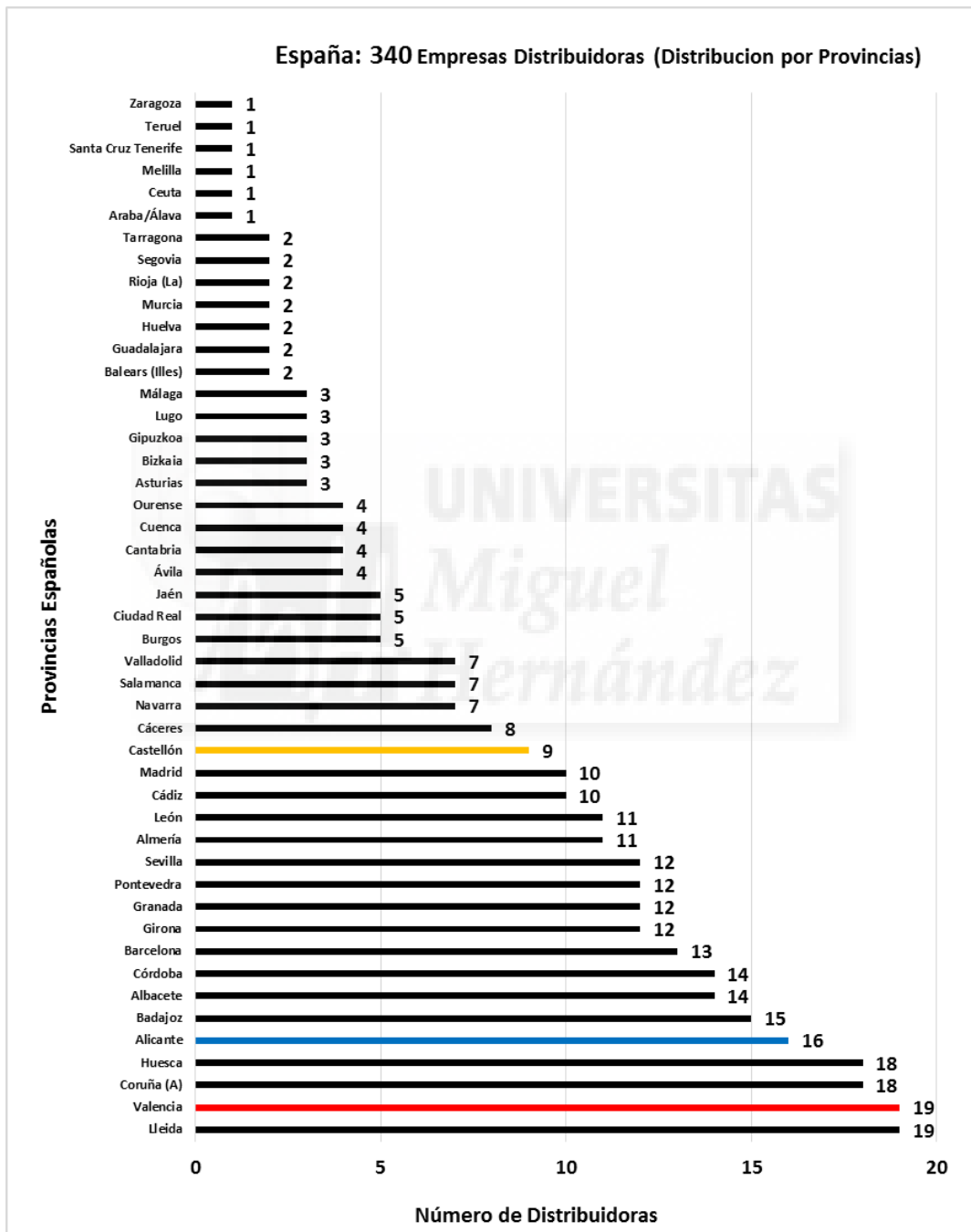


Figura 9. Número de distribuidores por provincias. Elaboración propia.

^{XVII} Menores de 100.000 clientes.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Con ello se quiere resaltar la **importancia** que las **pequeñas distribuidoras** representan para la **Comunidad Valenciana** y por supuesto para todo nuestro país. En diferentes apartados de esta tesis doctoral, se hará mención a la evolución de estas pequeñas compañías eléctricas. La mayoría nacieron, del simple razonamiento o necesidad de disponer de suministro eléctrico allá donde a las grandes compañías no les era rentable el invertir en sus redes de distribución. La pregunta que se debería de hacer es si **¿en aquellos momentos éstas compañías eléctricas estaban bien o mal retribuidas?**

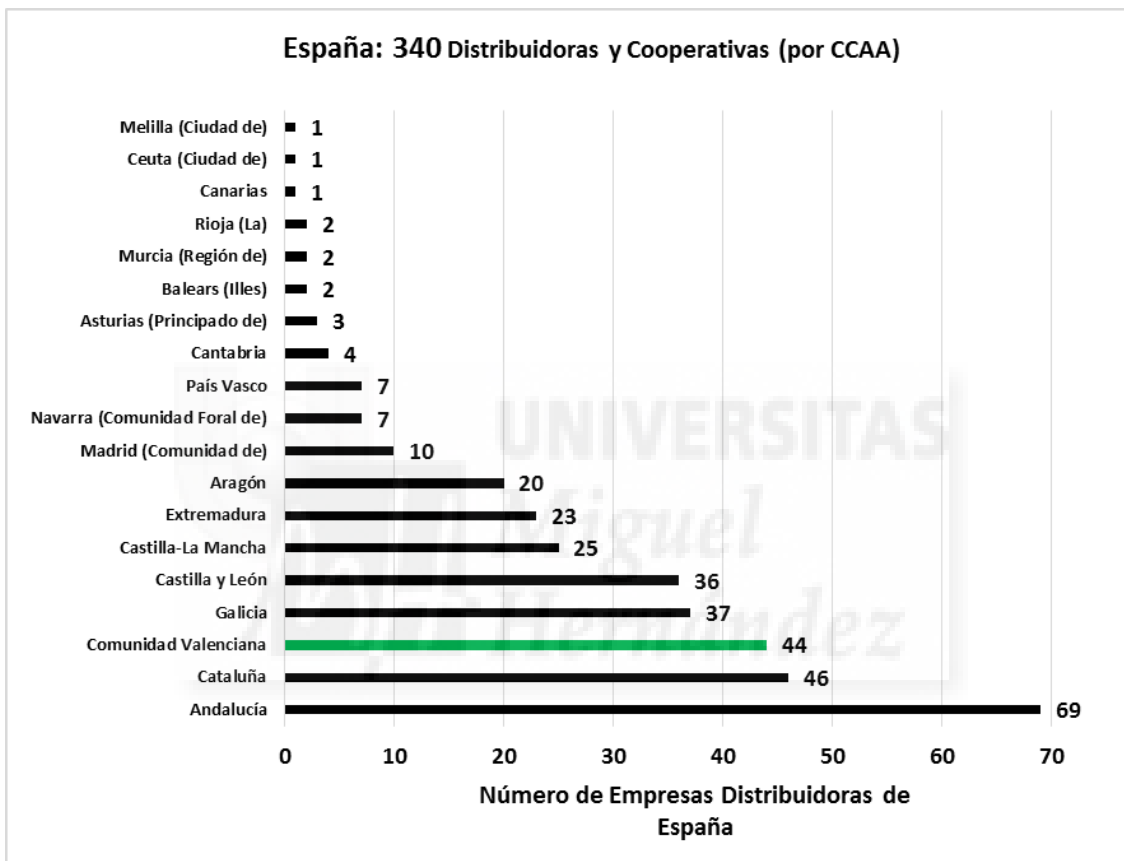


Figura 10. Empresas distribuidoras y Cooperativas eléctricas por Comunidades Autónomas Elaboración propia.

Pero si este análisis lo hacemos por Comunidades Autónomas, vemos la importancia también de las mismas. Aunque Andalucía lidera el número de empresas distribuidoras en número de ámbito nacional, vemos como la **Comunidad Valenciana** con 44 empresas distribuidoras eléctricas, por detrás de la de Cataluña, marca nuevamente la relevancia que en esta Comunidad Autónoma obtienen las pequeñas compañías distribuidoras.

Vemos que el número de empresas distribuidoras en la Comunidad Valenciana es de 44, de las cuales 19 están ubicadas en la provincia de **Valencia**, 16 en **Alicante** y 9 en **Castellón**. Como vemos la importancia de las mismas en la Comunitat Valenciana queda patente.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

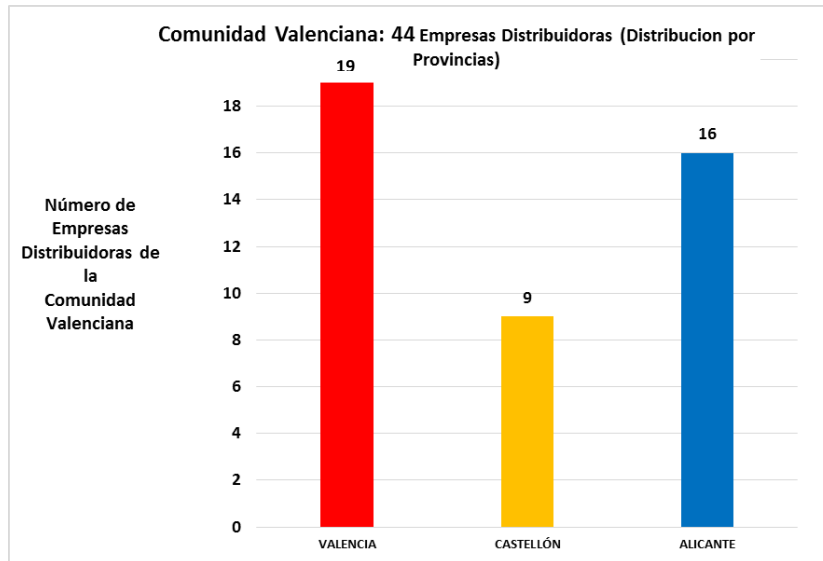


Figura 11. Número de Compañías eléctricas en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia.

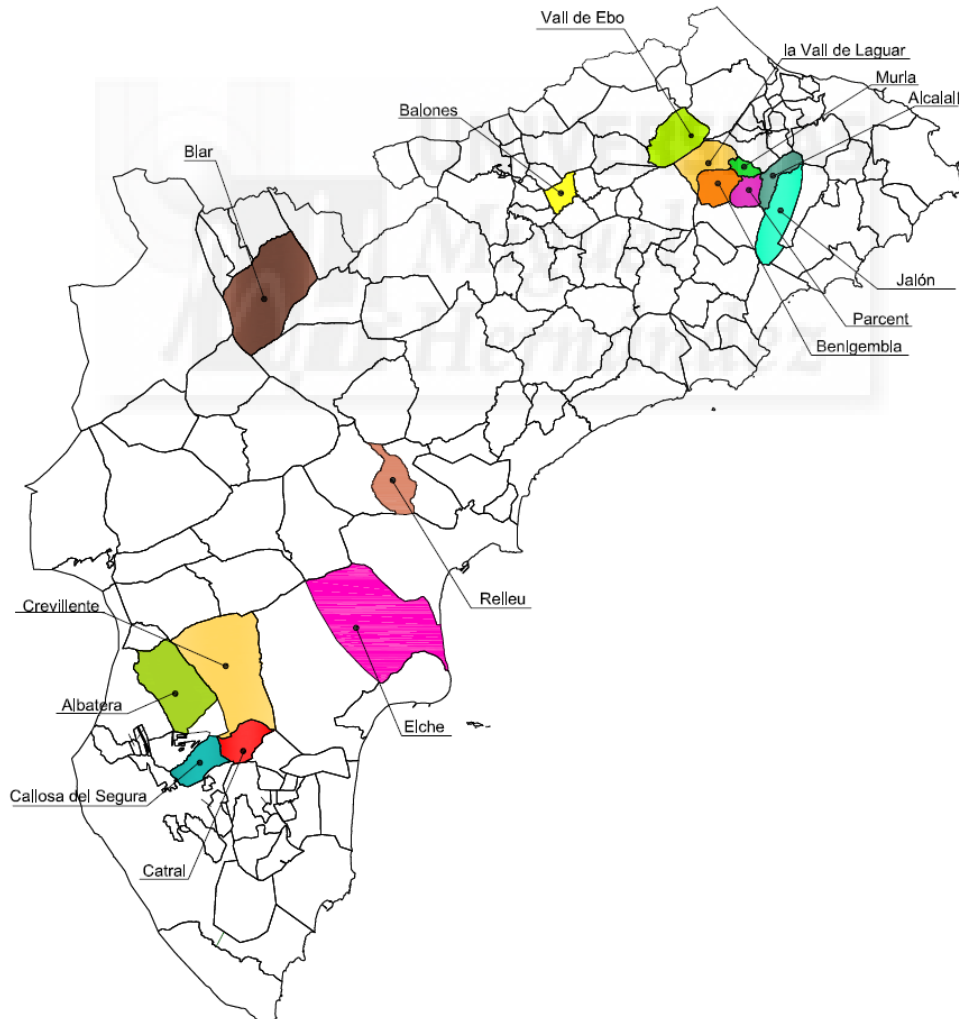


Figura 12. Mapa de distribuidores y Cooperativas de la Provincia de Alicante. Elaboración propia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

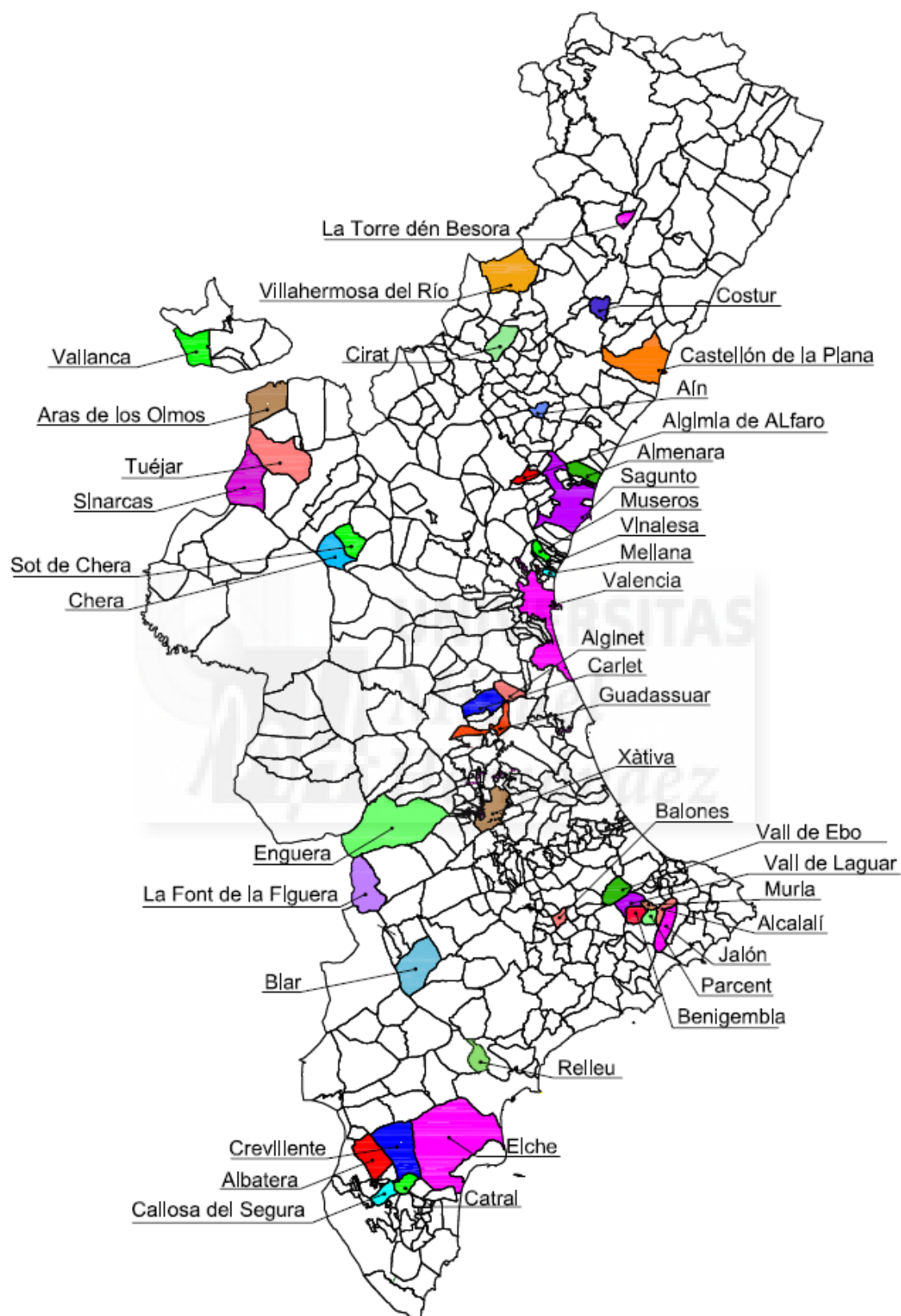


Figura 13. Mapa de distribuidores y Cooperativas de la Comunidad Valenciana. Elaboración propia.

2.2.- AGENTES JURÍDICOS QUE INTERVIENEN EN EL SECTOR ELÉCTRICO

La energía eléctrica desde que se lleva a cabo su generación hasta que se culmina el proceso con la facturación de su consumo y recepción por parte del usuario, pasa por distintas fases, las cuales son gestionadas por diferentes empresas de acuerdo con la actividad que cada una de ellas realice. La ley del Sector Eléctrico 54/1997 [18] estableció la obligación de separar jurídica y contablemente dentro de las empresas eléctricas las **actividades reguladas** (transporte y distribución), las cuales se presentan bajo un régimen económico y de funcionamiento regulado, de las **actividades liberalizadas** (generación y comercialización), que son desarrolladas por los operadores en régimen de libre competencia, rigiéndose su retribución por las leyes de la oferta y la demanda. Por su parte, la Directiva 2003/54/CE [23] [24] [25] [26] y su posterior transposición a la normativa española a través de la Ley 17/2007 [27], profundizaron en este aspecto e impusieron a los grupos verticalmente integrados, la separación funcional de sus actividades. Creemos que es conveniente, pues diferenciar las distintas actividades por parte de los sectores intervinientes, para poder tener un conocimiento adecuado del mercado del servicio eléctrico.

De entre las instituciones relacionadas con el sector eléctrico español, hemos de destacar, a nivel nacional, las siguientes:

En **primer lugar**, el Parlamento y el Gobierno son los que, en definitiva, establecen la política energética nacional, aprobando normativa de rango superior.

En **segundo lugar**, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR). Dentro de éste se encuentra la Secretaría de Estado de Energía que tiene competencias en la elaboración de normas en materia energética y minera, y en general, de desarrollo de otra normativa de rango superior.

En **tercer lugar**, encontramos la Comisión Nacional de Energía (**CNE**) ahora llamada (**CNMC**^{xviii}) que es el ente regulador de los sistemas energéticos, creado por la Ley 34/1998 [28] del Sector de Hidrocarburos. Es un organismo público con personalidad jurídica y patrimonio propio, adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y con competencias y plena capacidad de actuación en los sectores de electricidad, gas e hidrocarburos. Sus objetivos son velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento. La **CNMC** es fundamentalmente un organismo consultivo de la Administración General del Estado y de las Comunidades Autónomas, ya que no tiene competencias en aspectos básicos.

En **cuarto lugar**, el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (**OMEL**),

^{xviii} Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

el cual es responsable de la Gestión Económica de los mercados de corto plazo. Sus funciones se encontraban recogidas en la Ley 54/1997 [18] del Sector Eléctrico.

En **quinto lugar**, tenemos el Operador del Sistema Eléctrico (**REE**), el cual debe garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Además es el gestor de la red de transporte y actúa como transportista único, desarrollando esta actividad en **régimen de exclusividad**. Red Eléctrica es el encargado de la preparación y gestión de los Procedimientos de Operación del Sistema, donde se recogen las características de funcionamiento del sistema y de la participación y remuneración de los agentes en los mercados de operación.

Por último hemos de hacer mención a una serie de instituciones de entre las cuales, adscritas al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, encontramos al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (**IDAE**), el cual se encarga del fomento de la eficiencia energética y de las energías renovables. Otra entidad pública empresarial adscrita al **MINETUR** es **ENRESA**, la cual se encarga de la gestión de residuos radiactivos, así como también la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (**CO-RES**) que es un órgano de gestión y mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de petróleo, productos petrolíferos y gas natural.

Encontramos el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (**CIEMAT**), cuyas funciones son la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, junto con la participación en programas internacionales de este ámbito. Por último, hemos de hacer mención al Consejo de Seguridad Nuclear (**CSN**), el cual es dependiente del Parlamento e independientemente de la Administración, se relaciona con el Gobierno a través del **MINETUR** y es el organismo competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica.

La ley 24/2013 [29] establece que las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.2 serán desarrolladas por los siguientes sujetos [11]:

- a) *“Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.*
- b) *El operador del mercado, que es aquella sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 29.*
- c) *El operador del sistema, que es aquella sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 30.*
- d) *El transportista, que es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 36.*

- e) Los **distribuidores**, que son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 40.
- f) Los **comercializadores**, que son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la presente ley.

Reglamentariamente se establecerá el procedimiento y requisitos para ser comercializador de referencia.

- g) Los **consumidores**, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo.

Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

- h) Los **gestores de cargas del sistema**, que son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética.

Los gestores de carga del sistema son los únicos sujetos con carácter de cliente mayorista en los términos previstos en la normativa comunitaria de aplicación.” [11]

2.2.1.- ACTIVIDAD DE PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esta actividad consiste en transformar alguna clase de energía, en energía eléctrica. Para la generación se recurre a las centrales eléctricas que se encargan de la transformación del tipo de energía primaria, a su transformación en energía eléctrica. Constituyen el primer escalón del sistema del suministro eléctrico.

La actividad de generación se lleva a cabo por los **productores de energía eléctrica**, que son aquellas personas físicas o jurídicas encargadas de generar la energía eléctrica así como la de construir, operar y mantener las centrales de producción.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en termoeléctricas, hidroeléctricas, nucleares, eólicas, solares termoeléctricas, solares fotovoltaicas, mareomotrices, etc.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En España, la generación está liberalizada, lo cual quiere decir que todas las empresas entregan la electricidad que generan a un “**POOL**”, a cargo del cual se encuentra la **OMEL** (Operador de Mercado Español de Electricidad).



Fotografía 3. Generador de la Central eléctrica de Iberdrola de Ciclo Combinado de gas natural, en Cartagena. Fuente propia.

La actividad de producción de energía eléctrica está regulada en el Título IV de la Ley 24/2013 [11], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

“Esta actividad es llevada a cabo por los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

La autorización de instalaciones de producción de energía eléctrica requiere autorización administrativa previa,

Las instalaciones de producción de energía eléctrica deberán estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, donde se reflejarán las condiciones de dicha instalación y, en especial, su respectiva potencia.”

La inscripción en el Registro, así como los requisitos necesarios para poder realizarla, vienen regulados en los artículos 169 a 174 del Real Decreto 1955/2000 [14] [13], por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. [30]

2.2.2.- OPERADORES DEL MERCADO

La **OMEL** es una sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas

de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica a cambio de una retribución fijada por la regulación.

Actualmente esta sociedad mercantil, se encuentra dentro del holding Omel, creado para la constitución de un mercado ibérico de energía eléctrica entre España y Portugal.

El Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, que regula el mercado ibérico de la energía eléctrica (**MIBEL**), ha aprobado una nueva estructura organizativa en virtud de la cual el Operador del Mercado Ibérico (**OMI**) pasa a convertirse en una entidad compuesta por dos sociedades, con participaciones cruzadas entre sí del 10%, y ostentando asimismo cada una de ellas la propiedad de un 50% en el capital de dos sociedades gestoras del mercado, operando la sociedad gestora portuguesa, OMI-Polo Portugués, **SGMR (OMIP)**, el mercado a plazo y la sociedad gestora española **OMI, Polo español S.A. (OMIE)**, el mercado spot.

En cumplimiento de lo dispuesto en el citado Convenio, con fecha de efectividad 1 de julio de 2011, ha concluido el proceso de segregación que afecta al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (**OMEL**) y que ha supuesto la transmisión en bloque de la rama de actividad consistente en la operación del mercado de electricidad y de otros productos de base energética, desarrollada hasta la citada fecha por **OMEL**, a favor de **OMI, Polo español S.A. (OMIE)**.

En virtud de lo anteriormente expuesto, desde 1 de julio de 2011, la sociedad Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (**OMEL**) se configura como una sociedad de acciones, que posee el cincuenta por ciento (50%) de cada una de las sociedades gestoras anteriormente mencionadas y el 10% de la sociedad matriz portuguesa, OMIP– Operador do Mercado Ibérico (Portugal), **SGPS**, S.A. mientras que la sociedad OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.U. (**OMIE**), asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot de energía eléctrica en el ámbito del **MIBEL.**" [31]

La Ley 24/2013 [11], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, regula el Operador del Mercado en el artículo 29:

"1. El operador del mercado asumirá la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

El operador del mercado ejercerá sus funciones respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Actuará como operador del mercado una sociedad mercantil de cuyo accionariado podrá formar parte cualquier persona física o jurídica, siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 5 por ciento. Asimismo, la suma de participaciones, directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico no deberá superar el 40 por ciento, no pudiendo sindicarse estas acciones a ningún efecto.

En el caso de que alguna persona física o jurídica pusiera de manifiesto a la sociedad mercantil que actúa como operador del mercado su voluntad de participar en el capital de dicha sociedad, la petición se elevará a la Junta General de Accionistas junto con la certificación del solicitante de realizar o no actividades en el sector eléctrico.

La Junta General deberá aceptar la solicitud presentada por una cifra máxima de participación equivalente a la media de las participaciones existentes en el tramo que haya de corresponder al peticionario, haciéndose efectiva a través de alguno o algunos de los siguientes procedimientos:

- a) La voluntad de venta por la sociedad o por alguno de sus accionistas de las correspondientes acciones manifestada en la Junta General.*
- b) La ampliación de capital de la sociedad mediante la emisión de nuevas acciones siempre que se respete el límite del 40 por ciento que puede ser suscrita por sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico.*

Cuando los solicitantes de participación en el capital del operador del mercado realicen actividades en el sector eléctrico, a fin de respetar el porcentaje mencionado, se podrá acordar una ampliación de capital superior a la necesaria, siempre que se manifieste en la Junta General la voluntad de suscripción de esas acciones por cualquiera de los accionistas que no ejerzan actividades eléctricas.

En todo caso, se excluye el derecho de suscripción preferente de los accionistas sobre las acciones que se emitan para atender las nuevas peticiones de participación.

2. Serán funciones del operador del mercado las siguientes:

- a) Recibir las ofertas de venta emitidas para cada período de programación por los distintos sujetos que participan en el mercado diario de energía eléctrica, para cada uno de los períodos de programación.*
- b) Recibir las ofertas de adquisición de energía.*
- c) Recibir de los sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica la información necesaria, a fin de que su energía contratada sea tomada en consideración para la casación y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del mercado.*

- d) *Recibir las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.*
- e) *Realizar la casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación.*
- f) *Comunicar a los titulares de las unidades de producción, así como a los comercializadores, consumidores directos y a los operadores del sistema eléctrico en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad y, en su caso, del mercado europeo, los resultados de la casación de las ofertas.*
- g) *Determinar los distintos precios de la energía resultantes de las casaciones en el mercado diario de energía eléctrica para cada período de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.*
- h) *Liquidar y comunicar los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud de los precios de la energía resultantes de las casaciones y aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.*
- i) *Comunicar al operador del sistema las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, realizadas por los distintos sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica de su competencia, para cada uno de los períodos de programación.*
- j) *Informar públicamente sobre la evolución del mercado con la periodicidad que se determine.*
- k) *Remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier información que les sea requerida por éstos para el ejercicio de sus funciones.*
- l) *Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.*
- m) *Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.*
- n) *Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo.*

3. *A estos efectos, el operador del mercado tendrá acceso directo al Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica a que se refiere el artículo 21.3, al Registro Administrativo de autoconsumo al que se refiere el artículo 9.3, así como al Registro Administrativo de Distribuidores al que se refiere el artículo 39.4, así como a los Registros que para esos mismos fines puedan crearse en las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, y coordinará sus actuaciones con el operador del sistema.*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4. *Contra las actuaciones adoptadas por el operador del mercado en el ejercicio de sus funciones podrá interponerse conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción de la correspondiente solicitud. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.” [11]*

2.2.3.- OPERADORES DEL SISTEMA

Red Eléctrica de España (**REE**) es una sociedad mercantil que tiene como función principal llevar a cabo las actividades asociadas a la operación técnica del sistema eléctrico, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de los sistemas de producción y transporte.

Red Eléctrica se creó en 1985, en aplicación de la Ley 49/1984 [32], de 26 de diciembre. Fue la primera empresa del mundo dedicada en exclusividad al transporte y operación del sistema eléctrico.

Red Eléctrica se constituye como una sociedad con mayoría de capital público, compuesta por las aportaciones patrimoniales de un grupo de empresas eléctricas públicas (**ENDESA** y **ENHER**) y privadas (Iberduero, Hidroeléctrica Española, **FECSA** y Unión **FENOSA**, entre otras). El **INI** (Instituto Nacional de Industria), antecesor de **SEPI**, poseía directamente un 1%.

Comenzó con una plantilla de 93 personas y 10.500 km de líneas de alta tensión aportados por las compañías eléctricas. A la cabeza del proyecto, una mujer, Paulina Beato, que fue presidenta hasta 1988.

En 1997 se aprobó la Ley 54/1997 [18], del sector eléctrico, que ratifica las funciones de la compañía y confirma su papel como pieza clave del funcionamiento del sistema eléctrico.

A finales de 1999 se inició la salida a bolsa, en esta década se sucedieron cambios en el accionariado, que acabarían por reducir la participación del capital público, esto es, de la **SEPI** al 20% y el restante 80% queda como *free float*. Además, la compañía entra a cotizar en el selectivo índice IBEX 35.

En 2013 entró en vigor la nueva Ley del Sector Eléctrico que ratifica a la compañía como el transportista único y operador del sistema eléctrico español en régimen de exclusividad. El 27 de diciembre de 2013 se aprobó por el Consejo de Ministros el Real Decreto por el que se establece un nuevo marco retributivo para la actividad de transporte de energía eléctrica en España. Un modelo retributivo con una metodología más

clara, estable y transparente.” [33]

Como Operador del Sistema la Ley 24/2013 [11], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el artículo 30 la regula como:

“1. El operador del sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Ejercerá sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. El operador del sistema será el gestor de la red de transporte. [11]

El operador del sistema al que se refiere el párrafo anterior adoptará la forma de sociedad mercantil y su régimen societario se ajustará a las condiciones siguientes:

- a) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho:*
 - 1. A ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización, y simultáneamente ejercer control, de manera directa o indirecta o ejercer ningún derecho en el operador del sistema, ni*
 - 2. a ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre el operador del sistema eléctrico o sobre el gestor de la red de transporte de electricidad o de gas natural y simultáneamente ejercer control, de manera directa o indirecta o ejercer ningún derecho en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización.*
- b) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho a nombrar a los miembros del órgano de administración del operador del sistema o gestor de la red de transporte de electricidad o de gas natural si, directa o indirectamente, ejerce control o ejerce derechos en una empresa que realice cualquiera de las actividades de generación o comercialización.*
- c) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho a ser miembro del órgano de administración, simultáneamente en una empresa que realice cualquiera de las actividades de generación o comercialización y en el operador del sistema.*
- d) Los derechos indicados en los párrafos a) y b) anteriores, incluirán, en particular:*
 - I. La facultad de ejercer derechos de voto en relación con los órganos de administración o gobierno de las sociedades;*
 - II. La facultad de designar a miembros del órgano de administración o*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- de los órganos que representen legalmente a la empresa, o*
- III. *La posesión de participaciones accionariales mayoritarias conforme se establece en el artículo 42.1 del Código de Comercio.*

A los efectos de lo dispuesto en el apartado 1.a) se incluirán también dentro del concepto de empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización a aquellas que realicen las actividades de producción y comercialización en el sector del gas natural.

2. Serán funciones del operador del sistema las siguientes:

- a) *Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares. A estos efectos, realizará una previsión de la capacidad máxima cuyo cierre temporal puede ser autorizado y en su caso, informará de las necesidades de incorporación de potencia con autorización de cierre temporal por razones de garantía de suministro.*
- b) *Prever a corto y medio plazo la demanda de energía eléctrica, la utilización del equipamiento de producción, en especial, del uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico, y los distintos niveles de pluviometría y eolicidad que pudieran presentarse dentro del período de previsión, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares.*
- c) *Recibir la información necesaria sobre los planes de mantenimiento de las unidades de producción, averías u otras circunstancias que puedan llevar consigo la excepción de la obligación de presentar ofertas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 25 de esta ley, a fin de confirmarlas con el procedimiento que reglamentariamente se establezca, lo que comunicará al operador del mercado.*
- d) *Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, de manera que se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de los grupos de generación y se asegure un estado de disponibilidad adecuado de la red que garantice la seguridad del sistema.*
- e) *Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario, así como los planes de maniobras para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución.*

- f) *Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte, para su maniobra en tiempo real.*
- g) *Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 7.*
- h) *Determinar la capacidad de uso de las interconexiones internacionales, gestionar los intercambios de energía eléctrica y el tránsito de electricidad con los sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español, y establecer los programas de intercambio de electricidad con los sistemas eléctricos exteriores, en los términos previstos en el artículo 11.4.*
- i) *Recibir del operador del mercado y de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física la información necesaria, a fin de poder determinar la programación de entrada en la red y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del sistema.*
- j) *Recibir las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.*
- k) *Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación de las ofertas comunicadas por el operador del mercado, con la información recibida de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física, teniendo en consideración las excepciones que al régimen de ofertas se puedan derivar de la aplicación de lo previsto en el artículo 25 gestionando los mercados de servicios de ajuste del sistema que resulten precisos para garantizar los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan.*

El operador del sistema hará públicos los resultados de los procesos de operación que sean de su competencia con el debido cumplimiento de los criterios de confidencialidad establecidos legal o reglamentariamente.

- l) *Impartir las instrucciones necesarias para la correcta operación del sistema eléctrico de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan, y gestionar los mercados de servicios de ajuste del sistema que sean necesarios para tal fin.*
- m) *Liquidar y comunicar los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro incluyendo entre ellos los servicios de ajuste del sistema y la disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación.*
- n) *Liquidar los pagos y cobros relacionados con los desvíos efectivos de las*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- unidades de producción y de consumo en cada período de programación.*
- o) Colaborar con todos los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad y en su caso, del mercado europeo, que resulten necesarios para el ejercicio de sus funciones.*
 - p) Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para la prestación del servicio.*
 - q) Colaborar con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla en la evaluación y seguimiento de los planes de inversión anuales y plurianuales presentados por el titular de las instalaciones de transporte de energía eléctrica a que se refiere el apartado 4 del artículo 34.*
 - r) Garantizar mediante propuestas en la planificación que la red de transporte pueda satisfacer a medio y largo plazo la demanda de transporte de electricidad al menor coste para el sistema, así como la fiabilidad de la misma.*
 - s) Proporcionar a todos los gestores de las redes información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad de la red interconectada.*
 - t) Garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de las redes.*
 - u) Proporcionar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a las redes.*
 - v) Gestionar los despachos técnicos y económicos para el suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, la liquidación y comunicación de los pagos y cobros relacionados con dichos despachos, así como la recepción de las garantías que en su caso procedan. El régimen de cobros, pagos y garantías será análogo al del mercado de producción peninsular.*
 - w) Remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla cualquier información que les sea requerida por estos para el ejercicio de sus funciones en la forma y plazos que se determine.*
 - x) Aplicar los cargos y peajes de acceso que, conforme a lo dispuesto reglamentariamente, le correspondan. Asimismo, deberá comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información que se determine sobre cargos y peajes de acceso.*
 - y) La responsabilidad del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional,*

debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión y ejerciendo las funciones de encargado de lectura de los puntos frontera que reglamentariamente se establezcan.

- z) Recabar y gestionar la información sobre la **Calidad del Servicio** en la red de transporte, informando a las Administraciones y Organismos según lo establecido reglamentariamente.*
- aa) Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.*
- bb) Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes que pueda suponer una alteración de los procesos y mercados de operación que gestiona el operador del sistema.*
- cc) Poner en conocimiento de las autoridades públicas competentes y de los sujetos que pudieran verse afectados si los hubiere, las situaciones de fraude y otras situaciones anómalas.*
- dd) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.*

3. Contra las actuaciones del operador del sistema podrán presentarse conflictos ante el organismo responsable de la resolución de las mismas, quien emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción de la solicitud. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.” [11]

2.2.4.- ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El transportista es aquella sociedad mercantil que tiene la función de trasladar energía eléctrica. Es la parte del sistema de suministro eléctrico formada por los elementos necesarios para llevar la energía generada en las centrales eléctricas hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias.

El objetivo es la transmisión de energía eléctrica por la red de transporte, mediante líneas de alta tensión, con el fin de suministrarla a todos los sujetos y para la realización de intercambios internacionales. Red Eléctrica de España (**REE**)^{XIX} es la encar-

^{XIX} Red Eléctrica transporta la energía eléctrica en alta tensión. Para ello, gestiona las infraestructuras eléctricas que componen la red de transporte y conectan las centrales de generación con los puntos de distribución a los consumidores. La Ley 17/2007 [27], de 4 de julio, confirmó la condición de Red Eléctrica como gestor de la red de transporte y le atribuyó la función de transportista único, en régimen de exclusividad. En cumplimiento de esta ley Red Eléctrica adquirió, en 2010, los activos de Baleares y Canarias y el resto de los activos peninsulares pendientes de transferir de las empresas eléctricas. Esta compra supuso la consolidación definitiva del modelo de transportista único y operador del sistema.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

gada de la gestión técnica del sistema eléctrico. Tiene como función principal el garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Actúa como transportista único por lo que debe garantizar el desarrollo y ampliación de las instalaciones, realizar su mantenimiento, y mejora, gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español, proporcionar al gestor de cualquier otra red con la que esté interconectado información suficiente para garantizar un funcionamiento seguro y acceso de terceros a la red en régimen de igualdad.

El accionariado de **REE** está compuesto por el Estado, Operadores de Mercado Eléctrico e inversores. **REE** posee líneas de transporte y está a cargo de todos los sistemas de control eléctrico que componen el funcionamiento del sistema.

Por medio de las redes de transporte se conectan las subestaciones que irán desde las centrales de generación de energía eléctrica, hasta las áreas de consumo. En éstas se reduce la tensión de la electricidad de la tensión de transporte a la de distribución.



Fotografía 4. Acta de puesta en marcha de posición de la Subestación eléctrica Campoamor de REE 220 kV e Iberdrola 132-20 kV. Fuente propia.

Como Gestor de la Red de Transporte la Ley 24/2013 [11], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico la regula como:

“Como gestor de la red de transporte, Red Eléctrica es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

Como gestor de la red de transporte, Red Eléctrica es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Km de circuito	2009	2010	2011	2012	2013
400kV	18.019	18.792	19.671	20.109	20.641
220kV	16.732	17.565	18.412	18.834	19.078
150 - 132 - 110kV	52	257	272	272	272
< 132kV	23	2.014	2.014	2.017	2.017
Total	34.825	38.629	40.369	41.232	42.008

Figura 14. Red de transporte peninsular y no peninsular. Fuente REE.

Número de posiciones	2009	2010	2011	2012	2013
400kV	1.118	1.189	1.253	1.319	1.374
220kV	2.280	2.662	2.819	2.941	3.047
150 - 132 - 110kV	4	47	52	52	52
< 110 kV	-	723	741	741	743
Total	3.402	4.621	4.865	5.054	5.216

Capacidad de transformación peninsular y no peninsular

Potencia (MVA)	2009	2010	2011	2012	2013
Total	65.547	71.170	73.220	78.170	80.695

Figura 15. Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares. Fuente REE.

La red de transporte está compuesta por más de 42.000 kilómetros de líneas de alta tensión, más de 5.000 posiciones de subestaciones y más de 80.000 MVA de capacidad de transformación. Estos activos configuran una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos índices de **Calidad del Servicio** de máximo nivel al sistema eléctrico nacional.” [34]

1. El transportista será responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte definida en este artículo, de tal manera que garantice el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes.
2. El transportista adoptará la forma de sociedad mercantil y su régimen societario se ajustará a las condiciones establecidas en el apartado 1 del artículo 30 para el operador del sistema.
3. Serán funciones del transportista las siguientes:
 - a) Ejecutar los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte.
 - b) Ejecutar las instrucciones del operador del sistema para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica.
 - c) Cumplir en todo momento las instrucciones del operador del sistema

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

para la operación de la red de transporte, incluidas las interconexiones internacionales, para su maniobra en tiempo real.

- d) Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por la Administración Pública competente en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 7.*
- e) Colaborar con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en la evaluación y seguimiento de los planes de inversiones anuales y plurianuales a que se refiere el apartado 4 del artículo 34.*
- f) Garantizar el desarrollo y ampliación de la red de transporte ejecutando la planificación de la red de transporte aprobada, de tal manera que se asegure el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos coherentes y de mínimo coste.*



Fotografía 5. Línea eléctrica de transporte al paso por San Miguel de Salinas. (Alicante). Fuente propia.

- g) Garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de la red de transporte, proporcionando a los usuarios la información que necesiten para conectarse eficientemente a la red.*
- h) Aportar al operador del sistema toda aquella información necesaria*

para el cumplimiento de sus funciones.

- i) Otorgar el permiso de conexión a la red de transporte.*
 - j) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de transporte de forma regular y continua con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente por el Gobierno y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.*
 - k) Facilitar el uso de sus instalaciones para los tránsitos de energía, y la utilización de sus redes de transporte por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas de transporte.*
 - l) Maniobrar y mantener las instalaciones de su propiedad de acuerdo con las instrucciones y directrices a las que hace referencia el párrafo l) del artículo 30.2.*
 - m) Aportar la información requerida por la Administración General del Estado para el establecimiento de la retribución, así como cualquier información que se solicite en tiempo y forma necesarios para permitir la adecuada supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades reguladoras.*
 - n) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.*
- 4. El transportista cumplirá en todo momento las instrucciones impartidas por el operador del sistema en el ámbito de sus funciones.*
- 5. El transportista tendrá los siguientes derechos:*
- a) El reconocimiento por parte de la Administración de una retribución adecuada por el ejercicio de su actividad dentro del sistema eléctrico en los términos establecidos en el título III de esta ley.*
 - b) Exigir que las instalaciones conectadas a las redes de transporte reúnan las condiciones técnicas que se determinen por la normativa estatal.”*
- [11]

2.2.5.- ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La actividad de distribución se encarga de distribuir la energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En España, ésta es también una actividad regulada, cada compañía está presente en un área geográfica, aunque se da un acceso libre a la red a terceros.

De esta actividad se desprenden ciertas obligaciones por parte de las empresas distribuidoras como son el cumplimiento de **Calidad en el Suministro**, tomar lectura de los contadores de cada uno de los usuarios lo que permitirá las distintas facturaciones de consumo o construcción y mantenimiento de la red de media-baja tensión, así como la instalación y mantenimiento de contadores y la conexión de nuevos clientes.

Esta actividad de distribución, lógicamente, está muy ligada a la comercialización. La distribución se lleva a cabo por empresas privadas pero en régimen de monopolio natural, lo cual implica que las compañías no pueden a su vez participar en los sectores del negocio liberalizados.



Fotografía 6. Subestación de distribución de Iberdrola (Alicante). Fuente propia.

Como Distribuidor eléctrico la Ley 24/2013 [11], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, artículo 40 la regula como:

*“La Ley del Sector Eléctrico establece que la retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y fijará la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada y modelo que caracterice las zonas de distribución. La norma que actualmente regula la retribución de esta actividad es el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, (ahora por Real Decreto 1048/2013) por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Los objetivos que persigue este Real Decreto son incentivar la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica y la **calidad del suministro** eléctrico. Entre las*

principales novedades de este Real Decreto se encuentran la de introducción de incentivos para las empresas en función de la calidad del suministro y de la reducción de pérdidas así como el cambio del modelo retributivo para los distribuidores de menos de 100.000 clientes.

Los distribuidores deberán inscribirse en la Sección Primera del Registro de Distribuidores. Esta Sección viene regulada en los artículos 182 a 187 del Real Decreto 1955/2000 [14] [13], de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Por otro lado, los distribuidores que hayan sido inscritos en esta Sección del Registro, deberán remitir periódicamente a la Dirección General de Política Energética y Minas información actualizada sobre el acceso a sus redes.” [35]

1. Los distribuidores, como titulares de las redes de distribución, tendrán las siguientes obligaciones:

- a) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua, y con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente por el Gobierno, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y de las Ciudades de Ceuta y Melilla, manteniendo las redes de distribución eléctrica en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.
- b) Ser responsables de la construcción, operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad de acuerdo a los criterios establecidos por la Administración General del Estado, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla.
- c) Analizar las solicitudes de conexión a las redes de distribución que gestionen y denegar o, en su caso, condicionar, la conexión a las mismas de acuerdo a los criterios que se establezcan reglamentariamente previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla. A estos efectos, deberán atender todas las solicitudes en condiciones de igualdad.
- d) Aportar la información requerida por la Administración General del Estado para el establecimiento de la retribución, así como cualquier información que se solicite en tiempo y forma necesarios para permitir la adecuada su-

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

pervisión y control de su actividad por parte de las autoridades reguladoras.

- e) Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico en los términos que se establezcan reglamentariamente, sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas eléctricas y de las obligaciones que correspondan al promotor de acuerdo con el artículo 16.1. c) del texto refundido de la Ley de Suelo, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio.*
- f) Comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las autorizaciones de instalación que les concedan otras Administraciones, así como las modificaciones relevantes de su actividad, a efectos del reconocimiento de sus costes en la determinación de la tarifa y la fijación de su régimen de retribución.*
- g) Establecer y ejecutar los planes de mantenimiento de las instalaciones de su red de distribución.*
- h) Presentar, antes del 1 de mayo de cada año, sus planes de inversiones anuales y plurianuales al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a las respectivas Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla. En los planes de inversión anuales figurarán como mínimo los datos de los proyectos, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución. Asimismo, la empresa distribuidora deberá ejecutar, en los términos que se establezcan, el contenido de los planes de inversión que resulten finalmente aprobados por la Administración General del Estado. El procedimiento de aprobación de dichos planes, junto con las cuantías máximas de volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema, se establecerá reglamentariamente por el Gobierno, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla. Este procedimiento deberá contemplar la posibilidad de aprobación parcial de los planes de inversión en aquellas comunidades y ciudades autónomas para las que dicho plan cuente con el informe favorable establecido en el párrafo siguiente.*

En todo caso, para la aprobación de los planes presentados por las empresas distribuidoras, éstos deberán acompañarse de informe favorable de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla respecto de las instalaciones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia.

El carácter de obligación anual de la presentación de planes de inversión

para su aprobación por la Administración General del Estado podrá modificarse reglamentariamente para establecer un periodo superior al de un año para las empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

- i) Realizar aquellas otras funciones que se deriven de esta ley y su normativa de desarrollo.*

2. Los distribuidores como gestores de la red de distribución en las que operan, tendrán las siguientes funciones en el ámbito de las redes que gestionen:

- a) Coordinar con los gestores de las redes de distribución colindantes las actuaciones de maniobra y mantenimiento que se lleven a cabo en el ámbito de las redes que gestionen.*
- b) Realizar lo dispuesto por el operador del sistema y gestor de la red de transporte en los planes de maniobra para la reposición de servicio, en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica, controlando su ejecución y pudiendo para ello afectar a cualquier elemento de las redes de distribución que gestionen.*
- c) Analizar las solicitudes de acceso a las redes de distribución que gestionen y otorgar, denegar o, en su caso, condicionar el acceso a las mismas de acuerdo a los criterios que se establezcan reglamentariamente. A estos efectos, deberán atender todas las solicitudes en condiciones de igualdad.*
- d) Poner en conocimiento de las autoridades competentes, y de los sujetos eventualmente afectados, cualquier manipulación o alteración del estado de los equipos de medida.*
- e) Comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Administración Pública competente la información que se determine sobre peajes de acceso, cargos y precios, así como cualquier información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector eléctrico.*
- f) Proceder a la medición y lectura de la energía que circule por sus puntos frontera en la forma que reglamentariamente se determine.*
- g) Facilitar los datos de consumo a los sujetos en los términos que reglamentariamente se establezcan.*
- h) Aplicar y recaudar de los sujetos los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.*
- i) Contratar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución con los consumidores, directamente o a través del comercializador y, en su caso, productores conectados a sus redes.*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- j) *Aplicar, facturar y cobrar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución a los comercializadores o consumidores, según corresponda y en su caso, productores conectados a sus redes realizando el desglose en la facturación al usuario en la forma que reglamentariamente se determine.*
- k) *Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.*
- l) *Aplicar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.*
- m) *Mantener actualizada su base de datos de puntos de suministro, y facilitar a la información de acuerdo a lo que se determine reglamentariamente.*
- n) *Reservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.*
- o) *Proporcionar al gestor de la red de transporte y a los gestores de las redes de distribución colindantes información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad de la red interconectada.*
- p) *Cumplir con los requisitos y obligaciones que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador y, en concreto, cumplir con los plazos y recibir la información que se determine relativa a los citados cambios de suministrador.*
- q) *Exigir garantías a los sujetos que contraten el acceso a sus redes de distribución en los términos que se establezcan reglamentariamente.*
- r) *Determinar, en el ejercicio de la función de gestor de su red de distribución, los criterios de la explotación y mantenimiento de las redes garantizando la seguridad, la fiabilidad y la eficacia de las mismas, de acuerdo con la normativa medioambiental que les sea aplicable.*
- s) *Poner en conocimiento de las autoridades públicas competentes y de los sujetos que pudieran verse afectados si los hubiere, las situaciones de fraude y otras situaciones anómalas.*
- t) *Realizar aquellas otras funciones que se deriven de esta ley y su normativa de desarrollo.*

Reglamentariamente, previa audiencia a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se regularán las condiciones y procedimientos para el establecimiento de acometidas eléctricas y el enganche de nuevos usuarios a las redes de distribución.

3. Serán derechos de las empresas distribuidoras:

- a) El reconocimiento por parte de la Administración y la percepción de una retribución adecuada por el ejercicio de su actividad dentro del sistema eléctrico en los términos establecidos en el título III de esta ley.*
- b) Exigir que las instalaciones y aparatos receptores de los usuarios que se conecten a sus redes reúnan las condiciones técnicas y de construcción que se determinen por la normativa estatal e internacional que les fuera de aplicación, así como el buen uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros usuarios.*
- c) Exigir a los sujetos obligados a ello, que dispongan de los equipos de medida y control establecidos en la normativa de aplicación.*
- d) Acceder a la información que precisen para el desarrollo de sus funciones.*

[11]

2.2.6.- ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Esta parte del negocio está liberalizado en España desde el año 2009. Tiene como función principal poner a la venta la energía eléctrica al consumidor, conlleva por tanto el contacto con el cliente final. Por tanto, el usuario tendrá relación directa con la empresa que haya contratado y que ejerza esta actividad, siendo ésta con la que tiene que negociar los distintos contratos.

De acuerdo al artículo 45 de la Ley 54/1997 [18], de 27 noviembre, del Sector Eléctrico, eran obligaciones de las empresas comercializadoras en relación al suministro de energía eléctrica:

- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.
- Contratar y abonar el peaje de acceso correspondiente a la empresa distribuidora.
- Desglosar en las facturaciones a sus clientes al menos los importes correspondientes a la imputación de los peajes, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y permanentes del sistema y los tributos que gravan el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan.
- Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Procurar un uso racional de la energía.
- Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.
- Suministrar a la Oficina de Cambios de Suministrador la información que reglamentariamente se determine.
- Prestar, en su caso, las garantías que reglamentariamente correspondan por el peaje de acceso de sus clientes.
- Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las administraciones públicas.
- Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.

Asimismo, las empresas comercializadoras tenían derecho con la antigua ley a:

- Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de construcción que se determinen, así como el buen uso de los mismos.
- Facturar y cobrar el suministro realizado.
- Contratar la adquisición o venta de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y sus disposiciones de desarrollo.
- Obtener la información relativa a cambios de suministrador de la Oficina de Cambios de Suministrador y los datos de los consumidores que reglamentariamente se determine.
- Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medición de suministros y en su caso, reclamar las cuantías que procedan.
- Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine.

Tras el Real Decreto 485/2009 [36], de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, existirían dos tipos de comercializadores, los de último recurso y los de mercado libre.

Con la actual Ley 24/2013 [11] el comercializador (...)

1. Serán obligaciones de las empresas comercializadoras, además de las que se determinen reglamentariamente, en relación al suministro:

- a) *Comunicar el inicio y el cese de su actividad como comercializadoras de energía eléctrica y el cese de la misma, acompañada de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos que se establezcan reglamentariamente para el ejercicio de la misma, ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.*

Cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá comunicarse al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, acompañada de la declaración responsable y la documentación presentada por el interesado.

- b) *Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.*
- c) *Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.*
- d) *Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.*
- e) *Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.*
- f) *Atender sus obligaciones de pago frente al sistema eléctrico en los plazos que se establezcan, así como aplicar y recaudar de los consumidores los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.*
- g) *Formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor que resulte de aplicación. Asimismo, realizar las facturaciones a sus consumidores de acuerdo a las condiciones de los contratos que hubiera formalizado en los términos que se establezcan en las disposiciones reglamentarias de desarrollo de esta ley, y con el desglose que se determine.*
- h) *Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.*
- i) *Procurar un uso racional de la energía.*
- j) *Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.*
- k) *Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga cono-*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

cimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.

- l) Tener a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de las Comunidades Autónomas o las Ciudades de Ceuta y Melilla en el ámbito de su competencia, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de la Comisión Europea, a efectos del cumplimiento de sus cometidos respectivos, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y los derivados relacionados con la electricidad suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.*

Lo dispuesto en el presente párrafo no creará obligaciones adicionales con respecto al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Comisión Europea, para las entidades que entren en el ámbito de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

En caso de que los organismos mencionados en el primer párrafo de este sub apartado necesiten acceder a datos conservados por entidades que entren en el ámbito de aplicación de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, la Comisión Nacional del Mercado de Valores les facilitará los datos necesarios.

- m) Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.*
- n) Informar a sus clientes sobre sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio. A estos efectos las empresas comercializadoras deberán ofrecer a sus consumidores, la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo, que cumpla los requisitos establecidos por la Directiva 2013/11/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2013 y en las disposiciones nacionales de transposición. Dichas entidades habrán de ser acreditadas como tales por la autoridad competente.*
- o) Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio*

contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente. Dicho sistema de comunicación electrónica, deberá emitir de forma automatizada un acuse de recibo con indicación de la fecha, hora y número de solicitud, de manera que quede constancia de la hora y fecha en que la solicitud ha tenido entrada. Los prestadores comunicarán su dirección legal si ésta no coincide con su dirección habitual para la correspondencia.

El servicio de atención a los consumidores que establezcan las empresas comercializadoras deberá adecuarse, en todo caso, a los parámetros mínimos de calidad establecidos en la legislación de defensa de los consumidores y usuarios.

La empresa comercializadora no podrá desviar llamadas realizadas al número de teléfono gratuito mencionado a números que impliquen un coste para los consumidores, ya sea vía telefónica, mediante mensajes de texto u otros análogos para la atención de quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones. El servicio de atención al consumidor en ningún caso proporcionará ingresos adicionales a la empresa a costa del consumidor.

Las empresas comercializadoras, junto a los números de tarificación compartida que publiciten las empresas para que los consumidores y usuarios soliciten información con carácter general sobre los servicios ofertados o publicitados, deberán publicitar números geográficos de telefonía para proporcionar la misma información, en todos los soportes de información comercial que manejen, debiendo figurar estos números en el mismo emplazamiento que los números de tarificación compartida y en el mismo tamaño y tipo de letra.

- p) Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador.*
- q) En su caso, en los términos que se establezca reglamentariamente, las comercializadoras de referencia estarán obligadas a realizar ofertas a los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor en las que el precio del suministro de energía eléctrica sea fijo para un periodo determinado, sin perjuicio de las revisiones que procedan de los*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

peajes, cargos y otros costes regulados. A estos efectos, estarán obligadas a formalizar los contratos con los consumidores que lo soliciten conforme a un modelo de contrato normalizado. El plazo de duración y el resto de condiciones del contrato se fijarán reglamentariamente.

2. Las empresas comercializadoras, además de lo que se determine reglamentariamente, tendrán derecho a:

- a) Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine por el Gobierno.*
- b) Actuar como sujetos de mercado en el mercado de producción de electricidad.*
- c) Contratar la adquisición y venta de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y en sus disposiciones de desarrollo.*
- d) Facturar y cobrar el suministro realizado.*
- e) Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente se determinen, así como el buen uso de los mismos.*
- f) Solicitar, en nombre de sus consumidores, la verificación de los equipos de medida de suministros y en su caso, reclamar las cuantías que procedan.*

3. Los consumidores directos en mercado tendrán las obligaciones y los derechos regulados en los apartados 1 y 2 anteriores para los comercializadores, que les sean de aplicación.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web un listado que contendrá los comercializadores que, de acuerdo al presente artículo, hayan comunicado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y, en su caso, a la Administración competente, el inicio de su actividad y que no hayan comunicado el cese de la misma.

Se añade una nueva letra q) al apartado 1 por la disposición final 11.2 de la Ley 3/2014 [37], de 27 de marzo. Ref. B.O.E.-A-2014-3329. Última actualización, publicada el 28/03/2014, en vigor a partir del 29/03/2014. Texto original, publicado el 27/12/2013, en vigor a partir del 28/12/2013.

Artículo 47. Incumplimientos de las empresas comercializadoras.

1. La Administración Pública competente, así como la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia, podrán requerir a las empresas comercializadoras la acreditación del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 46.

2. En caso de que un comercializador incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, previa la tramitación de un procedimiento en el que se garantice la audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador, en los términos que se desarrollen reglamentariamente.

En estos casos, el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá determinar, previo trámite de audiencia y de forma motivada, objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de referencia, y las condiciones de suministro de dichos clientes.

3. En el marco del citado procedimiento y en atención a las circunstancias que en cada caso concurran, se podrán adoptar las medidas provisionales que sean necesarias para asegurar la eficacia de la resolución que pudiera recaer, particularmente cuando la persistencia durante la tramitación del procedimiento en el ejercicio de la actividad de comercialización, o en ciertos aspectos de la misma, pueda poner en riesgo el cumplimiento de las obligaciones económicas en que se sustenta el sistema eléctrico o causar perjuicios a los consumidores. Entre estas medidas se podrán incluir las necesarias para evitar el traspaso de los clientes suministrados a un comercializador del grupo empresarial al que pertenece la empresa que es objeto de inhabilitación o a empresas vinculadas a la misma.

4. El incumplimiento por un comercializador de cualquiera de las obligaciones que le son exigibles en el ejercicio de su actividad será sancionado de acuerdo con lo establecido en el título X de esta ley. La comisión de una infracción muy grave podrá llevar aparejada la extinción de la habilitación para actuar como comercializador. [11]

2.2.7.- COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Los comercializadores de último recurso tienen la obligación de atender las solicitudes de suministro de energía eléctrica de aquellos consumidores que tengan derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso o **PVPC**, la cual será el precio máximo y mínimo que podrán cobrar a los consumidores que se acojan a la misma, según lo establecido en la Ley del Sector Eléctrico. Se entenderá que un consumidor se acoge a la **TUR** cuando contrate y sea suministrado por un comercializador de último recurso.

“Son empresas obligadas por ley a comercializar las llamadas Tarifa de Último Recurso de gas y de electricidad. Éstas, aunque tengan a su vez actividad y tengan ofertas en el mercado liberalizado, han de llevar estas dos cuentas de forma separada diferen-

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ciendo la actividad como comercializador de último recurso de su actividad como comercializador libre según lo establecido en el Real Decreto 485/2009 [36], y tras la Resolución del 20 de Mayo de 2009, las empresas con estas obligaciones son:

- *Endesa Energía XXI, S.L.U.*
- *Iberdrola Comercialización de Último Recurso S.A.U.*
- *Gas Natural S.U.R., SDG S.A*
- *HC-Naturgás Comercializadora Último Recurso, S.A.*
- *E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L (sólo electricidad)*
- *Madrialeña de gas (sólo gas).*

Las tarifas ofrecidas por las comercializadoras de último recurso son las llamadas Tarifas de Último Recurso (TUR). Estas tarifas son periódicamente establecidas, al menos semestralmente, por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo teniendo en cuenta el coste de producción de energía durante este periodo.

El ministerio establece unos coeficientes a partir de los cuales se calcula el precio de estas tarifas para aquellos clientes, generalmente domésticos, y con varias opciones de contratación, según si desean una tarifa con discriminación horaria o sin ella, donde el precio del kWh es igual a cualquier hora del día.”

1. Serán obligaciones de las empresas comercializadoras, además de las que se determinen reglamentariamente, en relación al suministro:

- a) *Comunicar el inicio y el cese de su actividad como comercializadoras de energía eléctrica y el cese de la misma, acompañada de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos que se establezcan reglamentariamente para el ejercicio de la misma, ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.*

Cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá comunicarse al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, acompañada de la declaración responsable y la documentación presentada por el interesado.

- b) *Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.*
- c) *Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.*

- d) *Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.*
- e) *Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.*
- f) *Atender sus obligaciones de pago frente al sistema eléctrico en los plazos que se establezcan, así como aplicar y recaudar de los consumidores los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.*
- g) *Formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor que resulte de aplicación. Asimismo, realizar las facturaciones a sus consumidores de acuerdo a las condiciones de los contratos que hubiera formalizado en los términos que se establezcan en las disposiciones reglamentarias de desarrollo de esta ley, y con el desglose que se determine.*
- h) *Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.*
- i) *Procurar un uso racional de la energía.*
- j) *Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.*
- k) *Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.*
- l) *Tener a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de las Comunidades Autónomas o las Ciudades de Ceuta y Melilla en el ámbito de su competencia, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de la Comisión Europea, a efectos del cumplimiento de sus cometidos respectivos, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y los derivados relacionados con la electricidad suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.*

Lo dispuesto en el presente párrafo no creará obligaciones adicionales con respecto al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Comisión Europea, para las entidades que entren en el ámbito de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En caso de que los organismos mencionados en el primer párrafo de este sub apartado necesiten acceder a datos conservados por entidades que entren en el ámbito de aplicación de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, la Comisión Nacional del Mercado de Valores les facilitará los datos necesarios.

- m) Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.*
- n) Informar a sus clientes sobre sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio. A estos efectos las empresas comercializadoras deberán ofrecer a sus consumidores, la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo, que cumpla los requisitos establecidos por la Directiva 2013/11/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2013 y en las disposiciones nacionales de transposición. Dichas entidades habrán de ser acreditadas como tales por la autoridad competente.*
- o) Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente. Dicho sistema de comunicación electrónica, deberá emitir de forma automatizada un acuse de recibo con indicación de la fecha, hora y número de solicitud, de manera que quede constancia de la hora y fecha en que la solicitud ha tenido entrada. Los prestadores comunicarán su dirección legal si ésta no coincide con su dirección habitual para la correspondencia.*

El servicio de atención a los consumidores que establezcan las empresas comercializadoras deberá adecuarse, en todo caso, a los parámetros mínimos de calidad establecidos en la legislación de defensa de los consumidores y usuarios.

La empresa comercializadora no podrá desviar llamadas realizadas al número de teléfono gratuito mencionado a números que impliquen un coste para los consumidores, ya sea vía telefónica, mediante mensajes de texto

u otros análogos para la atención de quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones. El servicio de atención al consumidor en ningún caso proporcionará ingresos adicionales a la empresa a costa del consumidor.

Las empresas comercializadoras, junto a los números de tarificación compartida que publiciten las empresas para que los consumidores y usuarios soliciten información con carácter general sobre los servicios ofertados o publicitados, deberán publicar números geográficos de telefonía para proporcionar la misma información, en todos los soportes de información comercial que manejen, debiendo figurar estos números en el mismo emplazamiento que los números de tarificación compartida y en el mismo tamaño y tipo de letra.

- p) Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador.*
- q) En su caso, en los términos que se establezca reglamentariamente, las comercializadoras de referencia estarán obligadas a realizar ofertas a los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor en las que el precio del suministro de energía eléctrica sea fijo para un periodo determinado, sin perjuicio de las revisiones que procedan de los peajes, cargos y otros costes regulados. A estos efectos, estarán obligadas a formalizar los contratos con los consumidores que lo soliciten conforme a un modelo de contrato normalizado. El plazo de duración y el resto de condiciones del contrato se fijarán reglamentariamente.*

2. Las empresas comercializadoras, además de lo que se determine reglamentariamente, tendrán derecho a:

- a) Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine por el Gobierno.*
- b) Actuar como sujetos de mercado en el mercado de producción de electricidad.*
- c) Contratar la adquisición y venta de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y en sus disposiciones de desarrollo.*
- d) Facturar y cobrar el suministro realizado.*
- e) Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente se determinen, así como el buen uso de los mismos.*
- f) Solicitar, en nombre de sus consumidores, la verificación de los equipos de*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

medida de suministros y en su caso, reclamar las cuantías que procedan.

3. Los consumidores directos en mercado tendrán las obligaciones y los derechos regulados en los apartados 1 y 2 anteriores para los comercializadores, que les sean de aplicación.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web un listado que contendrá los comercializadores que, de acuerdo al presente artículo, hayan comunicado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y, en su caso, a la Administración competente, el inicio de su actividad y que no hayan comunicado el cese de la misma.

Se añade una nueva letra q) al apartado 1 por la disposición final 11.2 de la Ley 3/2014 [37], de 27 de marzo. Ref. B.O.E.-A-2014-3329. Última actualización, publicada el 28/03/2014, en vigor a partir del 29/03/2014. Texto original, publicado el 27/12/2013, en vigor a partir del 28/12/2013.

Artículo 47. Incumplimientos de las empresas comercializadoras.

1. La Administración Pública competente, así como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrán requerir a las empresas comercializadoras la acreditación del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 46.

2. En caso de que un comercializador incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, previa la tramitación de un procedimiento en el que se garantice la audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador, en los términos que se desarrollen reglamentariamente.

En estos casos, el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá determinar, previo trámite de audiencia y de forma motivada, objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de referencia, y las condiciones de suministro de dichos clientes.

3. En el marco del citado procedimiento y en atención a las circunstancias que en cada caso concurren, se podrán adoptar las medidas provisionales que sean necesarias para asegurar la eficacia de la resolución que pudiera recaer, particularmente cuando la persistencia durante la tramitación del procedimiento en el ejercicio de la actividad de comercialización, o en ciertos aspectos de la misma, pueda poner en riesgo el cumplimiento de las obligaciones económicas en que se sustenta el sistema eléctrico o causar perjuicios a los consumidores. Entre estas medidas se podrán incluir las necesarias para evitar el traspaso de los clientes suministrados a un comercializador del grupo empresarial al que pertenece la empresa que es objeto de inhabilitación o a empresas vinculadas a la misma.

4. *El incumplimiento por un comercializador de cualquiera de las obligaciones que le son exigibles en el ejercicio de su actividad será sancionado de acuerdo con lo establecido en el título X de esta ley. La comisión de una infracción muy grave podrá llevar aparejada la extinción de la habilitación para actuar como comercializador. [11]*

2.2.8.- CONSUMIDORES

Los consumidores son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción son denominados como Consumidores Directos en Mercado.

“Desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores pueden adquirir la energía para su suministro en el mercado libre. Para la adquisición de la energía en el mercado existen varias posibilidades:

- 1. Ir a través de una empresa comercializadora. Los consumidores deben abonar los peajes de acceso a las redes a las que se conectan y adquirir su energía en el mercado libre. En este caso, tanto la contratación del acceso como del suministro se realizaría a través de la comercializadora con la que el consumidor haya suscrito el correspondiente contrato.*
- 2. Como Consumidores Directos en Mercado, acudiendo directamente al mercado de producción. Si el consumidor desea comprar en el mercado de producción mediante cualquiera de las formas de contratación existentes (mercado diario, contrato bilateral físico) deberá previamente inscribirse en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado como consumidor directo en mercado.”*

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. En dicha norma se establece que, a partir del 1 de julio de 2009, se inicia el **SUR** realizado por los comercializadores de último recurso

A partir del 1 de julio de 2009 sólo podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW.

“1. Los consumidores tendrán los siguientes derechos, y los que reglamentariamente se determinen, en relación al suministro:

- a) Al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

eléctrica en el territorio español, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno.

Los consumidores no podrán estar conectados directamente a un sujeto productor salvo a través de una línea directa y en los casos que reglamentariamente se establezcan para la aplicación de las modalidades de suministro con autoconsumo.

- b) Realizar las adquisiciones de energía eléctrica en los términos previstos en la normativa de aplicación.*
- c) Elegir su suministrador, pudiendo contratar el suministro con:
 - 1. Las correspondientes empresas de comercialización. En este caso, podrán contratar la energía y el acceso a través del comercializador. Con independencia del modo de representación elegido, el comercializador será responsable, en todo caso, del cumplimiento de las obligaciones previstas en el párrafo d) del artículo 46.1 de esta ley.**

Cuando el consumidor haya contratado el peaje de acceso a través del comercializador conforme a lo dispuesto en el párrafo anterior, el distribuidor no podrá en ningún caso exigir el pago del peaje de acceso directamente al consumidor.

Los consumidores a los que se refiere el artículo 43.2 tendrán derecho, además, a contratar el precio voluntario para el pequeño consumidor o la tarifa de último recurso, según corresponda, con empresas comercializadoras de referencia al precio que por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se determine.

- 2. Otros sujetos del mercado de producción. Estos consumidores directos en mercado contratarán la energía en el mercado de producción y el correspondiente contrato de acceso a las redes directamente con el distribuidor al que están conectadas sus instalaciones o con el distribuidor de la zona en caso de estar conectado a la red de transporte.*
- d) A formalizar un contrato de acceso con la empresa distribuidora o un contrato de suministro con la empresa suministradora de electricidad, según corresponda, en el que se especifique:
 - 1. La identidad y la dirección de la empresa;**

2. *La duración del contrato, condiciones para su renovación y las causas de rescisión y resolución de los mismos, así como el procedimiento para realizar una u otras;*
3. *las cláusulas bajo las cuales se podrán revisar las condiciones establecidas en el contrato;*
4. *el procedimiento de resolución de conflictos de conformidad con lo establecido en los artículos 43.5 y 46.1. p);*
5. *la información actualizada sobre precios y tarifas aplicables y, en su caso, disposición oficial donde se fijen los mismos;*
6. *el nivel de calidad mínimo exigible en los términos que se establezcan y las repercusiones en la facturación que, en su caso, correspondan;*
7. *los plazos para la conexión inicial;*
8. *la información completa y transparente sobre las ofertas comerciales, incluyendo de manera expresa la duración de los descuentos promocionales y los términos o precios sobre los que éstos se aplican;*
9. *la información relativa a otros servicios prestados, incluidos, en su caso, los servicios de valor añadido y de mantenimiento que se propongan, mencionando de manera explícita el coste de dichos servicios adicionales y su obligatoriedad o no.*

Las condiciones generales serán equitativas y transparentes, y deberán adecuarse a lo establecido en la normativa vigente en materia de contratos con los consumidores. Se explicarán en un lenguaje claro y comprensible y no incluirán obstáculos no contractuales al ejercicio de los derechos de los clientes. Se protegerá a los clientes contra los métodos de venta abusivos o equívocos.

Las condiciones se darán a conocer con antelación. En cualquier caso, deberán comunicarse antes de la celebración o confirmación del contrato. Cuando los contratos se celebren a través de intermediarios, la información antes mencionada se comunicará asimismo antes de la celebración del contrato.

- e) *Ser debidamente avisados de forma transparente y comprensible de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a rescindir el contrato sin coste alguno cuando reciban el aviso. Asimismo, ser notificados de forma directa por su suministrador sobre cualquier revisión de los precios derivada de las condiciones previstas en el contrato en el momento en que ésta se produzca, y no más tarde de un período de facturación después de que haya entrado en vigor dicha revisión, de*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

forma transparente y comprensible.

- f) Poder escoger libremente el modo de pago, de forma que no se produzca ninguna discriminación indebida entre consumidores. Los sistemas de pago anticipado reflejarán adecuadamente las condiciones de suministro y el consumo probable.*
- g) Ser atendidos en condiciones no discriminatorias en las solicitudes de nuevos suministros eléctricos y en la ampliación de los existentes.*
- h) Recibir el servicio con los niveles de seguridad, regularidad y calidad que se determinen reglamentariamente.*
- i) Ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.*
- j) Recibir información transparente sobre los precios y condiciones generales aplicables al acceso y al suministro de energía eléctrica.*

A estos efectos, recibirán las facturaciones con el desglose que se determine reglamentariamente.

- k) Realizar el cambio de suministrador sin coste alguno y en los plazos legal y reglamentariamente establecidos.*
- l) Disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones de acuerdo a lo establecido en esta ley y en la demás normativa sobre atención al consumidor aplicable.*
- m) Tener a su disposición sus datos de consumo, y poder, mediante acuerdo explícito y gratuito, dar acceso a los datos de medidas a los sujetos que corresponda, y en concreto a las comercializadoras que se mantengan en el cumplimiento de los requisitos y obligaciones, de acuerdo a los términos y condiciones que reglamentariamente se determine, sin que puedan facturarse al consumidor costes por este servicio.*
- n) Estar informados del consumo real de electricidad y de los costes correspondientes de acuerdo a lo que reglamentariamente se establezca, sin coste adicional. A estos efectos, se tendrán en cuenta las características de los equipos de medida para garantizar una adecuada facturación y los costes de implementar esta medida.*
- o) Recibir la liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador de electricidad, en el plazo de 42 días como máximo a partir de la fecha en que se produzca el cambio de suministrador.*
- p) Disponer de un servicio de asistencia telefónica gratuito facilitado por el distribuidor al que estén conectados sus instalaciones, en funcionamiento*

las veinticuatro horas del día, al que puedan dirigirse ante posibles incidencias de seguridad en las instalaciones. Dicho número deberá figurar claramente identificado en las facturas y en todo caso será facilitado por el comercializador o, en su caso, por el distribuidor al consumidor.

2. Reglamentariamente se establecerán los límites a la aplicación de los derechos establecidos en el apartado anterior, entre otros, en el caso de consumidores que estén en situación de impago.

3. Los consumidores tendrán las siguientes obligaciones, además de las que reglamentariamente se determinen, en relación al suministro:

- a) Garantizar que las instalaciones y aparatos cumplen los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa vigente, garantizando el acceso a los mismos en los términos que se determinen.*
- b) Contratar y efectuar el pago de los suministros, de acuerdo a las condiciones establecidas en la normativa.*
- c) Permitir al personal autorizado por la empresa distribuidora la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado en horas hábiles o de normal relación con el exterior, para realizar las actuaciones propias de distribuidor.*

Artículo 45. Consumidores vulnerables.

1. Serán considerados como consumidores vulnerables los consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual.

La definición de los consumidores vulnerables y los requisitos que deben cumplir, así como las medidas a adoptar para este colectivo, se determinarán reglamentariamente por el Gobierno.

2. El bono social resultará de aplicación a los consumidores vulnerables que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que por real decreto del Consejo de Ministros se determinen. A estos efectos, se establecerá un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual.

3. El bono social cubrirá la diferencia entre el valor del precio voluntario para el pequeño consumidor y un valor base, que se denominará tarifa de último recurso y será aplicado por el correspondiente comercializador de referencia en las facturas de los consumidores que puedan quedar acogidos al mismo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, fijará la tarifa de último recurso.

4. El bono social será considerado obligación de servicio público según lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE [287] del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE y será asumido por las matrices de los grupos de sociedades o, en su caso, sociedades que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica.

El porcentaje de reparto de las cantidades a financiar se calculará, para cada grupo empresarial como la relación entre un término que será la suma de las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras en que participe el grupo, y otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de suministros y clientes de todos los grupos empresariales que deben ser considerados a los efectos de este reparto.

Este porcentaje de reparto será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con el procedimiento y condiciones que se establezcan reglamentariamente. A estos efectos, la referida Comisión publicará en su página web, en el mes de noviembre de cada año la información referida al año móvil anterior y relativa a las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras, así como la relación de grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que cumplan el requisito previsto en el primer párrafo del presente apartado.

La citada Comisión remitirá antes del 1 de diciembre de cada año una propuesta de fijación de los porcentajes de financiación que corresponderán a cada una de las sociedades matrices, correspondiendo al Ministro de Industria, Energía y Turismo su aprobación por orden que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

En todo caso, las aportaciones que debe realizar cada una de dichas sociedades se depositarán en una cuenta específica en régimen de depósito creada al efecto por el organismo liquidador, que será responsable de su gestión.” [11]

2.2.9.- GESTORES DE CARGAS DEL SISTEMA

Son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética artículo 6 de la Ley 24/2013 [11]. Son aquellas sociedades mercantiles que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos, quedaron inicialmente definidos en el Real Decreto 647/2011 [38], que regula la actividad de

gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, y establece que los gestores de cargas del sistema. [39]

“Para el ejercicio de dicha actividad, los interesados deben realizar la comunicación de inicio de actividad, que especificará el ámbito territorial en que se vaya a desarrollar la actividad, ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Sin embargo, cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá dirigir dicha comunicación al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente, quien en el plazo máximo de un mes, dará traslado de todo ello a la Dirección General anteriormente citada.

Dicha comunicación se presentará acompañada de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad que se establecen y del modelo de información y datos a enviar por los gestores de cargas.

Mientras no se encuentre operativa la tramitación telemática, tanto la comunicación de inicio de actividad como la declaración responsable y la información y datos a enviar, deben presentarse en los Registros de los Organismos competentes.”

Los gestores de cargas del sistema podrán iniciar la actividad en cada una de las instalaciones incluidas en su comunicación de inicio de actividad en las que cumplan con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y cuenten, en su caso, con las autorizaciones pertinentes, a partir de la fecha de presentación de la citada documentación de inicio. Asimismo, cabe señalar que el interesado deberá cumplir los requisitos establecidos antes de realizar su comunicación de inicio de actividad.

La realización de la actividad sin la necesaria comunicación de inicio de actividad, declaración responsable y el modelo de información y datos a enviar, o el incumplimiento de las condiciones de las mismas será considerada como infracción a efectos de lo dispuesto en el Título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.” [35]

2.3.- EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

2.3.1.- INTRODUCCIÓN

Actualmente es muy fácil el disponer de electricidad en los hogares, comercios, servicios e industria. El llegar a casa cuando la luz del astro sol ha dejado de lucir y con un simple gesto disponer de otra fuente de luz alternativa que nos ilumine, a pesar de ser un acto sencillo, conlleva todo un mundo tras él.

Miles y miles de metros de tendido eléctrico recorriendo los campos, sujetados en grandes torres metálicas o en las ciudades bajo las aceras por las que transcurrimos todos los días. Grandes grupos de generación que funcionan las veinticuatro horas al día, combinando diversas fuentes de energía, y miles de personas encargadas de que todo funcione correctamente.

Pero no todo queda en lo presente. Para llegar a esta situación actual, han debido de transcurrir muchos años, en los que el fenómeno eléctrico ha recorrido un gran camino. Éste ha estado trazado por cientos de personas que con sus ensayos, descubrimientos y experimentos han logrado el domesticar el fenómeno eléctrico para poder disponer de él con un simple gesto de “darle con la mano a un interruptor”.

Y una vez que se logra ese uso por parte de cualquier consumidor, entra en juego la normativa y regulación para la seguridad de los equipos y las personas. Como también, el perfeccionamiento de los medios y equipos para una producción de electricidad que se incrementa a grandes pasos año tras año, logrando valores impensables para los primeros investigadores.

El camino mencionado anteriormente es el que se va a relatar en las siguientes páginas de esta tesis doctoral, haciendo especial hincapié en la evolución histórica de este sector en España.

2.3.2.- INTRODUCCIÓN AL FENÓMENO ELÉCTRICO

La electricidad como ya es conocido, es un fenómeno físico, que proviene de la palabra griega “electrón”. Aunque sus efectos son conocidos por el hombre desde el principio de los tiempos en manifestaciones como los rayos eléctricos, no es hasta 1646 cuando aparece escrita por primera vez la palabra electricidad. En concreto fue en la obra “*Pseudoxia Epidemica*” del polifacético escritor inglés Thomas Browne [40].

El hombre conocía desde sus orígenes los efectos de la electricidad, pero sin darle nombre, los rayos eléctricos, la magnetita que curiosamente atraía objetos de hierro y las descargas eléctricas que producían algunos peces en el antiguo Egipto, anguilas eléc-

tricas a los que llamaban “*los tronadores del Nilo*”, eran manifestaciones eléctricas desconocidas para la antigua humanidad.

Ya en el año 600 A.C. aproximadamente y a través del científico y filósofo Thales de Mileto, se comprobó las propiedades eléctricas del ámbar, el cual al ser frotado con un trozo de lana era capaz de atraer pequeños objetos, y para explicar este fenómeno ofreció una hipótesis, “*estas substancias encierran alma, están vivas, puesto que pueden atraer hacia si materias inanimadas, como mediante una aspiración del soplo*” Thales de Mileto también descubrió que después de frotar dos trozos de ámbar, estos se repelían. Pero no encontró hipótesis alguna para explicar este fenómeno.

Aproximadamente y en el año 310 A.C. el filósofo clásico Epicuro, propone la búsqueda individual del placer como único modo de sobrevivir a la hostilidad del mundo. Pero para poder obtener el máximo placer, es necesario saber cómo funciona la naturaleza. Bajo esta observación fue un gran filósofo de la teoría atómica.

También en torno al 310 A.C. el filósofo griego Theophrastus, escribe un tratado donde describe que existen varias sustancias que poseen la propiedad de atraer objetos al ser frotadas, a parte del ámbar.

En la antigua Roma, también se utilizaron los efectos de la electricidad. Los romanos la ponían en práctica para efectos curativos, sin duda alguna las primeras aplicaciones de la electroterapia. Sumergían a los inválidos en aguas donde se concentraban gran cantidad de anguilas eléctricas, creyendo que las descargas producidas por estas eran beneficiosas para ellos.

Durante la edad media, la humanidad siguió observado las manifestaciones naturales de la electricidad, aunque de esta época poco se sabe sobre estas observaciones, usos y si hubo algún descubrimiento, ya que de todos es conocido que esta etapa fue algo oscura para las ciencias y las personas que se dedicaban a ello.

El periodo histórico al que conocemos como Renacimiento, siglos XV y XVI, fue la época de la expansión cultural en todos sus aspectos, el puente entre lo antiguo y el mundo moderno. Y fue precisamente en esta época donde la electricidad sufre sus primeros y determinantes experimentos y explicaciones racionales.

2.3.3.- LOS PADRES DE LA ELECTRICIDAD [41]

2.3.3.1.- AÑO 1600. GUILLERMO GILBERT

Transcurren varios años, sin avances en el campo de la electricidad, desde Thales de Mileto y sus descubrimientos, pasaron unos dos mil años hasta que alrededor de

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.600, el médico y científico inglés Guillermo Gilbert utiliza de nuevo la palabra electricidad. Y fue para describir sus experimentos sobre la electricidad y el magnetismo, en su obra denominada "*De Magneticisque Corporibus et Magno Magnete Tellure*". En ella resume todas sus investigaciones sobre cuerpos magnéticos y atracciones eléctricas, siendo el primero en usar los términos atracción eléctrica y fuerza eléctrica.

Gilbert descubrió que muchas sustancias tenían la capacidad de atraer objetos cuando se frotaban y aplicó el término eléctrica para la fuerza que ejercen estas sustancias después de ser frotadas.

2.3.3.2.- AÑO 1670. CHRISTIAAN HUYGENS

Astrónomo, matemático y físico holandés, entre sus múltiples descubrimientos se encuentra el principio que lleva su nombre "*principio de Huygens*" que establece que todo punto de un frente de ondas que avanza, actúa como una fuente de nuevas ondas. De este principio se desarrolló la teoría ondulatoria de la luz.

2.3.3.3.- AÑO 1672. OTTO VON GUERICKE

Ingeniero y Físico de origen alemán, de él puede decirse que fue el primero que desarrolló la máquina electrostática para producir cargas eléctricas. Consistía en una esfera de azufre que podía hacer girar con una mano y frotar con la otra. Al hacer estos movimientos observaba como además de atraer pequeños trozos de papel, producía crujidos y pequeñas chispas mientras se frotaba la esfera. De este experimento dedujo que la electricidad podía fluir, y que pasaba de un objeto a otro por el efecto del frotamiento. En 1654 realizó su famoso experimento de los hemisferios de Magdeburgo, en el que dos semiesferas de cobre de 3,66 metros de diámetro quedaron unidas con tal fuerza por el efecto de un vacío parcial creado en su interior, que ni con la fuerza de dieciséis caballos tirando fue posible separarlas.

2.3.3.4.- AÑO 1729. STEPHEN GRAY

Físico inglés cuyos descubrimientos para la física fueron en su totalidad referentes a la electricidad. Fue el primero en poder transmitir la electricidad por un conductor de 200 metros en 1729.

2.3.3.5.- AÑO 1733. FRANCOIS DE CISTERNAY DU FAY

Físico francés que dedicó su vida al estudio de los fenómenos eléctricos. Identificó la existencia de dos cargas eléctricas y las denominó carga vítrea y carga resinosa y en la actualidad son las que se conocen con el nombre de carga negativa y positiva.

2.3.3.6.- AÑO 1745. PIETER VAN MUSSCHENBROEK

Médico, físico y filósofo holandés, sus experimentos se centraron en la electricidad estática. En 1745 descubrió con su asistente Andreas Cunaeus, que esta se podía almacenar en un recipiente, la posteriormente llamada botella de Leiden en honor a su ciudad natal. Este experimento se convirtió en el primer condensador eléctrico.

2.3.3.7.- AÑO 1752. BENJAMÍN FRANKLIN

Político, científico e inventor estadounidense, se dedicó principalmente al estudio de los fenómenos eléctricos. En 1752 realizó su exitoso experimento de la cometa, ató una cometa con esqueleto de metal a un hilo de seda, en cuyo extremo llevaba una llave también metálica, y la hizo volar un día de tormenta, confirmó que la llave se cargaba de electricidad, demostrando así que las nubes están cargadas de electricidad y los rayos son descargas eléctricas.

2.3.3.8.- AÑO 1785. CHARLES COULOMB

Físico e ingeniero de origen francés, que en 1785 corroboró que la fuerza entre cargas eléctricas era proporcional al producto de las cargas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia que separaba las cargas. Este enunciado es la famosa Ley de Coulomb.

Entre 1786 y 1788 publica unos trabajos en los que analiza la solución aproximada de la distribución de electricidad en sistemas de conductores, de este modo asienta las bases de la electrostática

2.3.3.9.- AÑO 1786. LUIGI GALVANI

Médico italiano, que estudio el efecto de la electricidad sobre los animales. A finales de 1786 y de forma accidental observo que al conectar un alambre de hierro o latón al nervio de la pata de una rana y una varilla al musculo, este se contraía del mismo modo que al aplicarle una descarga eléctrica. De este curioso hecho, Galvani llego a la conclusión de los músculos de la rana estaban cargados de electricidad positiva en su interior y electricidad negativa en el exterior de los músculos.

2.3.3.10.- AÑO 1800. ALEJANDRO VOLTA

El físico italiano Alessandro Giuseppe Antonio Anastasio Volta, a pesar de recibir formación como humanista, se declinó por las ciencias. Siendo amigo de Galvani, no compartía con él la conclusión sobre el experimento de la rana. Según Volta los tejidos de la rana para nada tenían que ver con la contracción de las patas, sino que era debida a los alambres de hierro y latón utilizados en el experimento, los que generaban electricidad al entrar en contacto con la humedad salina de la rana.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Volta llamo galvanismo a este fenómeno y hacia 1800 fue capaz de producir una corriente eléctrica con una pila de discos de estaño o zinc y cobre o plata alternados y separados por otros de cartón impregnados de una solución de sal. De esta pila de disco es de donde proviene el nombre de pila voltaica que se ha generalizado para designar a las baterías eléctricas de este tipo. Napoleón se interesó mucho por los descubrimientos de Volta y mando construir una gran pila voltaica en la Escuela Politécnica de Paris. [42]



Figura 16. Pila de Volta

2.3.3.11.- AÑO 1811. SIMEON DENIS POISSON

Alumno de Laplace y posteriormente profesor en la escuela politécnica de Paris, fue el primero en aplicar a la electricidad las ideas de su profesor Pierre Simon de Laplace sobre el potencial gravitatorio. Fue quien utilizo por primera vez el término potencial eléctrico.

2.3.3.12.- AÑO 1813. HUMPHRY DAVY

Químico británico cuyos experimentos estuvieron relacionados con la electroquímica. Haciendo uso de las recién inventadas pilas voltaicas, descubrió el sodio y el potasio, más tarde aisló el bario, el estroncio y también el calcio y el magnesio.

En 1813, descubrió el arco fotovoltaico, mediante un experimento en el que utilizo una batería compuesta por 200 elementos voltaicos, con la que hizo circular una corriente eléctrica por dos varillas de carbono unidas y separándolas poco a poco pudo comprobar cómo se producía una luz muy intensa en un corto periodo de tiempo. Este descubrimiento tuvo gran utilidad para el alumbrado de las ciudades.

2.3.3.13.- AÑO 1820. JUAN OERSTED

Físico y químico nacido en Dinamarca en 1777. Fue un apasionado de la nueva corriente eléctrica inventada por Volta, en uno de sus experimentos tenía sobre la mesa de trabajo una brújula señalando fijamente y sin variar el polo Norte. De pronto, al cerrar el circuito eléctrico formado por una batería y un conductor rectilíneo, Oersted observó accidentalmente que la aguja magnética de la brújula giraba bruscamente y cambiaba de posición en tanto circulaba la corriente. Aquel fenómeno le sorprendió tanto que repitió su acción para distintas posiciones de la brújula. Si el conductor estaba inicialmente paralelo y por encima de la aguja, al pasar la corriente, ésta se colocaba perpendicularmente al conductor. Lo mismo ocurría si el conductor se situaba paralelo y por debajo de la aguja, pero si en el primer caso, la aguja señalaba el este, ahora indicaba el oeste. El mismo fenómeno se observaba dejando inmóvil la brújula, pero cambiando el

sentido de la corriente eléctrica. Con este casual experimento Oersted descubrió el electromagnetismo.

2.3.3.14.- AÑO 1825. ANDRE MARIE AMPERE

Matemático y físico francés, que entusiasmado por los descubrimientos Oersted, pudo demostrar que el paso de una corriente eléctrica a través de un cable conductor era capaz de producir un campo magnético a su alrededor. Y formuló el siguiente enunciado, *“una corriente eléctrica circulando a lo largo de un cable conductor, produce un campo magnético a su alrededor”*. Enunciado conocido por la Ley de Ampere. En 1822 inventa el solenoide y estudia la interacción mutua entre parejas de solenoides y llegaba a la conclusión de que el comportamiento de un solenoide es análogo al de un imán recto, una prueba más de las relaciones entre el magnetismo de los imanes con las acciones magnéticas de las corrientes eléctricas. También definió la unidad de medida de la electricidad, el amperio, denominada así en su honor. [43]

2.3.3.15.- AÑO 1827. GEORG SIMON OHM

Físico alemán nacido en 1789, al que se le debe el establecer la relación entre diferencia de potencial, resistencia eléctrica e intensidad de corriente. Esta relación la plasmó con el siguiente enunciado *“la intensidad de una corriente a través de un conductor es directamente proporcional a la diferencia de potencial entre los extremos del conductor e inversamente proporcional a la resistencia que éste opone al paso de la corriente.”* Enunciado que postula la conocida Ley de Ohm.

En honor a su labor, la unidad de resistencia eléctrica del sistema internacional lleva su nombre (ohmio).

2.3.3.16.- AÑO 1831. MICHAEL FARADAY

Físico inglés y padre de la electrotecnia, ya que a él se le conoce el invento de la primera dinamo, el primer motor y el primer transformador. Fue el descubridor de la inducción electromagnética y demostró que a partir de la corriente eléctrica se puede obtener magnetismo.

En la Figura 17 se muestran dos versiones del *“rotor electromagnético de Faraday”*. En cada una de ellas la copa de vidrio está llena de mercurio, de modo que una corriente eléctrica puede pasar del alambre superior a la base. A la izquierda, el polo sur de un imán está fijo y el polo norte puede girar libremente a lo largo de una de las líneas de fuerza magnética circulares que rodean la corriente. A la derecha la varilla metálica que transporta la corriente gira alrededor del imán que permanece fijo. Mediante este experimento comprobó cómo se podían utilizar la electricidad y el magnetismo para generar fuerza motriz.

También se le conoce por su famoso experimento de la "jaula de Faraday". En 1836 construiría una habitación recubierta de metal y colocaría un generador electrostático en el exterior, para demostrar que pese a las descargas de alta tensión que suministraba el generador a la jaula, el interior de la habitación no recibía ninguna carga eléctrica.

2.3.3.17.- AÑO 1842. JAMES PRESCOTT JOULE

Físico inglés que establece las relaciones entre electricidad, calor y trabajo y demostró que la energía ni se crea ni se destruye.

En una de sus investigaciones sobre el calor desprendido en un circuito eléctrico, formuló la ley actualmente conocida como ley de Joule que establece que "la cantidad de calor producida en un conductor por el paso de una corriente eléctrica cada segundo, es proporcional a la resistencia del conductor y al cuadrado de la intensidad de corriente".

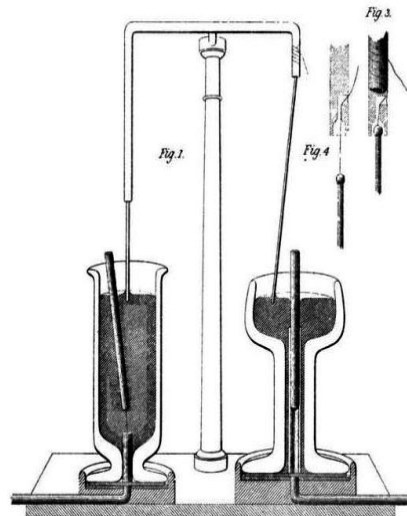


Figura 17. Rotor electromagnético de Faraday

2.3.3.18.- AÑO 1954. GEORGE BOOLE

Matemático británico que desarrolló la teoría que lleva su nombre "Teoría del álgebra de Boole", que consiste en aplicar una serie de símbolos a operaciones lógicas y hacer que estos símbolos y operaciones tuvieran la misma estructura lógica que el álgebra convencional.

Esta teoría de Boole se considera el pilar de la electrónica de conmutación y de la electrónica digital actual.

2.3.3.19.- AÑO 1865. JAMES CLERK MAXWELL

Físico británico al que se le debe la teoría del campo electromagnético y que plasmó en su obra "Treatise on Electricity and Magnetism".

Hasta la fecha prácticamente habían sido descubiertos y explicados de alguna forma por sus descubridores, casi todos los efectos eléctricos. Pero quedaba una de ellas bastante importante para toda la ciencia, la existencia de ondas electromagnéticas. En 1865 Maxwell demostró matemáticamente la existencia de estas ondas y que estas están asociadas a todas las corrientes eléctricas variables. Una de sus famosas frases fue "que su principal tarea consistía en justificar matemáticamente conceptos físicos descriptos hasta ese momento de forma únicamente cualitativa".

2.3.3.20.- AÑO 1869. ZENOHE THEOPHILE GRAMME

Ingeniero e inventor de origen belga, padre del generador eléctrico de corriente continua o dinamo, primera máquina eléctrica a la que se le dio un uso práctico. Su dinamo consistía en un inducido de anillo y en un colector de delgas. Esta máquina daba tensiones más elevadas que las conocidas hasta entonces y resolvía la rectificación con el colector de delgas.

2.3.3.21.- AÑO 1888. HEINRICH HERTZ

Físico alemán que produjo por vez primera ondas electromagnéticas en un laboratorio, confirmando así, la teoría de Maxwell.

Fue el descubridor del comportamiento que presentan ciertos materiales ante la inducción electromagnética, lo que se conoce como efecto fotoeléctrico.

Los avances realizados por Hertz en el campo de las ondas electromagnéticas, fueron fundamentales para la telegrafía y el avance de las telecomunicaciones. La unidad de medida de la frecuencia fue llamada *Hertz* en su honor.

2.3.3.22.- AÑO 1879. THOMAS ALVA EDISON

Polifacético inventor de origen estadounidense, con más de mil patentes en su poder, que en 1879 invento la bombilla eléctrica. Se trataba de una bombilla de filamento de bambú carbonizado, que logro permanecer encendida más de cuarenta horas. En los siguientes años, Edison se ocupó de perfeccionar y mejorar su bombilla.

2.3.3.23.- AÑO 1882. NICOLA TESLA

Inventor serbio-americano que descubrió el campo magnético rotatorio, en el que se basa el funcionamiento de los motores de corriente alterna.

Para demostrar su teoría, creó un campo magnético rotatorio sirviéndose de dos circuitos en los cuales las corrientes estaban mutuamente desfasadas. El sistema bifásico de Tesla solucionaba el problema del colector y la generación de chispas de la corriente continua.

2.3.3.24.- AÑO 1897. J.J. THOMPSON

Científico británico, que dio respuesta a lo que realmente era la electricidad y a lo que fluía por los circuitos eléctricos. En sus experimentos sobre los rayos catódicos, descubrió una nueva partícula y la llamo electrón.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Thomson fue, por lo tanto, el primero que identificó partículas subatómicas, y llegó a importantes conclusiones sobre estas partículas cargadas negativamente, con el aparato que construyó obtuvo la relación entre la carga eléctrica y la masa del electrón.

2.3.4.- INTRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA.

El escaparate perfecto para los descubrimientos de la electricidad, se encuentra en las distintas exposiciones universales desarrolladas a partir de la celebrada en Londres en 1951. Y en especial la de París en 1881. Los artilugios eléctricos eran los más admirados y asombrosos debido a su novedad y efectos lumínicos.

Los visitantes de dichas exposiciones universales, tanto de perfil técnico, político, o público en general, no eran ajenos a tal asombro y tenían en gran consideración esta nueva aplicación. Muchos mandatarios políticos, enviaban emisarios para captar estos adelantos de la ciencia en el campo de la electricidad y así, poder hacer llegar a sus distintos países la novedosa técnica.



Fotografía 7. Antigua central térmica de Cartagena. Fuera de servicio. A la izquierda una de las tres centrales térmicas situadas en el valle de Escombreras con gas natural. Fuente propia.

La electricidad no tardó en propagarse por las ciudades, en principio utilizándose para el alumbrado de sus calles, sustituyendo a las farolas de gas, con las que en un principio mantuvo una cierta rivalidad.

Posteriormente, con el paso de los años y la perfección de los sistemas de generación y distribución de la electricidad, ésta entró en los hogares españoles. Y posteriormente en la industria. Los ciudadanos mientras tanto no eran ajenos al uso de esta

nueva técnica, a la que consideraban una fuente de luz limpia. Sin olores, muy cómoda y por supuesto más segura.

La implantación de la electricidad en España, no tuvo un camino fácil. La situación económica y política del país no era la más adecuada para las inversiones que se requerían. Al contrario que en países como Inglaterra, Estados Unidos o Francia donde la situación económica era muy diferente a la española.

2.3.4.1.- LOS PRIMEROS INICIOS

Las primeras pruebas realizadas con la electricidad en España, fueron en el alumbrado de las calles. En concreto, en Madrid y con motivo del nacimiento de la infanta Isabel, en 1851, más conocida por el pueblo como "la chata". Para este acontecimiento se iluminó mediante una pila galvánica la Plaza de la Armería y el Congreso de los Diputados.

En 1852 el Gobierno encarga a D. José Francisco María Damián, que estudiara que sistema de telégrafos era el más adecuado para su implantación en España. Al siguiente año y decantándose el Gobierno por el sistema telegráfico Wheastones, se pone en marcha la línea de telégrafos Madrid- Irún. Este mismo año, se crea una escuela oficial de telegrafía.

También en este año, la prensa de Barcelona recoge una noticia novedosa para aquellos tiempos. El farmacéutico Francisco Domenech, ilumina su botica utilizando para ello la electricidad.

El uso de la electricidad se va abriendo camino poco a poco, en principio en el alumbrado de calles y plazas, sustituyendo al alumbrado tradicional de gas, a pesar de la resistencia ofrecidas por las empresas de gas y sus mejoras como el invento y uso del mechero Aver y sus constantes amenazas del peligro de electrocución que presentaba la electricidad.

Corre el año 1858 cuando en Madrid se ilumina una fuente que existía en lo alto de la calle san Bernardo. En 1863 y durante las obras del ferrocarril del norte, en concreto en el paso de Guaderrama, el ingeniero jefe de las obras, decidió utilizar la luz eléctrica para iluminar las obras por la noche, y así poder seguir trabajando. En este caso se utilizaron pilas, las cuales tenían que renovarse constantemente.

Las aplicaciones prácticas de la electricidad en esos años llevó a la publicación, en 1858, de un Real Decreto que incluía una nueva asignatura sobre "*Aplicaciones de la electricidad y de la luz*" en el programa de estudios de la Escuela Superior de Ingenieros Industriales.

Con motivo de la visita realizada por D. Ramón Menjarres Bofarrull, director de la

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

escuela de Ingenieros Industriales de Barcelona, a la exposición universal de Viena en 1873, y ante el asombro y admiración que despertó en él la maquina "GRAMME", primera dinamo inventada por Zenobe Theophile Gramme. Decidió comprar una dinamo de este tipo para la cátedra de física de la Universidad.

La compra de esta "maquina Gramme", se realizó a través de Francisco Dalmau Faura, que por aquellos años era el mayor importador de instrumentos científicos de Barcelona y de España.

"Detalles de la construcción:

La máquina consta de tres partes, el inducido (rotor), el colector y el inductor (estator). El estator es el encargado de producir el campo magnético dentro del cual rotará el inducido. El colector es el dispositivo que permite coleccionar la carga eléctrica de manera que el sentido de la corriente se mantenga constante. Por último el inducido es la estructura central que rota cortando líneas de campo magnético, generando una fuerza electromotriz inducida.

Inducido:

Está constituido por el denominado anillo de Grammé y el colector de Grammé, los cuales constituyen la principal característica de la máquina. Este anillo está formado por un conjunto de bobinas arrolladas sobre un núcleo que está conformado por un único alambre de hierro dulce de 0,9 mm de diámetro que se enrolla sobre sí mismo formando un haz circular. Las espiras están aisladas unas de otras, a fin de evitar la formación de las corrientes parásitas de Foucault. Este anillo se monta sobre un cilindro de madera de Boj, caracterizada por su dureza.

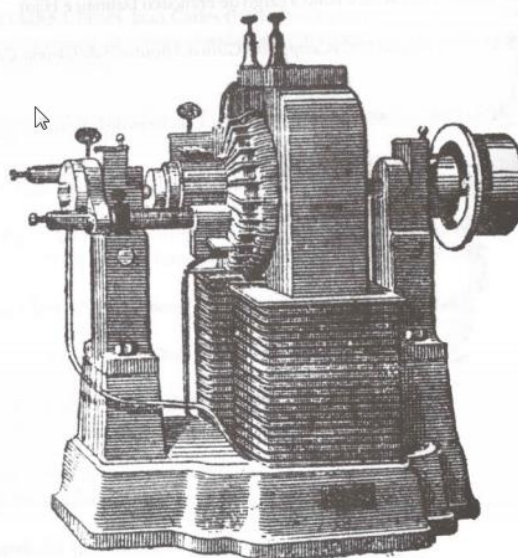


Figura 18. Dinamo de Grammé.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cada uno de los extremos de dos bobinas consecutivas, uno que acaba y otro que empieza, se encuentran soldados a una de las escuadras de cobre, también llamadas delgas, formando un único circuito continuo.

Colector:

Estas delgas, que forman parte del colector, se hallan aisladas unas de otras y se ubican en uno de los extremos del inducido, conformando una envoltura cilíndrica metálica alrededor del eje de rotación.

El colector, además está constituido por las escobillas de cobre que hacen contacto sobre la envoltura metálica que forman las delgas. Estas escobillas que se encargan de recolectar la corriente retórica se encuentran fijas y agrupadas en la parte superior y en la parte inferior de esta envoltura, de manera que las escobillas colecten corriente en el mismo sentido.

El inductor:

El inductor está formado en este caso por dos electroimanes. Si bien pueden usarse imanes esto limita la capacidad de la máquina ya que el campo magnético no puede modificarse. Los electroimanes se encuentran enfrentados y dispuestos por encima y por debajo del inducido. Estos son alimentados o bien por una máquina independiente llamada excitadora, o tomando corriente de la misma máquina (auto-excitada). Esto último es posible debido al magnetismo remanente en los núcleos de los electroimanes”
[44]

SOCIEDAD ESPAÑOLA DE ELECTRICIDAD

**Luz eléctrica, telegrafía, telefonía, transmisión de fuerza
á distancia**

Talleres: Cid, 10.---Oficinas, Rambla de Canaletas, 10, 2.º

La **Sociedad española de electricidad**, poseedora de los privilegios de máquinas, lámparas sistema de división de la luz eléctrica más acreditada de Europa y en América, cuenta con los elementos más variados y completos para realizar con rapidez y economía, instalaciones de luz eléctrica en grandes y pequeños establecimientos, en buques de vapor, talleres, ferrocarriles, etc., y en general en todos aquellos que poseen una fuerza motriz, como así lo tiene efectuado en un número tan importante de instalaciones que sería prolijo enumerar.

En esta clase de instalaciones coloca la **Sociedad española de electricidad** aisladas ó combinadamente, según lo requieren la capacidad y distribución del local á la vez que la industria que en él se ejerce, los reguladores de gran foco cuya intensidad no es inferior á 100 mecheros ó las lámparas de división cuya intensidad parte desde dos mecheros. Los facultativos de la Sociedad se encargan de efectuar los estudios preliminares, suministrando á las personas que lo soliciten, los datos y presupuestos necesarios.

Así mismo se encarga la **Sociedad española de electricidad**, del estudio y establecimiento de líneas telegráficas y telefónicas. En esta última especial e importantísima aplicación de la electricidad, los particulares que lo deseen podrán emplear para sus comunicaciones cualquiera de los notabilísimos sistemas micro-telefónicos de **Edison, Ader, Crossley, Gower-Bell** y otros, ó bien los telefónicos perfeccionados de **Graham-Bell** que posee á una máxima sencillez la mayor suma de sonoridad y precisión.

Para la telegrafía doméstica ó sistema de avisadores eléctricos de uso tan común en nuestra capital, dispone esta **Sociedad** de un material muy variado, y un personal de instaladores inteligentes y prácticos.

Para informes dirigirse á las oficinas de la compañía, **Rambla de Canaletas, 10, 2.º.**

Figura 19. Anuncio en Prensa. Fuente: La Vanguardia, 13/08/1881.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En 1875 y desde la fragata Victoria, tiene lugar la demostración de iluminar desde varios kilómetros y con un potente haz luminoso, algunos elementos simbólicos de Barcelona, como las Ramblas, Montjuic, etc.

La electricidad llega también a los espectáculos, en 1879 se realiza en Madrid la primera corrida de toros nocturna. Usando al electricidad para ello.

Año II. Viernes 29 de Setiembre de 1882 Núm. 449

LA VANGUARDIA

DIARIO POLÍTICO DE AVISOS Y NOTICIAS

EDICION DE LA TARDE

REDACCIÓN Y ADMINISTRACIÓN: CALLE DE LAS EURAS, 8 Y 10, ENTRE LA PLAZA REAL Y LA CALLE DE NAURICH

PRECIOS DE SUSCRICION:

<p>En Barcelona: Un mes. 22</p> <p>Fuera: Un trimestre 32</p> <p>Ultramar. 40</p> <p>Extranjero. 48</p>	<p>Gracias. »</p> <p>»</p> <p>»</p> <p>»</p>
---	--

La Sociedad General de Anuncios de España, Príncipe, 27, Madrid, y la Agencia Havas, Place de la Bourse, 8, París, están encargadas exclusivamente de recibir los anuncios de provincias y del extranjero para este periódico.

Anuncios y remitidos, á precios convencionales

CRÓNICA

Anoche se inauguró oficialmente la iluminación eléctrica en el Paseo de Colón. El Alcalde Excmo. señor don Francisco de P. Rius y Taullet, á cosa de las siete, abrió los conmutadores é instantaneamente se encendieron las quince lámparas, sistema Gramme, funcionando con bastante regularidad, siendo la luz muy fija é igual.

Concurrieron al acto, además del señor Rius y Taullet, una representación de la Junta de Administración de la Sociedad española de electricidad y el ilustrado gerente de la misma señor Dalmau.

El señor Rius probó la intensidad de la luz, colocándose á la distancia máxima entre dos lámparas, y leyó perfectamente un periódico.

El señor Rius y Taullet pronunció un discurso alusivo manifestando á la Sociedad instaladora que podía darse por satisfecha de los resultados obtenidos; así como Barcelona podía congratularse de que, gracias á dicha sociedad, sea una de las primeras capitales que pueden gozar de los adelantos de la electricidad.

Después de unas breves palabras pronunciadas por el señor Cuadros, en representación de la referida Junta, dióse por terminado el acto.

Barcelona puede felicitarse de tener ya iluminado uno de sus paseos por medio de la electricidad, sistema que deja detrás de sí á todos los otros conocidos.

Figura 20. Iluminación Paseo de Colon. Fuente. La Vanguardia, 29/09/1882.

También en Barcelona y en 1881 se funda la “Sociedad Española de Electricidad”, fundada por Dalmau y Xifra, con el propósito de explotar los derechos adquiridos sobre la patente de la maquina Grammé.

La prensa también se hace eco en 1882, de la iluminación con quince lámparas del Paseo de Colon, en Barcelona. Destacando el funcionamiento con bastante regularidad del sistema, y que la luz emitida era fija e igual.

El aumento en el uso de la electricidad hace que surjan otros sectores relacionados en ella, como el de representantes, comerciales y almacenes donde se vendían componentes para el uso de la electricidad. En 1881 se establece en Madrid la firma **AEG** y en Barcelona se funda **GUERIN Y COMAS**. [45]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Otro de los sectores que se crea es el de los instaladores eléctricos, los cuales en sus comienzos eran verdaderos artesanos y adquirían sus conocimientos a base del trabajo efectuado con el oficial. Los primeros instaladores electricistas, procuraban realizar su trabajo bien hecho y decorativo.

La electricidad también entro en los edificios, en 1881 se realizó una de las primeras instalaciones eléctricas en edificios, el palacio de los Marqueses de Comillas en Santander.

A finales de 1900, se podían contar en Madrid unas 140 empresas electricistas. Destacando entre ellos Gorris, Revenga o Caballero. [45]

Tal era el auge que sobre estos años tenía el uso de la electricidad, y el interés demostrado por los gobiernos de distintos países para perfeccionar el uso de esta nueva ciencia, que en 1886 se publicó en La Gaceta de Madrid, el concurso que se había convocado en Bélgica por el Rey Leopoldo. Se trataba de dotar con 25.000 francos al autor del mejor trabajo que se presentara sobre los progreso de la electricidad como fuerza motriz y como medio de alumbrado, sobre las demás aplicaciones a que pudiera destinarse y también sobre las ventajas económicas que resultan de su uso. Al mencionado concurso son citados los súbitos de otras nacionalidades. [46]



Figura 21. Material instalaciones eléctricas. Fuente: Raíces del sector eléctrico en España.

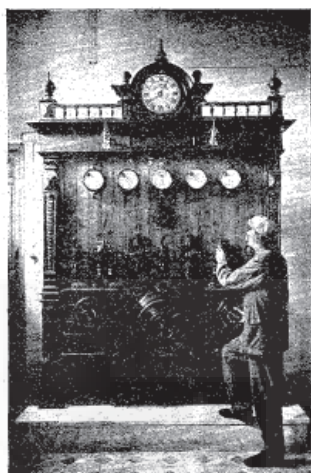
En 1889 aparece el libro “Diccionario de electricidad y magnetismo y sus aplicaciones a las ciencias, las artes y la industria” del ingeniero Julián Lefreve. Diccionario con el que se formaron numerosas promociones de ingenieros de las escuelas industriales.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En los últimos años de esta etapa, surgen en España las primeras fábricas de electricidad, que se crean principalmente con capital extranjero, como la compañía madrileña de electricidad. Todas estas empresas que iban emergiendo producían y distribuían la electricidad con sus propias redes.

2.3.5.- LAS PRIMERAS DÉCADAS DEL SIGLO XX (1900-1935)

El nuevo siglo trae consigo importantes cambios en cuanto al uso, generación y distribución de la electricidad.



CUADRO ELÉCTRICO

Lo hemos dicho otras veces y con diferentes motivos: toda industria es fuerza, y todas las industrias no son otra cosa que corrientes de fuerza que circula. La industria que representa un semanario ilustrado no puede ser una excepción a esta regla general.

Pero también hemos dicho que, hoy por hoy, la electricidad no se toma en la Naturaleza, sino que se fabrica. De suerte que lo primero que ha debido hacerse—y se ha hecho, en efecto—es crear la fuerza eléctrica. Fabricarla, si la palabra vale. Para ello se han establecido dos poderosas máquinas de vapor—si no recuerdo mal, de 35 á 40 caballos—y los dinamos correspondientes, del sistema Siemens, que son de los mejores que funcionan entre tantos y tantos como engendran millones de caballos eléctricos en Europa.

Pero una vez producida la corriente eléctrica, ella se encarga de los demás trabajos: de los más poderosos, de los más sutiles, de los más delicados: hasta podríamos decir de los más triviales, porque hasta eléctricamente pueden encenderse los cigarrillos con que el trabajo se distrae.



APARATO ELÉCTRICO PARA ENCENDER CIGARRILLOS

Cuanto elemento funciona en la instalación es ya, por decirlo así, automático, porque todo constituye un cuerpo admirablemente organizado; y esta es una de las grandes ventajas que proporciona la electricidad: la electricidad es y tiene fuerza, y hasta parece que tiene inteligencia.

Así, por ejemplo, hay una bomba á que podemos llamar eléctrica, porque de un motor eléctrico depende, para elevar el agua á un depósito establecido en lo alto del edificio. Pues bien; cuando el depósito está lleno, baja un contrapeso, unido, si no recuerdo mal, á un flotador, y al bajar interrumpe un contacto, y la corriente cesa, y cesa la acción de la bomba.

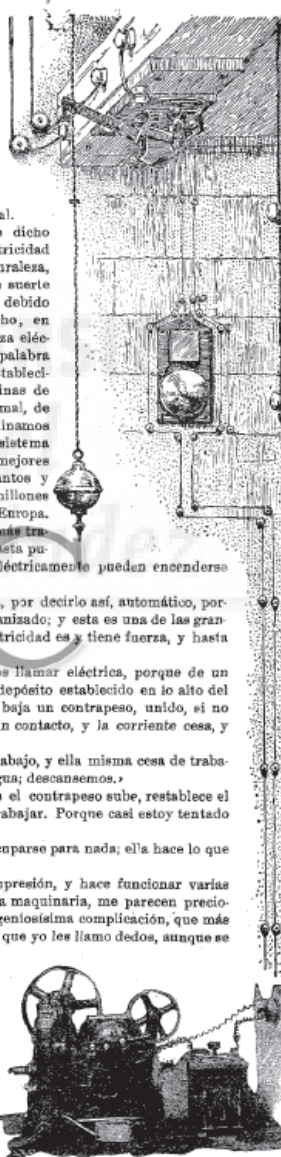
Desempeñó su tarea, llenó el depósito, acabó su trabajo, y ella misma cesa de trabajar. Parece que dice: «ya no tengo que elevar más agua; descansemos.»

Por el contrario, el depósito se va agotando, pues el contrapeso sube, restablece el contacto, circula la corriente, y la bomba vuelve á trabajar. Porque casi estoy tentado á decir que comprende que hace falta su trabajo.

En suma, que de la bomba eléctrica no hay que ocuparse para nada; ella hace lo que debe hacer, y descansa cuando debe descansar.

La electricidad llega á los grandes talleres de impresión, y hace funcionar varias máquinas que, aunque yo no soy inteligente en esta maquinaria, me parecen preciosas: con su doble movimiento oscilatorio; con su ingeniosísima complicación, que más que complicación es sencillez; con sus dedos sutiles, que yo les llamo dedos, aunque se llamen pinzas, para coger los pliegos cuando deben cogerlos, y soltarlos cuando fuera torpeza tenerlos sujetos; con su combinación perfecta para marchar con la velocidad debida, según haya de ser la tirada, no gastando fuerza inútilmente. Porque otra de las excelencias de la electricidad es la economía: consume la energía que debe consumir, pero siempre la precisa.

Claro es que el alumbrado ha de ser eléctrico, pero con modificaciones inteligentes y oportunas. Así, por ejemplo, en las salas de composición, la luz de las lámparas no hiera nunca directamente la vista. Por medio de reflectores colocados en la parte inferior, la luz sube al techo; en él se refleja y baja en forma de luz cenital, suave y difusa, que llena el espacio sin golpear brutalmente en la retina.



BOMBA ELÉCTRICA CON INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Figura 22. Artículo elogiando el uso de la electricidad. Fuente: Revista Blanco y Negro 04/02/1899.

Ante la primera etapa detallada en la que la presencia de la electricidad principalmente se basó en el alumbrado de calles y ciudades. Dependiendo para ello de baterías o de la corriente continua y haciendo que su uso fuera limitado y centrado en pequeños espacios, se pasa a una etapa en la que la evolución y sobre todo la corriente alterna, hizo posible el utilizar la electricidad a grandes distancias. Se crean las primeras centrales de origen hidráulico, las cuales mantuvieron el predominio durante años.

El perfeccionamiento de los motores hizo que la electricidad entrara con fuerza en la industria, para sustituir al carbón.

También y en los primeros años del siglo XX se constituyeron en España muchas de las empresas eléctricas que acabarían por convertirse en referentes del sector eléctrico durante las siguientes décadas

2.3.5.1.- LAS PRIMERAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

2.3.5.1.1.-SOCIEDAD ELÉCTRICA ESPAÑOLA

Fundada en 1881 por Dalmau y Xifra, en Barcelona. Es la primera empresa eléctrica de España. Su fundación tuvo lugar el 30 de Abril de 1881 como sociedad anónima por acciones, con un capital social inicial de 3.000.000 de pesetas, subdividido en 6.000 acciones de un valor nominal de 500 pesetas.

En la constitución de la sociedad intervino además, un importante grupo de empresarios de la ciudad de Barcelona. La sociedad se constituyó con el objetivo de *“transmitir y proporcionar a distancia el fluido eléctrico necesario, ya con destino al alumbrado público y particular, ya como fuerza motriz”*

La Sociedad Eléctrica Española, instaló en los locales de una antigua fábrica de hilos, la primera central eléctrica española, con una capacidad de 140 CV [47]

2.3.5.1.2.-COMPAÑÍA MADRILEÑA DE ELECTRICIDAD

Fundada en 1889, la compañía madrileña de electricidad nace de la escisión de la compañía madrileña de alumbrado y calefacción por gas y cuyo principal capital era de origen francés.

El capital de la nueva Compañía, de tres millones de pesetas, estaba participado por Gas de Madrid y por la Sociedad General de Electricidad, de Berlín, vinculada a la alemana **AEG**.

2.3.5.1.3.-SOCIEDAD GENERAL GALLEGA DE ELECTRICIDAD

Fue una de las primeras empresas eléctricas de Galicia, constituida en 1900 para

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

la explotación de los saltos de A Fervenza (Ferrol) y de Segade (Caldas de Reis). Tras varias fusiones y absorciones en los años veinte, se constituye el primer grupo eléctrico gallego compuesto por la Sociedad General Gallega de Electricidad y Fábricas Coruñesas de Gas y Electricidad que, con una importante participación del Banco Pastor, comercializaba más del 70% de la electricidad distribuida en Galicia.

La Sociedad General Gallega de Electricidad puso en funcionamiento el salto del Tambre (A Coruña), el más emblemático y de mayor potencia instalada, y comenzó, asimismo, la tarea de construir un sistema eléctrico regional basado en la extensión de la red y la absorción de múltiples empresas de carácter local.

2.3.5.1.4.-HIDROELÉCTRICA IBÉRICA

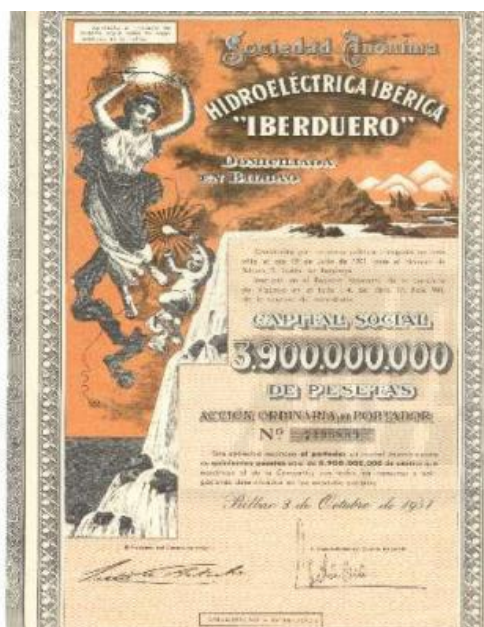


Figura 23. Acción de Hidroeléctrica Ibérica.
Fuente: Iberdrola.

Fundada en 1901 por el bilbaíno Juan de Urrutia con capital aportado por el Banco de Vizcaya. En el momento de su fundación, tenía concedidos los aprovechamientos del río Ebro y más tarde conseguiría aprovechamientos en los ríos Leizaran, Segura, y Júcar. Suministrando electricidad a bastante poblaciones importantes como Bilbao, San Sebastián, Alicante, Alcoy, Sabadell y Manresa.

Uno de sus primeros embalses construidos, fue el de Quintana en el río Ebro. Su primer presidente fue Eduardo Aznar y Tutor.

En 1908, amplían capital y se constituye la empresa Unión Eléctrica Vizcaína como fusión de varias sociedades anónimas.

2.3.5.1.5.-HIDROELÉCTRICA DEL CHORRO.

En 1903, Jorge Loring Heredia, Rafael Benjumea Burín y Francisco Silvela, fundan la Sociedad Hidroeléctrica de El chorro con un capital de dos millones de pesetas. El proyecto consistía en aprovechar la energía hidroeléctrica producida por el desnivel, de unos cien metros de altura, del río Guadalhorce en el Tajo de los Gaitanes, conocido como el Salto de El Chorro.

La finalidad era doble, por un lado modernizar el suministro eléctrico y, por otro lado, dejar de depender de las compañías extranjeras Fiat Lux (alemana) y The Málaga Electricity Company (inglesa), las cuales producían electricidad con máquinas de vapor.

2.3.5.1.6.-ELECTRA DE VIESGO

Fundada en 1906 en Santander, su origen está en la sociedad general de centrales eléctricas, que a principios del siglo XX era la encargada del suministro de energía en Santander. Esta compañía fue adquirida en 1905 por Calixto Fernández García, quien fundó el 13 de julio de 1906 en Bilbao la Sociedad Anónima “Electra de Viesgo”, con un capital de 1.000.000 de pesetas.

Las instalaciones y bienes iniciales de la empresa se componían de una central hidráulica en la localidad cántabra de Puente Viesgo, una línea eléctrica de 25 kilómetros que unía Puente Viesgo a Santander y una central en la calle Tantín de Santander.

2.3.5.1.7.-HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA

Fundada en 1907, Hidroeléctrica Española se constituyó en Madrid el 13 de mayo de 1907. El capital fundacional, era de 12 millones de pesetas, fue aportado por dos grupos, los llamados “de Madrid”, representado por Lucas de Urquijo, y el “Bilbaíno”, encabezado por Enrique Ocharan Posadas, Director del Banco de Vizcaya, y por Hidroeléctrica Ibérica, representada por Juan de Urrutia y Zulueta.

Entre otros el objeto social de la nueva Sociedad era abastecer energía eléctrica a las ciudades de Madrid y Valencia, explotando para ello la cuenca del río Júcar.



Eléctrica. “Fábrica de la luz”. Cartel en entrada a Central.
Fuente Víctor Valverde

2.3.5.1.8.- UNIÓN ELÉCTRICA DE CARTAGENA

Fundada en 1910, en Cartagena (Murcia). Fue el resultado de la fusión de varias pequeñas empresas de la localidad, entre las que se encontraban la sociedad Villarroya y Castellano y la sociedad Malo y Pico de Molina.

2.3.5.1.9.- RIEGOS Y FUERZAS DEL EBRO

Fundada en 1911 en Toronto (Canadá), con el nombre de “Ebro Irrigation and Power Company Limited”, que en España se legalizaría con el nombre de Riegos y Fuerza del Ebro (**RFE**) el 14 de diciembre del mismo año.

Riegos y Fuerza del Ebro será la empresa encargada de llevar a cabo la explotación intensiva del eje formado por los ríos Noguera Pallaresa y Segre para la producción de electricidad a gran escala.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.3.5.1.10.- HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO

Fundada en Oviedo en 1919, como empresa dedicada a la producción, transporte, transformación y distribución de energía eléctrica. Sus orígenes están en la Sociedad Civil Privada de Saltos de Agua de Somiedo.

2.3.5.1.11.- SOCIEDAD HISPANO PORTUGUESA DE TRANSPORTES ELÉCTRICOS-SALTOS DEL DUERO

La Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes Eléctricos Saltos del Duero se constituyó en Bilbao el 3 de julio de 1918, con objeto de llevar a cabo el aprovechamiento hidroeléctrico integral del río Duero. *“El descubridor del enorme potencial hidroeléctrico del Duero y sus afluentes fue, sin lugar a dudas, el ingeniero e inventor zamorano Federico Cantero Villamil, que fundó la sociedad El Porvenir de Zamora y levantó el primer salto de la cuenca, el de San Román, en los primeros años del siglo XX. Después de él, y en buena medida siguiendo sus indicaciones, llegaron los ingenieros que formaron la Sociedad General de Transportes Eléctricos: Eugenio Grasset, Pedro Icaza y José Orbegozo, que convencieron al capitalista Horacio Echevarrieta para que se interesara en las posibilidades del Duero. Ante las dimensiones del negocio, el patricio vizcaíno decidió involucrar al Banco de Bilbao, que en 1918 aceptó la invitación a suscribir la mayoría de las acciones de la nueva compañía, la cual tendría por nombre Sociedad Hispano-Portuguesa de Transportes Eléctricos, pero sería más conocida como Saltos del Duero.”* [48].



Fotografía 8. Fabrica “DE LA LUZ” Cartagena 1900. Compañía Hispania [49].^{xx}

2.3.5.1.12.- COOPERATIVA ELÉCTRICA DE LANGREO

^{xx} De la misma, se conserva toda la fachada. Actualmente está implantado el Corte Inglés, y dentro de lo que era la “Fábrica de la luz” una subestación eléctrica tipo GIS.

Fundada en 1920, su finalidad social era entonces la producción de energía eléctrica utilizando los carbones de baja calidad existentes en esa Región.

2.3.5.1.13.- COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA DE LEVANTE

Fundada en 1930, como el resultado de la fusión de varias pequeñas empresas valencianas. El nacimiento de esta nueva compañía se debe al capital extranjero, con la participación, vía Sociedad Financiera de Industrias y Transportes, de la Société Financière de Transports et d'Entreprises Industrielles.



Fotografía 9. Central mini hidráulica Hidrocantábrico. Fuente propia.

2.3.5.2.- LOS PRIMEROS DATOS DE PRODUCCIÓN.

Con la entrada del nuevo siglo XX, la utilización de la electricidad es ya de manera generalizada, el interés suscitado hacia esta nueva fuente de energía y el descubrimiento de la corriente alterna, la cual permite el transporte de la electricidad a grandes distancias, conlleva el aumento en la producción. Lo que provoca la construcción de nuevas centrales con mayor potencia. Centrando la construcción de estas nuevas centrales en las hidroeléctricas. España se convirtió a lo largo del primer tercio del siglo XX en un productor de energía eléctrica eminentemente hidráulico.

Es difícil el poder tener unos datos fiables sobre la producción de electricidad en los años finales del siglo XIX, ya que los recuentos de las cifras de producción y del número de centrales, se hacía de manera muy local y a través de particulares, y utilizando para ello los llamados “anuarios industriales”.

Los primeros en intentar poder disponer de una estadística eléctrica fiable y segura fueron Oriol Román, electrotécnico y jefe de la armada y Yesares Blanco.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

No fue hasta 1901, cuando la Dirección General de Agricultura, Industria y Comercio, pública la primera estadística oficial, siguiendo la Real Orden de 20 de agosto de 1901. En la que aparecen la relación de centrales y tipos, y su fecha de apertura. No obstante sigue siendo una estadística un poco pobre, ya que no recoge los datos de producción.

La forma de hacer esta estadística por parte de la Dirección General antes mencionada, fue la siguiente:

“siendo este el primer trabajo estadístico sobre la industria eléctrica ejecutado en España, se ha carecido en su redacción de datos anteriores que pudieran facilitarle, y no estando organizada la inspección electrotécnica, que hubiera podido reunir en corto plazo los antecedentes necesarios, se ha recurrido a circular un cuestionario, por conducto de los Gobernadores Civiles, en que se detallaban los puntos necesarios, y que debían llenar y autorizar con su firma los dueños o representantes de las fabricas”

“en los datos solicitados en los cuestionarios se han incluido los referentes a las fuerzas motrices utilizadas para producir el fluido eléctrico, así como los relativos a la organización comercial de la empresa, fecha de inauguración, servicio público o privado que presta y fin o fines a que se destina el fluido, por considerarlos en íntima relación con los puramente electrotécnicos, ejerciendo notoria influencia en el desarrollo de esta industria y por ser la base obligada para la clasificación de las fabricas”

Los datos obtenidos se reflejan en la siguiente tabla y que curiosamente hace una comparativa con Italia.

NACIONES	FÁBRICAS DE SERVICIO PÚBLICO		FÁBRICAS DE SERVICIO PRIVADO		TOTAL	
	Número de fábricas.	Potencia en kilovat os.	Número de fábricas.	Potencia en kilovatios.	Número de fábricas.	Potencia en kilovatios.
Italia....	395	55.516	1.891	31.054	2.282	86.570
España..	651	74.063	210	4.518	861	78.581

Figura 24. Primera estadística eléctrica. [50]

Además se aportan a esta estadística, las más importantes fábricas de electricidad.

La perfección en los sistemas de producción como el caso de las turbinas Francis o Pelton, así como la Ley de Aguas de 1879 [51] y su importante papel en las concesiones de aprovechamiento de los ríos, contribuyeron al éxito y expansión de los aprovechamientos hidroeléctricos.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La mencionada Ley dejaba en manos de los Gobernadores Civiles de las provincias, el autorizar los permisos para la explotación industrial de las aguas, previa inscripción en un registro habilitado para ello. A pesar de existir este registro, muchos titulares de aprovechamientos pequeños no registraron sus explotaciones, con lo que hace difícil un recuento exacto de las mismas.

Entre las más importantes fábricas de distribución de fuerza y luz merecen citarse: en la provincia de Alava, la Electra Hidráulica Alavesa, en Berganzo, con 720 kilovatios; en Barcelona, la Empresa Central Catalana de Electricidad, con 2.590, y la Compañía Barcelonesa, con 1.750; en Burgos, la Compañía de Aguas, con 500; en Cádiz, la Compañía Central Eugenio Lebón y Compañía, con 840; en Córdoba, la Empresa de electricidad de Casillas, con 560; en la provincia de Guipúzcoa, la Compañía eléctrica del Urumea, con 588; la Eléctrica de San Sebastián, con 550, y la de Biain y Compañía, en Oñate, con 500; en la de Madrid, la Compañía General Madrileña de Electricidad, con tres centrales y 5.610 (hoy reunida con la Electricity Supply C.^o for Spain); la Sociedad de Electricidad de Chamberí, con dos centrales y 5.927; en la de Málaga, la Siemens Elektrische Betriebe, con 821, y la The Malaga Electricity, con 570; en la de Navarra, la Conducción de Aguas de Arteta, en Ollo, con 640, y la Electra Industrial de Navarra, en Tudela, con 470; en Sevilla, la Compañía Sevillana de Electricidad, con 640; en Valladolid, la Sociedad Electricista Castellana, con 800; en Vizcaya, la Electra, con 567 en la capital, y la Eléctrica del Nervión, en Baracaldo, y en Zaragoza, la Compañía Aragonesa de Electricidad, con 688, y la Electra Peral Zaragozana, con 894.

Figura 25. Principales fábricas de distribución. [50]

Hasta 1910, el recuento de los saltos y usos de los mismos que tenían concesión, se reflejan en el siguiente cuadro.

REGIÓN	EMPLEO DEL SALTO		TITULAR DE LA CONCESIÓN		TOTAL GENERAL
	USO ELÉCTRICO	USO MIXTO	PARTICULARES	SOCIEDADES	
Andalucía	63	9	44	28	72
Aragón	17	18	25	10	35
Astur-Santander	26	2	20	8	28
Castilla-León	40	10	21	29	50
Cataluña	10	10	12	8	20
Extremadura	11	2	9	4	13
Galicia	24	1	22	3	25
La Mancha	37	11	42	6	48
Madrid	1	1	1	1	2
Murcia	8	0	4	4	8
País Vasco	146	30	118	58	176
Valencia	35	8	28	15	43
TOTAL	418	102	346	174	520

Figura 19. Empleos de los saltos y titulares de las concesiones en uso hasta 1910. [52]

Y con una potencia instalada entre las de generación hidroeléctrica y termoeléctrica de:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

REGIÓN	POTENCIA TOTAL	HIDRO-ELÉCTRICA				TERMO-ELÉCTRICA			
		POTENCIA	ESTABLE-CIMENTOS	POTENCIA MEDIA	REGIONAL/ TOTAL	POTENCIA	ESTABLE-CIMENTOS	POTENCIA MEDIA	REGIONAL/ TOTAL
Andalucía	20.743,70	10.670,35	92	115,98	12,29	8.511,35	118	72,13	15,83
Aragón	5.296,07	3.867,32	80	48,34	4,45	1.069,75	7	152,82	1,99
Astur-Santander	10.681,45	7.794,80	57	136,75	8,98	2.875,48	54	53,25	5,35
Baleares	739,00	100,00	2	50,00	0,12	620,40	10	62,04	1,15
Canarias	1.042,00	158,00	2	79,00	0,18	884,00	3	294,67	1,64
Castilla-León	8.890,98	6.563,77	149	44,05	7,56	1.430,60	38	37,65	2,66
Cataluña	25.027,43	11.882,32	245	48,50	13,68	11.576,35	26	445,24	21,52
Extremadura	2.516,95	693,95	10	69,40	0,80	1.026,00	5	205,20	1,91
Galicia	15.706,04	12.441,00	36	345,58	14,33	158,40	28	5,66	0,29
La Mancha	10.591,85	7.341,08	66	111,23	8,45	2.726,27	268	10,17	5,07
Madrid	18.604,82	2.808,00	13	216,00	3,23	13.448,02	34	395,53	25,00
Murcia	4.184,00	858,00	10	85,80	0,99	2.646,00	5	529,20	4,92
País Vasco	21.307,64	15.858,38	174	91,14	18,26	5.318,46	40	132,96	9,89
Región Valenciana	8.294,66	5.806,75	109	53,27	6,69	1.490,82	36	41,41	2,77
TOTAL	153.626,59	86.843,72	936	92,78	100,00	53.781,90	636	84,56	100,00

Figura 26. Potencia instalada en España por regiones en 1910. [52]

Desde la aparición de la electricidad y sus primeros usos, el 80% de la producción era para alumbrado. En los primeros años del siglo XX la aparición en la industria de los procesos químicos y metalúrgicos, la llamada segunda revolución industrial, conlleva un aumento del consumo de electricidad, para poder obtener las altas temperaturas requeridas por las nuevas industrias emergentes.

Este aumento en el consumo de electricidad junto con importantes innovaciones que hicieron posible el aumento de la producción. Entre las que podemos destacar:

- La técnica para la construcción de grandes presas.
- La disponibilidad de turbinas adecuadas.
- Los instrumentos de transformación y aislamiento de corrientes.
- La perfección de los motores eléctricos.

Aproximadamente sobre el año 1930, el consumo de las industrias representaba el 50% de la producción total. Y las zonas geográficas de mayor consumo, coincidían con las áreas donde tradicionalmente habían estado asentadas las industrias manufactureras, sobre todo en Cataluña y el País Vasco.

Transcurridas las tres primeras décadas del siglo XX, se puede apreciar en el siguiente cuadro la potencia instalada y producida en España en 1936. Donde se puede apreciar como irrumpe con fuerza la producción hidroeléctrica, con el paso de los años, frente al estancamiento de la producción de tipo térmica.

2.3.6.- EL PERIODO DE LA GUERRA CIVIL Y LA POSGUERRA (1936-1950)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las primeras tres décadas del siglo XX y según capítulos anteriores, se destacaron por un fuerte incremento en el uso de la electricidad, primero para alumbrado público y más tarde para el suministro de viviendas e industrias. La hidroeléctrica se sitúa como principal fuente de generación, en detrimento de la térmica tradicional. Y surgen gran cantidad de empresa la mayoría con inversiones extranjeras.

Año	Potencia Hidráulica	Total Térmica	kW	Producción Total MW	Producción Hidráulica	Térmica	Total kWh	GWh
1897	10.612	38.060	48.672	49	15.917.924	57.090.076	73.008.000	73
1898	13.796	41.812	55.608	56	20.693.301	62.718.699	83.412.000	83
1899	17.934	43.526	61.460	61	26.901.292	65.288.708	92.190.000	92
1900	25.126	46.292	71.418	71	37.689.609	69.438.000	107.127.600	107
1901	43.765	46.292	90.057	90	67.551.586	69.438.000	136.989.586	137
1902	47.977	47.069	95.046	95	76.199.387	67.426.887	143.626.274	144
1903	48.428	47.860	96.288	96	79.146.901	65.474.029	144.620.930	145
1904	55.832	48.664	104.496	104	93.893.926	63.577.725	157.471.651	157
1905	67.891	49.481	117.372	117	117.485.129	61.736.335	179.221.464	179
1906	76.243	50.312	126.555	127	135.764.356	59.948.285	195.712.641	196
1907	80.243	51.157	131.399	131	147.029.295	58.212.029	205.241.324	205
1908	86.863	52.016	138.878	139	163.774.802	56.526.050	220.300.852	220
1909	90.697	52.889	143.586	144	175.963.485	54.888.906	230.852.390	231
1910	118.498	53.782	172.280	172	236.995.440	53.782.000	290.777.440	291
1911	120.294	59.666	179.959	180	240.587.440	59.665.751	300.253.191	300
1912	129.967	66.393	196.360	196	259.934.080	66.193.184	326.127.264	326
1913	139.269	73.435	212.703	213	278.537.240	73.434.718	351.971.958	352
1914	253.426	81.468	334.894	335	506.851.350	81.468.476	588.319.826	588
1915	269.146	90.381	359.527	360	538.291.350	90.381.128	628.672.478	629
1916	301.772	100.269	402.041	402	603.544.150	100.268.823	703.812.973	704
1917	388.266	111.238	499.504	500	776.531.042	111.238.232	887.769.274	888
1918	428.339	123.408	551.746	552	856.677.412	123.407.695	980.085.107	980
1919	435.947	136.908	572.855	573	871.893.829	136.908.497	1.008.802.326	1.009
1920	509.338	151.886	661.224	661	1.018.675.956	151.886.286	1.170.562.243	1.171
1921	528.887	168.503	697.390	697	1.112.778.554	168.502.646	1.281.281.200	1.281
1922	549.263	186.937	736.200	736	1.215.519.690	186.936.836	1.402.456.525	1.402
1923	625.725	207.388	833.112	833	1.400.371.635	207.387.725	1.607.759.361	1.608
1924	636.563	230.076	866.639	867	1.559.579.329	230.075.943	1.789.655.271	1.790
1925	657.470	255.383	912.853	913	1.69.430.0930	255.383.000	1.949.683.930	1.950
1926	792.248	264.960	1.057.208	1.057	2.147.785.500	264.959.863	2.412.745.362	2.413
1927	808.139	274.896	1.083.035	1.083	2.304.813.151	274.895.857	2.579.709.009	2.580
1928	809.499	285.204	1.094.704	1.095	2.428.497.761	285.204.452	2.713.702.213	2.714
1929	831.205	295.900	1.127.104	1.127	2.584.215.890	295.995.384	3.140.211.274	3.140
1930	901.511	306.996	1.208.506	1.209	2.883.932.249	269.849.356	3.153.781.606	3.154
1931	1.022.857	314.907	1.337.764	1.338	2.921.280.392	299.476.747	3.220.757.139	3.221
1932	1.043.868	341.398	1.385.267	1.385	2.919.700.139	314.769.325	3.234.469.463	3.234
1933	1.120.136	362.378	1.482.514	1.483	3.111.736.530	250.403.474	3.362.140.005	3.362
1934	1.137.264	364.713	1.501.976	1.502	3.295.789.739	262.957.929	3.558.747.668	3.559
1935	1.249.621	369.478	1.619.099	1.619	3.365.228.491	279.325.368	3.644.553.859	3.645
1936	1.249.817	369.478	1.619.295	1.619	3.365.756.319	279.325.368	3.645.081.687	3.645

Figura 27. Tabla de potencia instalada y producida en España en 1936. [53].

En 1936 y en concreto el 18 de Julio, la revuelta de militares del ejército español con tinte conservador se levantó en armas en contra de la Republica, lo que provoco la Guerra Civil española (1936-1939).

Indudablemente y como en todo conflicto bélico suele ocurrir, la economía de España sufrió un gran retroceso, y el sector eléctrico no fue ajeno a aquel acontecimiento.

Al comienzo del conflicto bélico, los consumos de electricidad en España según el tipo de utilización eran los que aparecen en la siguiente Figura 28.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AÑO	CONSUMOS EN GIGAWATIOS/HORA					CONSUMOS EN PORCENTAJE				
	ALUMBRADO	TRACCIÓN	INDUSTRIA	PÉRDIDAS	TOTAL	ALUMBRADO	TRACCIÓN	INDUSTRIA	PÉRDIDAS	TOTAL
1931	405	237	1.541	498	2.681	15,11	8,84	57,48	18,58	100
1932	446	243	1.609	504	2.802	15,92	8,67	57,42	17,99	100
1933	458	251	1.564	680	2.953	15,51	8,50	52,96	23,03	100
1934	486	256	1.630	786	3.158	15,39	8,11	51,61	24,89	100
1935	514	261	1.783	844	3.402	15,11	7,67	52,41	24,81	100
1936	527	218	1.346	652	2.743	19,21	7,95	49,07	23,77	100

Figura 28. Consumos de electricidad en España en años anteriores a la Guerra Civil. [52]

Y las principales instalaciones de producción tanto hidroeléctrica como de tipo térmico eran las siguientes:

CUENCA	EMBALSE	COMPAÑÍA	AÑO	PRESA (b)	MATERIALES	ALTURA	CUBICAJE EN M ³	HM ³	KW 1935 A
Tajo	Villar	Canal de Isabel II	1882	G	M	48,90	49.000	24,0	6.240
Ebro	Capdella: Colomina	E. E. Cataluña	1914	G	HM		1.735	3,7	6.600
Ebro	Capdella: Cuvieso	E. E. Cataluña	1914	G	HM		8.540	3,7	6.600
Ebro	Capdella: Estangento	E. E. Cataluña	1914	G	HM		4.535	3,2	6.600
Ebro	Capdella: Salado	E. E. Cataluña	1914	G	HM		4.255	1,1	6.600
Ebro	Seros: Sela	RRFFE	1915	T	T		178.900	4,5	22.328
Ebro	Seros: Utxesa	RRFFE	1915	T	T		415.300	4,5	22.328
Ebro	Tremp	RRFFE	1916	G	H	82,00	275.000	227,8	28.000
Tajo	Villora	H. E.	1918	G	H		2.440	0,1	24.400
Tajo	Santillana	Santillana	1920	G	M	28,00	91.504	45,6	9.000
Norte	Torina	Viesgo	1921	G	HM		48.000	12,6	15.200
Tajo	Batanejo	H. E.	1921	G	H		S.D.	0,1	2.000
Ebro	Camarasa	RRFFE	1922	G	H	92,00	218.000	163,4	44.992
Duero	Cervera	Estado	1924	G	HM		40.000	10,0	128
Guadalquivir	Gaitanejo	H. Chorro	1927	G	HM		2.000	4,0	2.400
Ebro	San Lorenzo	RRFFE	1930	M	H		96.000	9,5	8.000
Guadalquivir	Cala	Sevillana	1931	G	H		113.400	60,3	12.800
Tajo	Burguillos	UEM y Estado	1931	G	H	90,00	295.000	208,0	30.000
Duero	Agueda	Estado	1931	G	HM	33,00	60.000	15,7	520
Guadalquivir	Jándula	Mengemor y Estado	1932	G	M		365.000	342,0	15.000
Guadalquivir	Encinarejo	Estado	1932	G	M		15.000	16,0	8.320
Ebro	Usoz	El Irati	1933	G	HM		6.830	0,9	800
Norte	Doiras	Viesgo	1934	G	H		213.000	102,8	28.800
Duero	Ricobayo	SD	1934	G	H	92,00	398.088	1.184,0	59.200
Ebro	Terradets	RRFFE	1935	G	H		25.000	33,2	27.360
Júcar	Millares	H. E.	1935	G	H		31.000	1,0	60.000
TOTAL							2.897.527	2.481,7	454.216

Figura 29. Principales instalaciones hidroeléctricas (1935). [52]

Las instalaciones de generación y distribución de electricidad, fueron objeto de bombardeos y sabotajes por parte de ambos bandos durante los años del conflicto. La escasez de piezas de repuesto y mano de obra cualificada para la reposición de estos servicios conlleva a una maltrecha situación del sector eléctrico.

Durante el trienio del conflicto el floreciente y prometedor camino de la industria eléctrica Española se había truncado.

*“Al estallar la Guerra Civil, el mapa eléctrico español estaba definido por la existencia de una decena de empresas que controlaban en torno al 70 por ciento de la potencia instalada. Entre algunas de ellas existían, además, estrechos vínculos. El Banco de Vizcaya tenía participaciones significativas en algunas de las sociedades de mayor tamaño: Hidroeléctrica Ibérica, Hidroeléctrica Española, Electra de Viesgo, Mengemor y Sevillana. La Barcelona Traction, Light and Power, formalmente canadiense pero controlada por la sociedad belga **SOFINA**,*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

era propietaria –por su parte– de casi todas las empresas que suministraban al mercado catalán. El grupo vasco y el canadiense significaban, cada uno, más del 25 por ciento de la potencia instalada total.

LOCALIZACIÓN	EMPRESA	POTENCIA EN KW	HORAS DE UTILIZACIÓN
Madrid	HE	12.504,00	0
Madrid	UEM	14.560,00	90
Barcelona	RRFFE	27.000,00	10
Barcelona	EEC	27.800,00	96
Barcelona	Cooperativa Fluido Eléctrico	34.080,00	200
Valencia (Grao)	LUTE	14.400,00	330
Valencia	LUTE	5.600,00	0
Valencia	HE	4.560,00	150
Valencia	Electra Valenciana	960,00	30
Castellón (Grao)	LUTE	800,00	670
Tortosa	RRFFE	400,00	0
Cartagena	HE	2.088,00	0
Bilbao (Burceña)	HI	15.040,00	2.350
Hernani	EU	2.829,60	640
Santander (Astillero)	EV	1.934,40	0
La Coruña	General Gallega de Electricidad	1.360,00	60
Sevilla	Sevillana	17.716,00	150
Palma de Mallorca	GE	8.296,00	2.340
Tenerife	UEC	4.376,00	1.400
Las Palmas	UEC	8.500,00	1.450
Adrall	DFE	14.960,00	0
Ujo	EV	12.100,00	0
Valladolid	EP Vallisoletana	3.400,00	1.800
Linares	Linarense E	2.520,00	1.230
Valdepeñas	ECE	1.600,00	140
Palencia	EPV	1.320,00	10
La Felguera	CEL	23.400,00	1.780
Sotón	CEL	6.000,00	2.320
Peñarroya	MMP	15.000,00	1.920
Puertollano	MMP	15.120,00	1.900
Figols	EEC	10.000,00	696

Figura 30. Principales instalaciones termoeléctricas (1935). [52]

Este desarrollo empresarial estuvo ligado a un intenso proceso de electrificación. Aunque el consumo de electricidad por habitante no era en España antes

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

de la Guerra Civil excepcionalmente alto, sí lo era la participación de la electricidad en el consumo energético total y también el consumo eléctrico de la industria española. En otras palabras, dado su nivel de renta, la España de los años 1930 tenía un nivel de electrificación elevado en relación con otros países.”

Lo único meramente provechoso para la electricidad en los tres años de conflicto, es que esta no entendía de colores ni bandos, ya que todos seguían utilizándola.

El final de la guerra civil marca un nuevo punto de salida para el sector eléctrico en España. Este nuevo periodo exigía mucho a este sector, que se encontraba con un sinnúmero de limitaciones. Las compañías eléctricas topaban una y otra vez con dificultades insalvables para importar material eléctrico pesado tanto para las nuevas centrales como para la reconstrucción de las destruidas durante la guerra, o bien como para el simple funcionamiento de las que estaban en funcionamiento.

“Los rendimientos de las instalaciones cayeron en el mismo momento en el que se les exigía el máximo esfuerzo, mientras se ralentizaba la puesta en marcha de las nuevas centrales ya construidas.” [54]

Las políticas adoptadas por el nuevo régimen político hacían que las empresas extranjeras instaladas en España tampoco ayudaran al resurgimiento del sector, lo que conlleva a la paralización de futuras inversiones.

“La cuestión relativa al tratamiento dado al capital extranjero invertido en el sector afecta esencialmente al grupo Barcelona Traction que tenía el quasimonopolio del servicio en Cataluña. Esta empresa se vio gravemente perjudicada por la negativa del gobierno español a transformar sus beneficios en moneda extranjera. Dado que su deuda estaba denominada en libras y que no disponía de otros negocios fuera de España, precisaba convertir sus beneficios en pesetas a libras para hacer compromisos con accionistas y obligacionistas.

*Sin poder satisfacer a sus accionistas y frente a sus acreedores internacionales era difícil imaginar que el grupo ampliara su capacidad productiva en España. No cabe extrañarse pues de que Cataluña fuera la zona más perjudicada por las restricciones. A un elevado nivel de electrificación unía una falta total de inversiones. En 1951 el grupo fue expropiado por orden judicial y sus activos pasaron a una nueva empresa de capital español, **FECSA**, que inició de inmediato una política de inversiones más activa”. [55]*

Otra de las causas con las que se encontró el sector eléctrico en contra de su resurgimiento, fue la política de precios seguidas por el estado en relación con la electricidad.

“Con anterioridad a la Guerra Civil ya estaba vigente una normativa que impedía el aumento de las tarifas respecto a las indicadas en los respectivos contratos. Esto no

representaba en aquellos momentos ningún problema porque los niveles tarifarios eran altos y la inflación inexistente. Las fuertes subidas generales de precios que presidieron los años de la inmediata posguerra cambiaron totalmente el panorama. Las compañías vieron estrecharse sus márgenes y, naturalmente, perdieron todo interés en nueva construcciones. Las instalaciones existentes no tenían más remedio que explotarlas a los precios congelados por el Estado, pero levantar nuevas construcciones a precios corrientes significaba una pérdida segura.” [54]

Las causas meteorológicas también influyeron negativamente en el sector eléctrico posterior a la guerra. Una fuerte sequía que empieza en 1941 y se desarrolla hasta el 1943, anula prácticamente el incremento de energía de origen hidráulico.



Fotografía 10. Visita a Central Nuclear de Trillo. Fuente propia.

Ante estas dificultades mencionadas, la situación se torna en una escasez en la producción de electricidad y sus correspondientes restricciones. Para hacer frente a estas penurias se actúa desde dos frentes, el estado y las propias empresas eléctricas.

Por parte del estado se adopta una serie de medidas para la ordenación del sistema eléctrico, y se desarrolla una amplia relación de proyectos para la construcción de pantanos.

“A partir del momento en que el Estado se vio empujado a actuar sobre la industria eléctrica para afrontar los problemas de la falta de suministros, fueron apareciendo los distintos elementos que configuraron posteriormente las Tarifas Tope Unificadas. La necesidad de ordenar las restricciones llevó al Ministerio de Industria a tener que implicarse directamente en la producción y distribución del fluido. Fue entonces cuando los funcionarios del Ministerio tuvieron que preocuparse del orden de prelación en el funcionamiento de las centrales, del estado de la red de transmisión y de cómo se llevaba a cabo el consumo de energía.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

También como consecuencia de las restricciones, aparecieron los dos incentivos principales que la Administración ofreció a las empresas privadas: las subvenciones a las inversiones y a la producción de termoelectricidad. Desde el principio, se evitó que su financiación corriera a cargo de los presupuestos del Estado, y se prefirió instrumentar a través de un recargo sobre el precio de la electricidad. Por último, la actuación de las empresas públicas apareció como un añadido de difícil encaje. El INI actuó por su cuenta, sin coordinarse con las empresas privadas, que a fin de cuentas, dirigían buena parte del sistema eléctrico nacional. Construyó una serie de centrales térmicas para cubrir sus propias necesidades, cuyas características técnicas no estaban en consonancia con la función que UNESA les atribuiría posteriormente. En capítulos posteriores veremos que las centrales del INI se pensaron para funcionar continuamente, dado que debían mantener el suministro a las empresas del Instituto. Sin embargo, UNESA sólo las consideró como elementos de apoyo, que debían servir para cubrir los picos de demanda. El problema surgió cuando se comprobó que las centrales del INI debían mantenerse en funcionamiento continuo, dadas sus características técnicas, si se quería disponer de ellas rápidamente en los momentos de demanda máxima. La cuestión, entonces, consistió en decidir quién pagaría la energía producida fuera de estos momentos, que las empresas privadas no consideraban necesaria puesto que disponían de capacidad suficiente para cubrir la demanda por sí mismas.” [54]



Fotografía 11. Línea de transporte desde Cartagena - Alicante. Fuente propia.

Por parte de las empresas eléctricas y ante el duro panorama al que se enfrentaban, el 3 de agosto de 1944, las principales empresas del país, deciden asociarse y constituyen Unidad Eléctrica S.A. (**UNESA**).

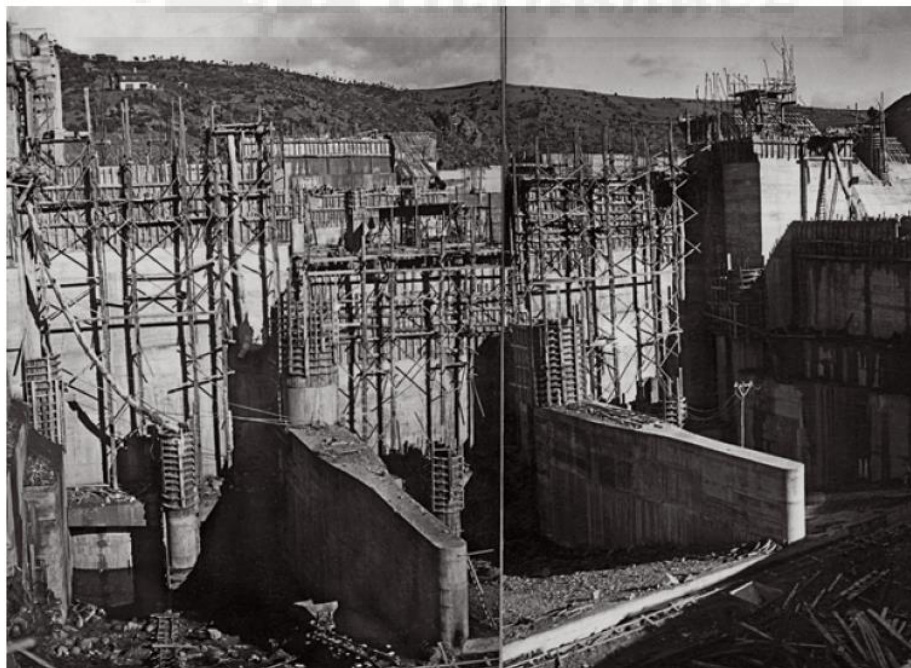
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esta asociación nace con el objetivo de, “*coordinar el conjunto del sistema eléctrico nacional a nivel suprarregional y supra empresarial, de modo que las instalaciones de cada empresa se pusieran al servicio del abastecimiento integral de la demanda del país y se pudieran, asimismo, efectuar los intercambios de energía eléctrica necesarios, consiguiendo que los excedentes de las zonas regionales en los que hubiera en un momento dado exceso de producción cubrieran el déficit de oferta existente en otras*” [56]

Los datos de la potencia de origen hidroeléctrico instalada en España en el periodo de la postguerra, son los que figuran en la siguiente tabla.

Año	Potencia Hidroeléctr.	Potencia Total	Hidroeléctrica/ Total (%)
1941	1.355	1.740	77,9
1942	1.376	1.771	77,7
1943	1.408	1.818	77,4
1944	1.412	1.827	77,3
1945	1.458	1.876	77,7
1946	1.500	1.937	77,4
1947	1.662	2.112	78,7
1948	1.756	2.234	78,6
1949	1.890	2.481	76,2
1950	1.906	2.553	74,7

Figura 31. Potencia hidroeléctrica instalada en España (1941-1950). [57]



Fotografía 12. Vista aguas abajo de la presa de la central de Villalcampo, en el río Duero, año 1948. [58]

2.3.7.- EL DESPEGUE DEL SECTOR ELÉCTRICO (1950-1997)

Las diferentes medidas adoptadas por el Gobierno para subsanar la escasez de producción eléctrica durante los primeros años de la postguerra y la regularización del sector, mencionadas en el anterior punto y que se resumen en:

- Creación del Instituto Nacional de Industria (**INI**), el cual fundo varias empresas de generación eléctrica como la Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana (**ENHER**)
- Un ambicioso plan Hidráulico, donde se construyeron gran cantidad de pantanos y embalses. Y en consecuencia de ello el aumento de la producción hidroeléctrica.
- La ordenación del sistema eléctrico, con una serie de medidas culminadas con la aprobación de las Tarifas Tope Unificadas.

Trajeron consigo una nueva etapa en el sector eléctrico Español, con fuertes inversiones y nuevas regulaciones en el sector.

Esta nueva etapa se caracteriza por la construcción de las grandes centrales de generación eléctrica, con potencias próximas a los 1.000 MW, y entran en funcionamiento las primeras centrales nucleares. También en cuanto a la regularización del sector, además del nuevo sistema de tarifas aprobado en 1951, fue de gran diversidad en cuanto a la legislación.

2.3.7.1.- LA EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

Como se ha comentado anteriormente, la generación de electricidad era insuficiente para hacer frente al consumo, que crecía en torno al 6% hasta los años 40. Pero en la década de los 50 este consumo se elevó hasta el 27%. Si algo había claro en el sector, era el de la ampliación del parque de generación existente.

La entrada en vigor y aplicación de las Tarifas Tope Unificadas en el año 1953 [59] permitió liberar al sector eléctrico de su pesimismo de años anteriores y dotar a este sector del clima de confianza que hizo posible el despegue del sector, con la construcción de nuevas centrales y acabando a principios de los años 60, con las restricciones eléctricas que se venían produciendo a partir de la guerra civil. Muchos investigadores de este tema, coinciden en definir a esta etapa como la segunda etapa inversora de la industria eléctrica en España.

Pero existen más motivos para el despegue del sector en esta nueva etapa. La llegada de los años 60, traen consigo un cambio en la mentalidad económica del Gobierno. La puesta en marcha del Plan de Estabilización de 1959, trae consigo una apertura al exterior, la liberalización de la economía Española y permitir su crecimiento, es decir

reducir la intervención del Estado. Este plan permitió la rápida importación de productos energéticos y bienes de equipo.

La estimulación y mimo para las inversiones extranjeras, la llegada de turistas de otros países, la moderación salarial, etc., permitió un crecimiento rápido y espectacular de la economía Española. Este rápido crecimiento también supuso un fuerte incremento de la demanda eléctrica. [60]



Fotografía 13. Primeras líneas de transporte eléctrico. Fuente propia.

La mejora de la situación económica Española era bastante notable a partir de 1960, donde coincide con la buena situación de la economía internacional. Esta buena situación de la economía internacional, lleva consigo la bajada en los precios del petróleo. Lo que es aprovechado en España para la construcción de centrales de generación utilizando este combustible, como la de Santurce en 1969 con una potencia de 936 MW.

Trajo consigo la modificación de la estructura de generación, pasando la generación hidroeléctrica de un 60% en 1960 a un 40 % en 1975. A pesar que la generación hidroeléctrica se había diversificado bastante, pasando a crear centrales de producción en los cursos medios de los ríos, y no solamente en cabecera de los mismos, como venía siendo habitual en años anteriores.

En el año 1986, la estructura de generación en España, le da la bienvenida a otra fuente de producción, la energía nuclear. Este año se pone en funcionamiento la primera central nuclear en España, la central de José Cabrera, en Zorita de los Canes, Guadalajara. Incorporándose progresivamente al parque nuclear hasta un total de nueve centrales. En 1971 se incorporó Vandellos I (Tarragona), en 1972 Santa María de Garoña (Burgos).

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Fotografía 14. Central Nuclear de José Cabrera (Guadalajara) Fuente: Propia.

A principios de 1973 surgió en el panorama internacional una gran crisis, lo que motivó la subida del precio del petróleo. Ante esta situación y siguiendo criterios instaurados por otros países, en España se intenta el depender lo menos posible del petróleo.

“A partir de la crisis energética y al igual que hacían los otros países de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el Gobierno español, comenzó a plasmar su política no sólo eléctrica sino energética, en este tipo de Planes, cuyas primeras experiencias habían aportado, además, resultados positivos. Se trataba de documentos cuya elaboración correspondía al Ministerio de Industria y Energía, que luego pasaban a ser debatidos y aprobados por el Congreso de los Diputados. En ellos se especificaban los objetivos fijados para un período móvil que habitualmente abarcaba diez años. Concluido todo el proceso de aprobación, eran también presentados en la Agencia Internacional de la Energía, dado que esta institución tenía, entre sus objetivos, el encargo de repartir el petróleo disponible en caso de haber escasez en su abastecimiento.” [61]

Para ello se adoptan varias medidas. En lo que a la producción de electricidad se refiere, se construyen varias centrales de carbón, auspiciado este crecimiento de este tipo de plantas de producción, por el Plan Acelerado del Carbón.

A mediados de los años 80, la producción eléctrica de las centrales de carbón, representan el 45% de la estructura de producción.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En España la crisis del petróleo trajo consigo los **PEN** (Plan Energético Nacional), en los cuales se marcaban las hojas de ruta a seguir por el sector eléctrico, entre otros.

“En lo referente al Sector Eléctrico, los Planes Eléctricos quedaron englobados en los Planes Energéticos Nacionales, en los que se establecían las previsiones sobre la evolución de la demanda de energía eléctrica y se fijaban al sector los criterios de actuación, que abarcaban aspectos tan concretos como las centrales que debían ser construidas a lo largo del período de vigencia del mismo, los recursos autóctonos que debían ser desarrollados, las medidas de ahorro eléctrico a establecer, etc.”

El **PEN** elaborado en 1978 recogía la necesidad imperiosa de utilizar al máximo la energía hidráulica y fomentar para ello la construcción de nuevas centrales. Se empiezan a utilizar las nuevas centrales de bombeo.

El Plan Energético Nacional de 1983, trajo consigo la llamada Moratoria nuclear, decisión con algún tinte político, que suspendió la construcción de nuevas centrales nucleares y la paralización de las que se encontraban en construcción, como la de Lemoniz. Suponiendo esta medida un incremento en las tarifas eléctricas.

La evolución de la producción de electricidad en España para el periodo 1950-1973, según el tipo de generación, es el mostrado en la siguiente tabla.

AÑOS	HIDROELÉCTRICA	TÉRMICA	NUCLEAR	TOTAL
1950	5.017	1.836	-	6.853
1951	6.869	1.355	-	8.224
1952	7.722	1.620	-	9.342
1953	7.411	2.211	-	9.622
1954	7.128	2.943	-	10.071
1955	8.937	2.899	-	11.836
1956	11.182	2.491	-	13.673
1957	9.670	4.853	-	14.523
1958	11.285	5.065	-	16.350
1959	14.256	3.097	-	17.353
1960	15.625	2.989	-	18.614
1961	15.981	4.898	-	20.879
1962	16.073	6.832	-	22.905
1963	21.139	4.758	-	25.897
1964	20.646	8.880	-	29.526
1965	19.686	12.037	-	31.723
1966	27.278	10.421	-	37.699
1967	22.680	17.957	-	40.637
1968	24.428	21.366	57	45.851
1969	30.691	20.604	829	52.124
1970	27.959	27.607	924	56.490
1971	32.747	27.246	2.523	62.516
1972	36.458	27.695	4.751	68.904
1973	29.524	40.203	6.545	76.272

Figura 32. Evolución de la producción de electricidad en España (1950-1973). Fuente: UNESA.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los diferentes **PEN** adoptados por el Gobierno , así, como la pre liberación del sector eléctrico y la puesta en marcha del mercado interno de la electricidad fijado por la Unión europea en su Directiva 96/92/CE [45], dejan en 1997 una producción de energía eléctrica de 188.814 millones de kWh.

2.3.7.2.- LA CREACIÓN DE ORGANISMOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

2.3.7.2.1.-UNIDAD ELÉCTRICA

En plena postguerra y con el acuciante problema que representa el suministro de la electricidad en España por motivos comentados en puntos anteriores. Las principales empresas del sector eléctrico, *“comprendieron que la única manera de mejora posible, sobre todo teniendo que actuar en el corto plazo, exigía una explotación más eficiente y racional, interconectando los medios de producción disponibles. Para ello, debía constituirse una sociedad de carácter sectorial que se encargara de esta tarea y que, en cierta forma, retomara las actuaciones que años antes había previsto la Cámara de Productores y Distribuidores de Electricidad.”*

Unidad Eléctrica S.A.



Figura 33. Primer logotipo. Fuente: UNESA

Cuyo objetivo principal era *“coordinar el conjunto del sistema eléctrico nacional a nivel supra regional y supra empresarial, de modo que las instalaciones de cada empresa se pusieran al servicio del abastecimiento integral de la demanda del país, y se pudieran, asimismo, efectuar los intercambios de energía eléctrica necesarios, consiguiendo que los excedentes de las zonas regionales en las que hubiera en un momento dado exceso de producción cubrieran el déficit de oferta existente en otras”*. [62]

Por ello el 3 de Agosto de 1944 y en escritura pública constituyeron Unidad Eléctrica S.A. (**UNESA**). Siendo las siguientes empresas las fundadoras:

Sociedades fundadoras de UNESA

- Hidroeléctrica Española
- Sociedad General Gallega de Electricidad.
- Saltos del Duero.
- Hidroeléctrica Ibérica
- Electra de Viesgo.
- Mengemor.
- Sociedad Minera y Metalúrgica de Peñarroya.
- Energía Eléctrica de Cataluña.
- Compañía de Riegos y Fuerzas del Ebro.
- Compañía Sevillana de Electricidad.
- Compañía de Fluido Eléctrico.
- Eléctricas Reunidas de Zaragoza.
- Energía e Industrias Aragonesas.
- Compañía Eléctrica de Langreo.
- Unión Eléctrica Madrileña.
- Saltos del Albarche.
- Hidroeléctrica del Chorro.

Figura 34. Empresas fundadoras de UNESA. Fuente: UNESA

2.3.7.2.2.-REPARTIDOR CENTRAL DE CARGAS (RECA)

En 1953, nace la figura del repartidor de cargas (**RECA**). *“el RECA se encargó de elaborar, de acuerdo con las directrices que recibía de la Dirección General de la Energía, los programas diarios de explotación; es decir, unos programas en los que se detallaban las centrales que debían estar en servicio en cada momento, de acuerdo con las fuentes energéticas que era conveniente utilizar y en función de la cuantía y localización del consumo. De estos programas se derivaban los intercambios que debían llevarse a cabo entre las diversas zonas eléctricas para atender de manera coordinada el conjunto de la demanda. Además, el RECA vigilaba el cumplimiento de estos programas y elaboraba un informe diario que reflejaba las incidencias horarias de la explotación, el cual era enviado para su conocimiento a la Dirección General de la Energía.”* [62]

Aprovechando la experiencia de **UNESA** en la coordinación del transporte de energía entre diferentes regiones del país, principalmente entre sus asociados. Y ante el aumento de nuevas líneas de interconexión eléctricas, y del aumento de la demanda. El ministerio de industria encarga a **UNESA** la elaboración de un proyecto para una entidad que se encargara de la coordinación de la producción y demanda de electricidad. A mediados de julio se cambió el nombre de **RECA** por el de **CECOEL**, centro de control eléctrico.

2.3.7.2.3.-FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA

“Es una asociación de carácter civil creada en 1962. Agrupa a las empresas españolas relacionadas con los usos pacíficos de la energía nuclear, velando por la integración y coordinación de sus intereses dentro de los más altos niveles de seguridad y fiabilidad en el funcionamiento de las centrales nucleares. Desde Foro Nuclear también acercamos las actividades de la industria nuclear a la sociedad.

En el Foro de la Industria Nuclear Española están presentes las principales empresas de España relacionadas con la energía nuclear. Los miembros se pueden clasificar en estos grupos:

- *Empresas eléctricas.*
- *Centrales nucleares.*
- *Empresas de explotación de instalaciones nucleares y radiactivas, fabricantes de componentes y suministradores de sistemas nucleares.*
- *Empresas de ingeniería, de servicios nucleares y radiológicos, entidades para el desarrollo tecnológico nuclear y empresas de obra civil y montaje.”* [63]

2.3.7.2.4.-INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE ENERGÍA (IDAE)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Organismo fundado en 1974, que nace como un centro de estudios de la electricidad, entre sus objetivos, la promoción de las energías renovables, las acciones de carácter normativo, la ejecución de estudios sectoriales en la industria y la definición de medidas técnicas para la conservación de la energía. En 1986 se convierte en una sociedad estatal para la prestación de servicios técnicos y financieros. Hasta que en 2011, queda adscrito al ministerio de Industria.

2.3.7.2.5.-ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE EMPRESAS PARA LA EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (ASELÉCTRICA)

La aprobación en el congreso del plan energético nacional, en julio de 1979, conlleva implícito la creación de una asociación de todas las empresas del sector eléctrico, con la finalidad de optimizar la utilización y distribución de la energía eléctrica disponible.

M^o DE INDUSTRIA Y ENERGIA

10162 REAL DECRETO 923/1980, de 19 de abril, por el que se constituye la Delegación del Gobierno en la explotación del sistema eléctrico.

En sus reuniones de los días veintisiete y veintiocho de julio de mil novecientos setenta y nueve, el Pleno del Congreso de los Diputados aprobó una Resolución sobre el Plan Energético Nacional que, en su capítulo IV, establece que se propiciará una Asociación de todas las Empresas del sector eléctrico, a fin de obtener la mejor utilización y distribución de los recursos de energía disponibles, Asociación que estará facultada para dar instrucciones a las Empresas, respecto de la mejor utilización de los medios de generación y transporte y sobre cuya actuación intervendrá un Delegado del Gobierno con capacidad para impartir instrucciones vinculantes para el Consejo de la Asociación y con derecho de veto para cuantos acuerdos considere lesivos para los intereses públicos.

Cumplimentando la citada Resolución se ha llevado a cabo la constitución de una Asociación de Empresas para la Explotación del Sistema Eléctrico (ASELECTRICA). Esta Asociación debe asumir las funciones actualmente encomendadas al Repartidor Central de Cargas (RECA), según lo dispuesto por las Ordenes del Ministerio de Industria de treinta y uno de julio de mil novecientos sesenta y nueve y de veintitrés de diciembre de mil novecientos setenta y dos, así como por otras disposiciones de naturaleza orgánica.

Para actuar cerca de la citada Asociación en el ámbito de las funciones que se le encomiendan se crea un Delegado del Gobierno que, con objeto de conseguir la más óptima conjunción de cuantas funciones públicas se refieren a la explotación del sistema eléctrico, y sin perjuicio de que sea nombrado por el Gobierno, se relacionará con el Ministerio de Industria y Energía, a través de la Comisaría de la Energía y Recursos Minerales, de quien recibirá las directrices que corresponda impartir a los órganos de la Asociación.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria y Energía, con la aprobación de la Presidencia del Gobierno y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día dieciocho de abril de mil novecientos ochenta,

Figura 35. Real Decreto para la constitución de ASELÉCTRICA. [64]

2.3.7.2.6.-RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE)

Aprovechando los cimientos de **ASELÉCTRICA** [64], el 29 de enero de 1985, y en cumplimiento de la Ley 49/1984 [32] y del Real Decreto 91/1985 [65], se constituye Red Eléctrica de España S.A., como sociedad gestora del servicio público de la explotación unificada del sistema eléctrico nacional. La nueva sociedad asumió el patrimonio, derechos y obligaciones de la disuelta **ASELÉCTRICA**. En la página web de **REE**, resume en pocas palabras la función de esta:

“Somos el transportista único y operador del sistema eléctrico español. Garantizamos la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. Actuamos con transparencia e independencia con el objeto de prestar un servicio seguro, eficiente y de máxima calidad”

2.3.7.2.7.-COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (CNE)

La comisión nacional de la energía era el ente regulador de los sistemas energéticos, es además un organismo público con personalidad jurídica y patrimonio propio. Se constituye por la Ley 34/1998 [28], de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

“Sus objetivos son velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores. A estos efectos se entiende por sistemas energéticos el mercado eléctrico, así como los mercados de hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos.”

2.3.7.3.- LOS PLANES ENERGÉTICOS NACIONALES.

La grave situación económica y energética producida por la crisis del petróleo en 1973, hizo que el gobierno de España siguiendo las iniciativas de otros países, se planteara la planificación de la producción eléctrica sin tanta dependencia del petróleo. En los años 70 la dependencia del crudo, representaba dos tercios del consumo de Energía primaria en España.

El gobierno puso en marcha acciones para modificar la situación de los mercados energéticos en su conjunto, tanto desde la oferta como de la demanda. Acciones que se plasmaban en los Planes Energéticos Nacionales.

“Para el Sector Eléctrico, en particular, la nueva situación se tradujo en el encarecimiento del combustible utilizado por buena parte de su potencia en servicio. Por ello, a partir de 1974 comenzó a plantearse como objetivo una menor dependencia del petróleo, y como consigna, una mayor diversificación.

Entre 1955 y 1973 España había basado de manera significativa la expansión de

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

su parque eléctrico a la puesta en marcha de centrales termoeléctricas que consumían fuelóleo. Pero nuestro país no era un caso excepcional: buena parte de las industrias eléctricas de las naciones desarrolladas habían fundamentado el aumento también de su potencia instalada en centrales que consumían productos petrolíferos, puesto que hasta entonces eran baratos y fáciles de transportar” [61]

Precios mundiales del petróleo - Período 1973-1984

	Precio petróleo Dólares-barril
1973 – Enero	1,62
1973 – Mayo	1,62
1974 – Marzo	9,31
1975 – Febrero	10,14
1975 – Noviembre	11,17
1977 – Marzo	12,10
1977 – Julio	12,70
1979 – Junio	13,50
1979 – Julio	18,00 ¹⁰⁰
1980 – Enero	28,00 ¹⁰⁰
1980 – Julio	30,00
1981 – Enero	35,00 ¹⁰⁰
1981 – Abril	35,00
1982 – Enero	35,00
1983 – Enero	35,00
1983 – Octubre	29,00 ¹⁰⁰
1984 – Enero	29,00

Figura 36. Precios mundiales del petróleo 1973-1984. Fuente. OCDE, INH.

2.3.7.3.1.-PLAN ENERGÉTICO NACIONAL DE 1975

El ministerio de Industria empieza en 1974 la elaboración del primer plan energético nacional, en colaboración de las diferentes organizaciones y asociaciones de los sectores energéticos.

Este primer **PEN**, se basaba en dos fundamentos básicos, dejar de depender del petróleo y realizar una planificación integral del sector energético para hacer frente a la crisis. En enero de 1975, es aprobado por el consejo de ministros con una vigencia prevista de diez años.

Entre sus pretensiones se encontraba el disminuir la dependencia del petróleo de un 68% en 1973 al 47% en 1985, a través de un ambicioso plan de construcción de centrales nucleares con la incorporación de 23.000 MW.

En cuanto a los resultados de este primer plan, no fueron los deseados, el con-

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

sumo de petróleo no solo se rebajó, sino que aumento en 6 puntos. Y la prevista incorporación de nuevas centrales de producción de tipo nuclear, apenas tuvo incidencia en la estructura de generación.

PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA EN 1973 Y 1976

Participación de las fuentes primarias de energía en el consumo energético		
Fuente	1973	1976
Carbón	17,3	15,4
Petróleo	66,7	72,1
Gas natural	1,4	2
Energía Nuclear	2,6	2,6
Energía Hidráulica	12	7,9

Figura 37. Participación de energías primarias (1973-1976). [53]

2.3.7.3.2.-PLAN ENERGÉTICO NACIONAL DE 1978

Han pasado apenas tres años de la aprobación del primer **PEN**, pero la situación económica, la deceleración de la intensidad energética y la llegada de un nuevo régimen político al país, hace necesario tomar nuevas medidas para el sector energético.

Con la nueva situación política y el retorno de la democracia, los **PEN** eran elaborados por el Gobierno y presentados al Parlamento para su aprobación.

En este nuevo documento se plasman algunos objetivos, como el aprovechamiento máximo de los recursos autóctonos del país, la elaboración de esquemas productivos menos consumidores de energía, el seguir una política de fijación de precios reales de la energía y llevar a cabo unas políticas de ahorro de energía, que fuera capaz de reducir el consumo en un 10%. Además se considera necesario seguir con la construcción de centrales de tipo nuclear, y se estableció un programa acelerado para la construcción de centrales térmicas de carbón.

Este **PEN-78**, estableció las ideas maestras sobre el uso y producción de electricidad. Ideas que se siguen utilizando en la redacción de los futuros **PEN**.

“la demanda de energía asociada a un determinado crecimiento del PIB depende tanto del ritmo de aumento del mismo como de su composición cualitativa, la cual determina el consumo de energía por unidad de producto... este crecimiento, se refiere al de años 60 y 70- parece el único que puede hacer compatibles los imperativos del equilibrio exterior y del empleo: un crecimiento más rápido no sería sostenible desde el punto de vista de la balanza de pagos, cuyo desequilibrio es necesario corregir en los próximos años. Por otra parte, y dada la evolución previsible de la población activa, un ritmo de crecimiento inferior al contemplado plantearía un problema de empleo de difícil solución” [66]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.3.7.3.3.-PLAN ENERGÉTICO NACIONAL DE 1983

La planificación del crecimiento de la demanda de energía eléctrica del anterior **PEN-78**, fue excesiva. Por lo que de seguir con esa previsión, se prolongaría la situación de sobrecapacidad de generación eléctrica que penalizaría, por el fuerte ritmo de inversión, la situación económica del sector eléctrico. Además el Gobierno salido recientemente de las urnas, considero que había que redactar un nuevo **PEN**, para adaptarlo a su programa electoral.

PARTE I

VISION GLOBAL DEL PLAN ENERGETICO

CAPITULO 1.º

Las bases de la planificación energética en el período 1984-92

1.1 Necesidad de revisar el Plan Energético

La presentación de un nuevo Plan Energético obedece no sólo al cumplimiento de anteriores mandatos legislativos, sino también a las siguientes consideraciones fundamentales:

- La elaboración por el Gobierno de un Plan Económico trienal (1984-86) que afecta necesariamente al programa energético, fuertemente interrelacionado con el primero.
- Un contexto energético mundial diferente al existente cuando se realizó el último Plan Energético.
- Una situación española muy alejada de las últimas previsiones energéticas.
- Una estructura económica insuficientemente adaptada a las nuevas realidades impuestas por la crisis.

En primer lugar, la reorientación de la economía española que pretende el Plan Económico trienal, afectará en forma significativa al sector energético, tanto a la demanda como a la oferta, aunque este último aspecto no acabará proyectándose más que a medio y largo plazo. La planificación energética tiene que contribuir y apoyar la nueva política dirigida a sanear la economía española, y en particular, procurar una mejora de nuestros desequilibrios de pagos exteriores, una utilización más racional de los medios financieros y una adecuación de las estructuras productivas a una mayor competitividad internacional.

En segundo lugar, el contexto energético mundial ha pasado de una situación de crisis a otra de mayor estabilidad, aunque ésta pudiera ser alterada por la evolución de los conflictos entre países. A pesar de la caída de la demanda energética en los últimos años, los precios de los productos energéticos y en particular del petróleo, se han estabilizado. La hipótesis más probable actualmente y que está sostenida por la mayoría de los organismos económicos internacionales, es el mantenimiento de los precios en términos reales a corto y a medio plazo y una posible subida de los mismos, según vaya produciéndose una aceleración en los ritmos de crecimiento de las distintas economías. La estabilidad de los precios a corto plazo y su tendencia al alza ante una reactivación, está obligando a todos los países a mantener estrategias dirigidas a incentivar el uso racional de la energía.

En tercer lugar, las previsiones energéticas elaboradas en 1982 se han alejado notablemente de la realidad. El consumo de energía primaria ha sido en 1983 del orden de un 8 por ciento inferior al previsto, la penetración del gas natural ha sido poco más de la mitad de la programada en el último PEN, y el consumo de electricidad inferior en un 7,7 por ciento. Estas diferencias se agudizarían aún más en años sucesivos, lo que obliga, aunque sólo fuera por este hecho, a revisar la planificación energética.

En cuarto lugar y más importante aún que las desviaciones en las estimaciones, son la inercia y la dificultad de la economía y del sector energético en particular, para adaptarse a las dos crisis energéticas y a la crisis financiera subsiguiente.

La insuficiente adaptación a las nuevas realidades, unida al hecho de que España es uno de los países más dependientes de las fuentes de energía importada (un 66 por ciento de la energía primaria consumida en 1982 fue importada, frente a menos del 41 por ciento para el total de la OCDE) configura una posición de debilidad estructural que habrá de pesar considerablemente de cara a cualquier proceso de reactivación que pueda acometerse en el futuro.

Figura 38. Extracto de la exposición de motivos del PEN-83. Fuente: Boletín Oficial de la Cortes Generales, 14/05/1984

2.3.7.3.4.-PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 1991

La redacción del **PEN-91** supone una innovación en cuanto al seguimiento de métodos para su redacción. En reglas generales, sigue los planes elaborados por otros países del área de la **OCDE**.

En la redacción de este nuevo **PEN**, se tiene en cuenta el objetivo de crear un mercado interior de la electricidad de la Comisión Europea. Los puntos estratégicos que marca este nuevo plan son, la minimización de costes, la diversificación energética, el

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

autoabastecimiento y la protección ambiental. Cabe destacar la incorporación de los autoproductores, que debían tener un peso del 10% en la estructura de generación. Este plan fue publicado por el Ministerio de Industria y Energía el 14 de Diciembre de 1995.

En la siguiente tabla se muestra un cuadro con la participación prevista y real de las fuentes de energía primaria en el consumo energético.

Fuente	Previsión PEN-91	Participación real 1995	Participación real 1996
Petróleo	50.7	54.6	55.4
Carbón	19.4	18.3	15.2
Hidráulica	2.8	2.0	3.5
Gas natural	12.2	7.4	8.3
Nuclear	11.3	14.3	14.5
Energías renovables y cogeneración	3.2	3.0	3.1
Saído exterior	0.4	0.4	0.1

Figura 39. Participación prevista y real de las fuentes de energía primaria en el consumo energético, PEN-91. Fuente: MINER.

2.3.7.4.- LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Como hemos podido ver en puntos anteriores, la utilización del agua para la producción de electricidad, fue uno de los principales recursos a principios del siglo XX. Y a pesar de surgir otras fuentes de producción de electricidad, el agua siempre ha tenido su gran espacio en la estructura de generación de electricidad en España.

Pero no fue hasta la década de los 80, cuando aparece la Ley 82/1980 [67] de Conservación de la Energía, cuando se abrió el camino para los primeros promotores de las energías renovables en España.

Los planes energéticos Nacionales aprobados hasta la fecha, no tenían en cuenta los argumentos medioambientales, aunque si empieza a buscar la diversificación de fuentes energéticas.

La Ley 82/1980 [67], desarrollada por el Real Decreto 1271/1981 [68] [69] beneficio de manera especial la producción de energía renovable de tipo mini hidráulica por parte de cualquier inversor. Cosa que hasta la fecha había estado reservada a las grandes y tradicionales empresas del sector eléctrico.

La Ley 82/1980 [67] mantenía los tres principios básicos para el desarrollo de las energías renovables en España:

- La obligatoriedad para el sistema de comprar toda la energía producida por estas tecnologías.
- La existencia de un precio fijado para la electricidad producida por energías

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

renovables.

- La conexión a la red de este tipo de instalaciones, en condiciones favorables. [70]

“Es objeto de la presente Ley establecer las normas y principios básicos, así como los incentivos, para potenciar las acciones encaminadas a la consecución de los siguientes fines:

a) Optimizar los rendimientos de los procesos de transformación de la energía, inherentes a sistemas productivos o de consumo.

b) Potenciar la adopción de fuentes de energía renovables, reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos y en general la dependencia exterior de combustibles.

c) Promover la utilización de energías residuales de procesos industriales, así como la reducción de pérdidas, gastos e inversiones en transportes de energía.

d) Analizar y controlar el desarrollo de proyectos de creación de plantas industriales de gran consumo de energía, según criterios de rentabilidad energética a nivel nacional.

e) Regular las relaciones entre los autogeneradores y las compañías eléctricas distribuidoras.

f) Fomentar las acciones técnica y económicamente justificadas, encaminadas a reducir la dependencia energética exterior.” [67]

En la Ley 82/1980 [71] el precio de la energía producida por fuentes renovables, se fijaba mediante una orden Ministerial.

En 1994 y con la Ley 40/1994 [72] de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, más conocida como **LOSEN**, se consolida el concepto de régimen especial y se logra que la retribución de energía producida por fuentes renovables, se fije por Real Decreto. Estos dos datos hacen que el sector de las renovables coja confianza y gane estabilidad.

El régimen de producción y de venta de esta energía eléctrica está contenido actualmente en el Real Decreto 2366/1994 [73], sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas de cogeneración y otros abastecidos por recursos o fuentes de energía renovables, de 9 de diciembre, dictado de acuerdo con el Consejo de Estado. Este Real Decreto tiene como objetivo el desarrollar reglamentariamente el capítulo II de la Ley 82/1980 [71]. En él se establecen unos umbrales máximos de 10 MVA para las instalaciones hidráulicas y de 100 MVA para las demás, y se diseña una fórmula de precio de venta que tiene en cuenta, por un lado, la energía cedida, y por otro la potencia aportada al sistema eléctrico, con los recargos o descuentos que procedan por factor de potencia o discriminación horaria (llano, punta, valle).

“En virtud de este Real Decreto, la empresa distribuidora más cercana tiene la obligación de adquirir la energía excedentaria de estas instalaciones siempre que sea técnicamente viable. El precio de venta de la energía se fija en función de las tarifas eléctricas, en función de la potencia instalada y del tipo de instalación, constando de un término de potencia y de un término de energía, además de otros complementos.” [74]

CAPITULO II

Régimen especial

Artículo 26. Régimen especial de producción eléctrica.

1. Las actividades de producción de energía eléctrica en el sistema integrado tendrán la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos:

a) Cogeneración y otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.

b) Cuando se utilicen como energía primaria, energías renovables no hidráulicas, o residuos agrícolas, industriales o urbanos o todo tipo de biocarburantes.

c) Cuando se refieran a instalaciones de producción hidráulica cuya potencia total no supere los 10 MVA y su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

d) Las instalaciones a que se refieren los apartados a) y b) de este artículo no superarán los 100 MVA de potencia instalada.

2. La producción en régimen especial se regirá por sus disposiciones específicas y, en lo no previsto en ellas, por las generales sobre producción eléctrica en lo que le resulten de aplicación.

3. Las actividades de producción a que se refiere el apartado 1 podrán realizarse en el sistema independiente conforme a lo dispuesto en el artículo 12.

Figura 40. Extracto de la Ley 40/1994, régimen especial. Fuente: B.O.E. 13/12/1994.

A partir de estas fechas, la producción de energía eléctrica por las instalaciones de régimen especial, alcanzan valores bastante altos, superando incluso los valores medios obtenidos en la UE.

AÑO	DEMANDA	TOTAL Régimen Especial	% Régimen Especial/Demanda
1990	135.306	1.630	1%
1991	140.116	3.138	2%
1992	141.474	4.014	3%
1993	141.582	5.697	4%
1994	153.348	8.519	6%
1995	159.248	10.006	6%
1996	164.060	14.108	9%
1997	170.777	16.499	10%

Figura 41. Excedentes de electricidad del Régimen Especial (GWh). Fuente: Comisión Nacional de la Energía.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La elaboración por parte de la Comisión europea del Libro Blanco de la Energías Renovables, desarrollado por la Directiva 96/92/CE [75], en donde se marca que la producción de energía eléctrica mediante fuentes de energías renovables para el 2010 debe de ser del 12%. Trajo consigo la Ley 54/1997 [18] del Sector Eléctrico, que es una transposición al ordenamiento jurídico Español, de la mencionada Directiva.

La disposición decimosexta de la Ley 54/1997 [18], fue de gran relevancia para el fomento de las energías renovables en España.

“A fin de que para el año 2010 las fuentes de energía renovable cubran como mínimo el 12 por 100 del total de la demanda energética de España, se establecerá un Plan de Fomento de las Energías Renovables, cuyos objetivos serán tenidos en cuenta en la fijación de las primas.” [18]

2.3.8.- LA MADUREZ DEL SECTOR ELÉCTRICO (1997-2015)

Se puede afirmar que el año 1997 marcó un antes y un después en el sector eléctrico Español. Sobre todo en el tema normativo, la llegada de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, fue la pionera y la que trajo consigo un gran repertorio normativo. Esta evolución normativa, encaminada a la liberalización del sector eléctrico principalmente y al régimen especial, también tuvo que tener en cuenta y trasponer al ordenamiento normativo del sector de la electricidad, algunas Directivas marcadas por la Unión Europea.

Toda esta normativa afecto a las empresas eléctricas, que se tuvieron que adaptar a las nuevas disposiciones, a los consumidores finales de electricidad, y a la estructura de generación eléctrica. Originado un nuevo horizonte para el sector.

En su exposición de motivos la Ley del sector eléctrico decía lo siguiente:

“El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía. El desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria. Por otra parte, el transporte y la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural: se trata de una actividad intensiva en capital, que requiere conexiones directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable -como la energía eléctrica- varía en períodos relativamente cortos de tiempo. Además, la imposibilidad de almacenar electricidad requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica. Todas estas características técnicas y económicas hacen del sector eléctrico un sector necesariamente regulado.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico. Sin embargo, a diferencia de regulaciones anteriores, la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone. No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, tradicional en nuestro ordenamiento pese a su progresiva pérdida de trascendencia en la práctica, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional. La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el Estado mediante una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por dos sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema. La gestión económica del sistema, por su parte, abandona las posibilidades de una optimización teórica para basarse en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica.” [18]

Como se puede apreciar en la siguiente figura, la legislación en el sector eléctrico ha sufrido varias y diversas modificaciones en un corto periodo de tiempo.

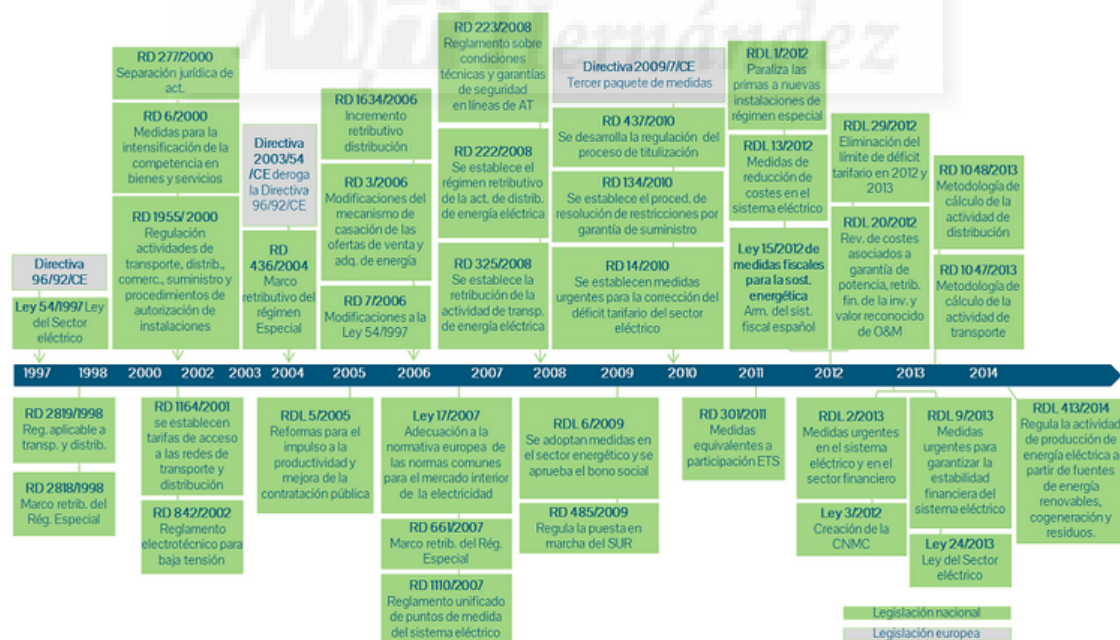


Figura 42. Legislación básica del sector eléctrico en España (1997-2014). [76]

2.3.8.1.- LOS CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Hasta la Ley 54/1997 [18], la construcción de nuevas centrales de producción eléctrica, su emplazamiento y potencia, venían definidas de antemano por los Planes Energéticos Nacionales, diseñados por el Gobierno.

La sucesión de cambios legislativos dentro del sector, permite la construcción de nuevas centrales de producción por parte de cualquier empresa que así lo determine por su oportunidad de negocio. Sin más inconvenientes que los señalados en la legislación al respecto.

Este cambio legislativo, fue el hecho por el que se crearon gran cantidad de centrales, sobre todo, de origen renovable. Las cuales no exigen una cuantiosa inversión y su plazo de amortización apetecible para los inversores. A este hecho, también contribuyó la política del Gobierno para el régimen especial, con las famosas primas. Así, como la entrada en la legislación de factores medioambientales, como el famoso 20-20-20^{XXI} de la Unión Europea.

Dentro de las nuevas centrales que utilizan energías renovables para su producción, las de tipo solar y eólico, son las del tipo que más se implantan.

No solamente los cambios en la legislación del sector hacen que la estructura de generación aumente, indudablemente el aumento en la demanda y consumo de electricidad, llevan a la necesidad de la construcción de nuevas centrales o repotenciación de las existentes, como muestra la Figura 43.

La liberación en la construcción de centrales de producción eléctrica, trae consigo el que aparezcan en la estructura de generación además de las clásicas, térmicas, hidráulicas y nucleares, otras que utilizan las fuentes de energía de tipo renovable, eólicas, fotovoltaicas, etc.

La Ley 54/1997 [18], ordena a estos nuevos productores, como régimen especial.

“Los Agentes productores del “régimen especial”. Son titulares de instalaciones de potencia no superior a 50 MW que generan electricidad a partir de sistemas de cogeneración, energías renovables, residuos, etc., y que tienen una normativa específica. La energía procedente de estas instalaciones está excluida de las reglas de competencia del Mercado de Producción, ya que ha de ser integrada obligatoriamente en el sistema, sin necesidad de pasar por el sistema de ofertas competitivas de dicho mercado. Además, en la mayoría de los casos, tienen un precio primado para fomentar su desarrollo. Entre estos agentes se encuentran los autoprodutores, que son empresas de otras ramas de

^{XXI} Los Estados miembros se han comprometido a reducir para 2020 el consumo de energía primaria en un 20%. No obstante, aún siguen existiendo numerosos obstáculos a la adopción de medidas eficaces para lograrlo. La presente comunicación evalúa los proyectos futuros destinados a alcanzar los objetivos “20-20-20”.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

la industria que poseen plantas de producción para cubrir, fundamentalmente, sus propias necesidades energéticas. Deben estar autorizadas para entregar al sistema la energía excedentaria que generen con dichas plantas.” [61]

Años	Millones kWh	Δ%
1960	14.625	8,4
1970	45.300	10,4
1980	92.006	4,6
1985	105.579	2,9
1990	129.161	3,0
1995	150.289	3,6
1996	154.928	3,1
1997	162.338	4,8
1998	174.316	7,4
1999	186.473	7,0
2000	197.524	5,9
2001	209.065	5,8
2002	215.650	3,1
2003	230.897	7,1
2004	242.077	4,8
2005	252.857	4,5
2006	260.474	3,0
2007	267.831	2,8
2008	268.534	0,3
2009	253.079	-5,8
2010	256.629	1,4
2011	248.656	-3,1
2012	245.989	-1,1

Δ % = Tasa de variación porcentual respecto al año anterior

Figura 43. Evolución histórica demanda de electricidad en España. Fuente: Foro de la industria nuclear en España

La presencia de las centrales de producción en régimen especial, representa un valor importante dentro de la estructura de generación, como se puede apreciar en la siguiente imagen, que da los datos de producción por tipo de tecnología el día 23 de Diciembre de 2014.

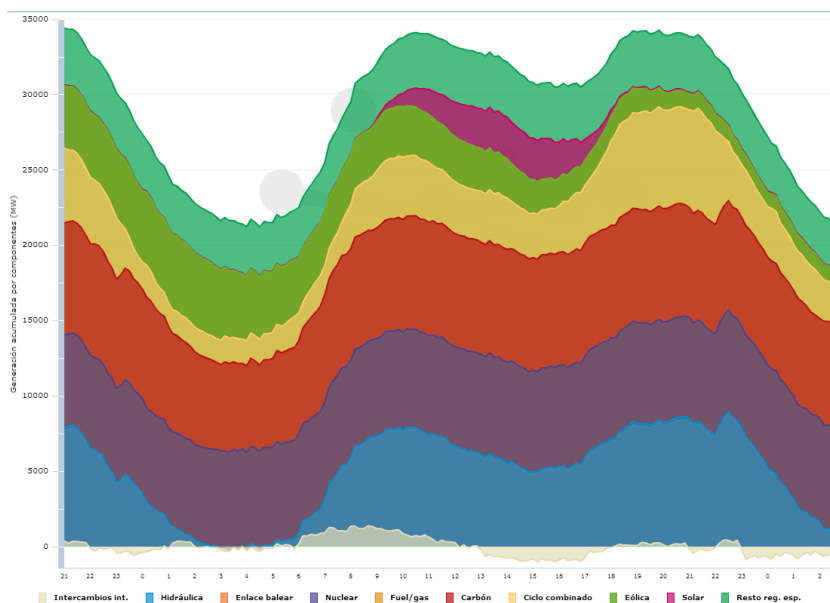


Figura 44. Estructura de generación eléctrica el 23/12/2014. Fuente: REE

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“La potencia instalada total en España 2013 se situó en 108.148 MW, un 0,5% superior a la del año anterior. Desglosando esta potencia se obtiene que el régimen ordinario, con 67.976 MW, representa el 62,9% del total y el régimen especial, con 40.171 MW de potencia, el 37,1% restante” [77]

La estructura de generación eléctrica en España a 31 de diciembre de 2014, por tipo de tecnología, es la que se muestra en la siguiente figura.

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	% 14/13	MW	% 14/13	MW	% 14/13
Hidráulica	17.786	0,0	1	0,0	17.787	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	10.972	-1,4	510	0,0	11.482	-1,4
Fuel/gas	520	0,0	2.979	0,0	3.498	0,0
Ciclo combinado (1)	25.353	0,0	1.854	0,0	27.206	0,0
Hidroeólica	-	-	12	-	12	-
Resto hidráulica (2)	2.105	0,0	0,5	0,0	2.106	0,0
Eólica	22.845	0,0	158	0,0	23.002	0,0
Solar fotovoltaica	4.428	0,1	244	0,5	4.672	0,1
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Térmica renovable	1.010	3,6	5	0,0	1.016	3,6
Cogeneración y resto	7.075	-0,1	121	0,0	7.196	-0,1
Total	102.259	-0,1	5.884	0,2	108.142	-0,1

Figura 45. Potencia instalada en España a 31/12/2014. Fuente: REE.

2.3.8.2.- LOS PLANES DE ENERGÍAS RENOVABLES (PER).

La Ley 54/1997 [18] y las diferentes Directivas europeas surgidas en los últimos años, ponen de manifiesto e introducen los factores medioambientales a tener en cuenta en la estructura futura de generación. Para ello y con el fin de implantar e incentivar la construcción de nuevas centrales de tipo renovable, se suceden una serie de documentos, que bajo el nombre de planes de fomento de las energías renovables, surgen no solo a nivel estatal, sino también en las diferentes comunidades autónomas.

A nivel estatal, también se desarrollan varios de estos planes de fomento de las energías renovables. Estos planes pasan a sustituir a los anteriormente llamados Planes Energéticos Nacionales (**PEN**)

2.3.8.2.1.-PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA (2001-2010).

El Plan de fomento de Energías Renovables 2001-2010, fue aprobado en Consejo de Ministros, el 30 de Diciembre de 1999. Este plan es elaborado por el **IDAE**, Bajo la supervisión de la secretaria de estado de industria y energía.

El propósito del mismo, es contribuir a que el 12% del consumo de energía primaria en España en 2010, sea de origen renovable.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CC.AA.	PERIODO	ACCIONES
Andalucía	1995-1999	Plan de Promoción de Energía Renovable. PROSOL. Fomento de instalaciones pequeñas de energía eólica (50 kW), instalaciones solares térmicas (50.000 m ²) y fotovoltaicas (520 kWp aisladas + 90kWp conectados a red). Objetivo: 3.100 tep/año
Aragón	1995-2005	Plan de Energías Renovables. Incremento de la producción de energía: 322 ktep - 47% eólica, 39% biomasa
Asturias	1995-2005	Fomento de las Energías Renovables; tres escenarios de planificación en función de la penetración. Previsiones: entre 25 y 71 ktep - Minihidráulica y biomasa
Canarias	1996-2002	Plan de Energías Renovables de Canarias (PERCAN). Introducción de 105,7 ktep de energía primaria mediante renovables. Programa Promoción Instalaciones Solares (PROCASOL)
Castilla y León	1991-2000	Programa de Ahorro, Sustitución, Congeneración y Energía Renovables, PASCER Objetivo 118,6 ktep en energías renovables 66% biomasa, 29% minihidráulica Avanzada la elaboración del Plan Eólico de Castilla y León hasta el año 2004.
Cataluña	1996-2005	Libro Verde de las Energías Renovables Objetivo: 449,1 ktep de energía primaria. 39% eólica, 20% biomasa, 17% minihidráulica
Extremadura	1999-2010	Plan de Energías Renovables de Extremadura Objetivo: 273,6 ktep en E.R. - 62% biomasa, 14% eólica
Galicia	1995-2010	Plan de Desarrollo de las Energías Renovables Objetivo: contribución de las E.R. en un 15 % del consumo final de energía. Eólica 1.325 GWh/a, minihidráulica 1.082 GWh/a y biomasa 963 GWh/a.
Madrid	1999-	En elaboración de un Plan Específico de Energías Renovables.
Murcia	1997-2005	Plan de Energías Renovables de Murcia Objetivo: 78 ktep en E.R. - 47% eólica, 37% biomasa
Navarra	1995-2000	Plan Energético de Navarra Objetivo: 111,6 ktep en E.R. 44% eólica, 30% hidráulica, 18% biocombustibles
País Vasco	1996-2005	Plan 3E, Estrategia Energética de Euskadi Objetivo: 190 ktep/año de E.R. 49% R.S.U., 28% biomasa y residuos, 20% eólica
Valencia	1998-2010	Plan de Energías Renovables de Valencia Objetivo: 208,4 ktep de E.R. 44% biomasa, 24% eólica, 11% R.S.U., 7,4% solar térmica.

Figura 46. Planes de Energías Renovables en las CC.AA. Fuente: IDAE

“El Plan de Fomento se elabora como respuesta al compromiso que emana de la Ley 54/1997 [18], de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y que define el objetivo de desarrollo a alcanzar por las Energías Renovables (...)

El diseño de las actuaciones de fomento se realiza en el marco legal en el que operan las instalaciones de generación eléctrica y térmica con fuentes renovables sobre la base de que el apoyo a dichas fuentes es necesario dada su contribución a los principales objetivos de la política energética nacional: la diversificación de las fuentes primarias para garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia en su utilización y el respeto al medio ambiente junto a un impacto favorable en el tejido industrial (...)

El documento se estructura en nueve capítulos, a lo largo de los cuales se presenta, no sólo la situación actual y las previsiones para los próximos años de consumo de energías renovables y los mecanismos y fuentes de financiación que sustentan los objetivos de crecimiento, sino también el estado del arte de las tecnologías de aprovechamiento de los recursos renovables y las barreras que limitan la penetración de estas fuentes en un mercado cada vez más liberalizado.” [78]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los objetivos que se marca el mencionado plan, son los detallados en la siguiente figura. Generación bruta de electricidad con energías renovables. Desglose por áreas Situación actual y previsiones del Plan al 2010.

	1998		2010	
	GWh	ktep	GWh	ktep
Hidráulica > 10 MW	30.753	2.645	31.129	2.677
Minihidráulica < 10 MW	5.607	482	6.912	594
Biomasa (2)	1.139	169	13.949	5.269
Residuos Sólidos	586	247	1.846	683
Eólica	1.437	124	21.538	1.852
Solar Fotovoltaica conectada a red	3,8	0,3	176	15
Solar Termoeléctrica	0	0	459	180
Biogás (2)	0	0	546	150
TOTAL	39.526	3.667	76.555	11.420

Figura 47. Objetivos Plan de fomento de las energías renovables 2000-2010. Fuente: IDAE.

2.3.8.2.2.-PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010 (PER).

EL Plan de fomento de las energías renovables 2000-2010, fue sustituido el 26 de Agosto de 2005, tras la aprobación por el Consejo de Ministros de este día, del Plan de energías renovables 2005-2010.

La publicación de la Directiva de la Unión Europea 2001/77/CE [79] relativa a la promoción de la electricidad generada a través de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, obliga al Gobierno español a la transposición de la misma a nivel nacional.

“Las posibilidades de explotación de las fuentes de energía renovables están infra-utilizadas actualmente en la Comunidad. La Comunidad reconoce que es necesario promover las fuentes de energía renovables con carácter prioritario, ya que su explotación contribuye a la protección medioambiental y al desarrollo sostenible. Además, esta medida puede ser fuente de empleo local, tener repercusiones positivas en la cohesión social, contribuir a la seguridad del aprovisionamiento y hacer posible que se cumplan los objetivos de Kioto con más rapidez. Por lo tanto, es necesario que estas posibilidades se exploten mejor en el marco del mercado interior de la electricidad” [79]

A su vez el Plan de fomento de energías renovables 2000-2010, no estaba dando los frutos deseados y que fueron planificados en su aprobación.

“La nueva planificación sustituye al Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, cuyos resultados han sido insuficientes, pues, a pesar de que en el período 1999-2004 el consumo global de energías renovables ha crecido en España en 2.700.000 toneladas equivalentes de petróleo (tep), a finales del año pasado sólo se había cumplido el 28,4 por 100 del incremento global previsto para la presencia de estas fuentes en el sistema energético español.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Con el anterior Plan solamente tres fuentes renovables han evolucionado hasta la fecha de forma satisfactoria: la energía eólica, los biocarburantes y el biogás. La energía mini hidráulica avanza más despacio de lo previsto y la biomasa y las energías solares se están desarrollando muy por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos que proponía el antiguo Plan... Para aumentar a medio plazo la penetración en el mercado de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, es necesario exigir a todos los Estados miembros que fijen objetivos indicativos nacionales de consumo de electricidad generada a partir de dichas fuentes.” [35]

Con la aprobación del mencionado plan de energías renovables 2005-2010, se marcan nuevos objetivos de producción, como se puede comprobar en la siguiente figura.

GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD ESCENARIO TENDENCIAL / PER	2004 (1)		2010	
	GWh	%	GWh	%
Carbón	80.254	29,1	46.616	14,0
Petróleo	24.037	8,7	9.150	2,7
Gas natural	54.831	19,9	111.877	33,5
Nuclear	63.523	23,1	63.705	19,1
Hidráulica (> 10 MW)	28.770	10,4	31.494	9,4
Hidráulica (< 10 MW)	4.729	1,7	6.692	2,0
Biomasa	2.193	0,8	14.015	4,2
R.S.U.	1.223	0,4	1.223	0,4
Eólica	15.056	5,5	45.511	13,6
Solar fotovoltaica	57	0,0	609	0,2
Biogás	825	0,3	1.417	0,4
Solar termoeléctrica	0	0,0	1.298	0,4
TOTAL GENERACIÓN BRUTA NACIONAL	275.497	100	333.607	100

Figura 48. Objetivos de producción de electricidad según el PER 2005-2010. Fuente: Ministerio de industria y energía.

2.3.8.2.3.-PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020 (PANER).

Otra vez una nueva Directiva de la Unión Europea, obliga a la modificación para su transposición del Plan de energías renovables 2005-2010. En este caso es la Directiva 2009/28/CE [80] del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE [81] y 2003/30/CE [82].

Este Plan de energías renovables para el periodo 2011-2020, es aprobado por el Consejo de Ministros del 11 de Noviembre de 2011.

Asimismo, también se adapta un nuevo Plan de energías renovables, no solo para adaptarlo a la nueva Directiva Europea, sino también, para cumplir con lo expresado en el Real Decreto 661/2007 [83] por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de la Ley 2/2011 [84] de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este Plan de energías renovables, al igual que los anteriores mencionados, no solo tiene en cuenta la producción de electricidad con fuentes renovables. También son un importante estudio de previsión sobre la situación económica y la generación de empleo, que se provocaría con el impulso de las fuentes renovables para la producción de energía.



Fotografía 15. Primeras instalaciones fotovoltaicas en techo de la provincia de Alicante. Fuente propia.

El Plan de energías renovables 2011-2020 se marca los siguientes objetivos para el 2020.

	2010			2015			2020		
	MW	GWh	GWh (normalizados)(*)	MW	GWh	GWh (normalizados)(*)	MW	GWh	GWh (normalizados)(*)
Hidroeléctrica (sin bombeo)	13.226	42.215	31.614	13.548	32.538	31.371	13.861	33.140	32.814
<1 MW (sin bombeo)	242	802	601	253	772	744	268	843	835
1 MW-10 MW (sin bombeo)	1.680	5.432	4.068	1.764	4.982	4.803	1.917	5.749	5.692
>10 MW (sin bombeo)	11.304	35.981	26.946	11.531	26.784	25.823	11.676	26.548	26.287
por bombeo	5.347	3.106	(**)	6.312	6.592	(**)	8.811	8.457	(**)
Geotérmica	0	0	(**)	0	0	(**)	50	300	(**)
Solar fotovoltaica	3.787	6.279	(**)	5.416	9.060	(**)	7.250	12.356	(**)
Solar termoelectrica	632	691	(**)	3.001	8.287	(**)	4.800	14.379	(**)
Energía hidrocinética, del oleaje, mareomotriz	0	0	(**)	0	0	(**)	100	220	(**)
Eólica en tierra	20.744	43.708	42.337	27.847	55.703	55.538	35.000	71.640	70.734
Eólica marina	0	0	0	22	66	66	750	1.845	1.822
Biomasa, residuos, biogás	825	4.228	(**)	1.162	7.142	(**)	1.950	12.200	(**)
Biomasa sólida	533	2.820	(**)	817	4.903	(**)	1.350	8.100	(**)
Residuos	115	663	(**)	125	938	(**)	200	1.500	(**)
Biogás	177	745	(**)	220	1.302	(**)	400	2.600	(**)
Totales (sin bombeo)	39.214	97.121	85.149	50.996	112.797	111.464	63.761	146.080	144.825

Figura 49. Objetivos 2010, 2015 y 2020 del plan de energías renovables 2011-2020 en el sector eléctrico. Fuente: Ministerio de Industria y Energía.

2.4.- EVOLUCIÓN LEGISLATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN RELACIÓN CON LA CALIDAD DE SERVICIO

2.4.1.- INTRODUCCIÓN

La evolución de la legislación del sector eléctrico en España se puede afirmar que pasa por varias etapas. En una primera etapa esta legislación está en consonancia con los nuevos descubrimientos y adelantos en la ciencia de la electricidad y como no de su progresivo uso. Es una etapa que empieza por el año 1896 y con la Ley sobre contribución Industrial [85].

En esta primera etapa (1886-1930), la legislación es más bien pobre, y la que hay como los reglamentos de verificaciones eléctricas, cambian continuamente para adaptarse a los rápidos avances de la electricidad, en aras de garantizar la seguridad de las personas. Prácticamente no se legisla en cuanto a los suministros eléctricos, pudiéndose encontrar gran variedad de precios según las regiones o zonas. La Legislación en esta etapa se encarga de ir asentando los precedentes y los principios básicos.

En una segunda etapa (1930-1997) que se desarrolla entre los años 1930 hasta mediados de los 1997, la legislación fluye y se hace bastante más técnica. Los Reglamentos de instalaciones eléctricas receptoras, tienen más contenido, se empieza a legislar el tema de las tarifas, se aprueban los primeros Planes Energéticos Nacionales, surge la legislación en materia de Energía Nuclear, y como no, la adaptación de nuestra legislación a la recién estrenada entrada de España en 1985 en la **CEE**. Sin olvidar el vacío de legislación en el periodo de la Guerra civil Española y sus tres años posteriores. En esta etapa surgen varios organismos, como **UNESA, REE, CNE**, etc. A mediados de los 80, toma especial relevancia la legislación en cuanto a la producción, generación y consumo de electricidad y las tan llevadas tarifas, hasta que en 1997 y con la Ley del sector eléctrico 54/1997 [10] el sector se revoluciona y comienza una nueva etapa llena de constantes legislaciones.

La tercera y última etapa (1998-2014), la podemos fijar a partir de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, con toda la legislación posterior que conlleva la citada Ley. Entran en juego en esta etapa de manera especial, la legislación referente al Régimen Especial, sus constantes modificaciones y altibajos. Aparece el déficit de tarifa, se regula las actividades de transporte, distribución y suministro, etc. Para finalizar con la nueva Ley 24/2013 [11] del Sector Eléctrico.

2.4.2.- IMPLANTACIÓN DE ASIGNATURAS EN INGENIEROS (1882)

La electricidad por estos tiempos es un fenómeno social, una atracción, como así se demuestra en las exposiciones internacionales. Los experimentos se van sucediendo

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

en el tiempo a ritmo vertiginoso. Se publican los primeros anuarios eléctricos y los primeros libros. Pero a pesar de esto, no había desarrollado en las universidades ninguna asignatura y carrera específica de esta nueva ciencia.

En la Gaceta de Madrid del 23 de Septiembre de 1858 [86], el entonces Ministro de Fomento Rafael de Bustos y Castilla, le hace una exposición a la reina consorte de España, María Cristina De Austria. En la que le expone la necesidad de actualizar el temario y asignaturas de algunas carreras técnicas. Entre otras, y como no podía ser de otra manera para lo que corría en aquellos tiempos, aparece la asignatura “aplicaciones de la electricidad y la luz”. El catedrático Eduardo Rodríguez, fue el primero en impartir esta signatura.

En este Real Decreto, se hace mención a que el programa general de la carrera de Ingenieros Industriales, no se pondrá en ejecución hasta el año académico de 1860 a 1864.

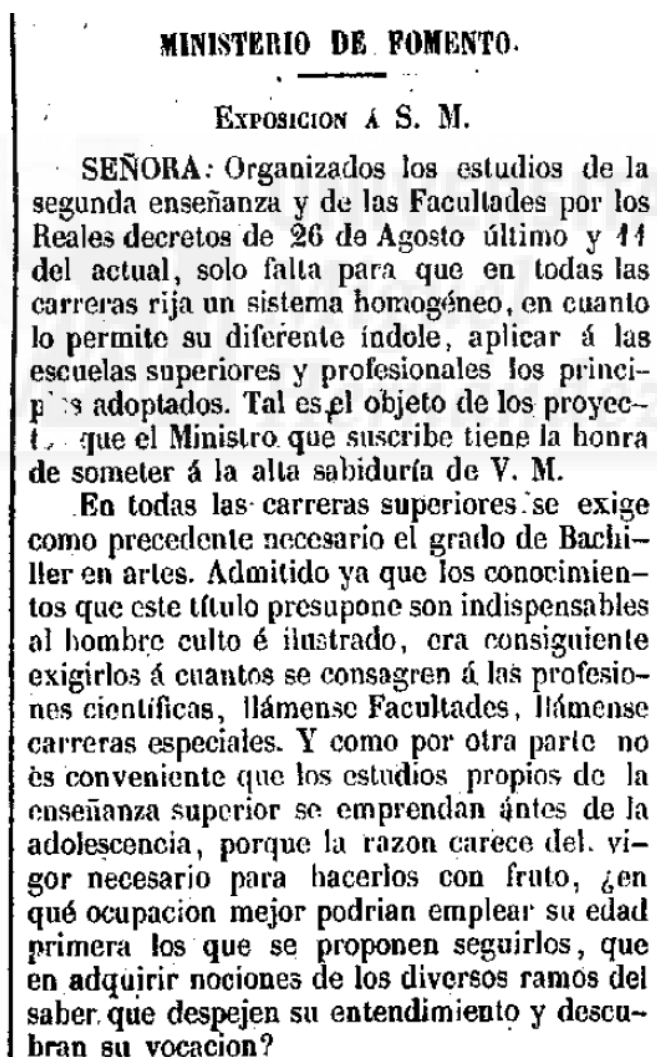


Figura 50. Parte de la motivación en la implantación la asignatura “Aplicaciones de la electricidad y la Luz”, en las carreras técnicas. Gaceta de Madrid 1858.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

GAZETA DE MADRID. AÑO 1858. JUEVES 23 DE SEPTIEMBRE. NÚMERO 866. Includes a table of subscription rates and a central illustration of a steam engine.

PARTE OFICIAL.

PREFIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS.

S. M. la Reina nuestra Señora (Q. D. G.) y su augusta Real familia continúan en esta corte en su novedad en su importante salud.

MINISTERIO DE LA GOBERNACION.

Excmo. a S. M.

SEÑORA: Las conculcaciones políticas y los dolores y cansaños de varias clases, perpetrados á su estado en varios puntos del Reino,...

Conspira que hayan podido ser las razones que exigen este régimen excepcional, y suprema la necesidad incontestable de su establecimiento ó continuación,...

El progresivo aumento que de alguna tiempo á esta parte se observa en el número de estudiantes en algunas carreras de las Universidades de Aragón,...

Por sus convenios que continúan todavía por algunos tiempos siendo juzgado esta especie de remedios con las prescripciones de la ley excepcional de 17 de Abril de 1851.

San Lorenzo 30 de Setiembre de 1858.—SEÑORA.—A. L. B. P. de V. M.—El Presidente del Consejo de Ministros y Ministro de la Guerra y Ultramar, don Juan Manuel...

REAL DECRETO.

Conferéndome con el proyecto por el Consejo de Ministros, tengo en decreto lo siguiente:

Artículo 1.º Casa de estudio de guerra en las provincias de Barcelona, Gerona, Tarragona, Lérida y Milaga, y en el territorio del Principado de Asturias y Galicia en toda la extensión de los valles de Aza,...

Art. 2.º En las provincias de Barcelona, Gerona, Tarragona, Lérida y Valencia continuará por ahora siendo juzgado miliciano, con arreglo á las prescripciones de la ley de 17 de Abril de 1851,...

Art. 3.º Los Ministros de la Guerra y Gobernacion ordenarán las instrucciones oportunas para la ejecución del presente decreto.

Dado en San Lorenzo á veinte de Setiembre de 1858.—Yo el Rey.—Don Juan Manuel, Gobernador de la provincia de...

MINISTERIO DE FOMENTO.

Excmo. a S. M.

SEÑORA: Organizados los estudios de la segunda enseñanza, y de las Facultades por los Reales decretos de 30 de Agosto último, y 41 del actual,...

En todos las carreras superiores se exige como presupuesto necesario el grado de Bachiller en esta ciencia,...

Art. 4.º En el caso de que se presenten en las Facultades de Ciencias exactas, físicas y naturales, el número de alumnos que exceda el que se ha fijado en el presente decreto,...

San Lorenzo 23 de Setiembre de 1857.—Yo el Rey.—Don Juan Manuel, Gobernador de la provincia de...

diario, donde convenga establecer la instrucción preparatoria para las carreras superiores, ó para facultades que se deseara,...

En consideración á las razones que Me he expuesto al Ministro de Fomento, y de acuerdo con el dictamen del Real Consejo de Instrucción pública,...

Artículo 1.º Se aprueban los adjuntos Programas de los estudios de las carreras de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, de Minas, Industriales y Agrícolas,...

Art. 2.º Continuarán por ahora en vigor el reglamento de la Escuela superior de Pintura, Escultura y Grabado de 1.º de Octubre de 1857, y el del Conservatorio de Música y Declamación de 14 de Diciembre del mismo año.

Art. 3.º El Programa general de estudios de la carrera de Ingenieros Industriales se acordará en sesiones hasta el año académico de 1864 á 1865, dentro de este plazo se acordarán los planes de estudio,...

Art. 4.º En cuanto á las demás carreras superiores mencionadas en el art. 1.º, se dictarán las disposiciones oportunas para que en el estudio de sistemas se establezca el sistema de enseñanza de los estudios superiores,...

Art. 5.º Continuará en vigor el reglamento de los estudios de las carreras de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, de Minas, Industriales y Agrícolas,...

Art. 6.º Se considerarán como profesionales los estudios de Pintura, Escultura y Grabado establecidos en las Facultades de Ciencias exactas, físicas y naturales,...

Dado en San Lorenzo á veinte de Setiembre de 1858.—Yo el Rey.—Don Juan Manuel, Gobernador de la provincia de...

PROGRAMAS DE LAS CARRERAS SUPERIORES.

Programa general de estudios de la carrera de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

Artículo 1.º Para ingresar en la carrera de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos se requiere: Ser Bachiller en Artes,...

Art. 2.º El estudio de esta carrera se dividirá en tres años de estudio, en los que se darán en los cursos lectivos de tres lecciones anuales.

Art. 3.º Los estudios propios de esta carrera se dividirán en los cursos de Matemáticas, Física y Química, y en los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía.

Art. 4.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se dividirán en los cursos de Matemáticas elementales, Matemáticas superiores, Física elemental, Física superior, Química elemental, Química superior,...

Art. 5.º Los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía se dividirán en los cursos de Mecánica elemental, Mecánica superior, Hidráulica elemental, Hidráulica superior, Topografía elemental, Topografía superior,...

Art. 6.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se darán en el primer año de estudio, los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía en el segundo año, y los cursos de Matemáticas superiores, Física superior, Química superior, Mecánica superior, Hidráulica superior, Topografía superior, en el tercer año.

Art. 7.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se darán en el primer año de estudio, los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía en el segundo año, y los cursos de Matemáticas superiores, Física superior, Química superior, Mecánica superior, Hidráulica superior, Topografía superior, en el tercer año.

Art. 8.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se darán en el primer año de estudio, los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía en el segundo año, y los cursos de Matemáticas superiores, Física superior, Química superior, Mecánica superior, Hidráulica superior, Topografía superior, en el tercer año.

Art. 9.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se darán en el primer año de estudio, los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía en el segundo año, y los cursos de Matemáticas superiores, Física superior, Química superior, Mecánica superior, Hidráulica superior, Topografía superior, en el tercer año.

PROGRAMAS DE LAS CARRERAS SUPERIORES.

Programa general de estudios de la carrera de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

Artículo 1.º Para ingresar en la carrera de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos se requiere: Ser Bachiller en Artes,...

Art. 2.º El estudio de esta carrera se dividirá en tres años de estudio, en los que se darán en los cursos lectivos de tres lecciones anuales.

Art. 3.º Los estudios propios de esta carrera se dividirán en los cursos de Matemáticas, Física y Química, y en los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía.

Art. 4.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se dividirán en los cursos de Matemáticas elementales, Matemáticas superiores, Física elemental, Física superior, Química elemental, Química superior,...

Art. 5.º Los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía se dividirán en los cursos de Mecánica elemental, Mecánica superior, Hidráulica elemental, Hidráulica superior, Topografía elemental, Topografía superior,...

Art. 6.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se darán en el primer año de estudio, los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía en el segundo año, y los cursos de Matemáticas superiores, Física superior, Química superior, Mecánica superior, Hidráulica superior, Topografía superior, en el tercer año.

Art. 7.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se darán en el primer año de estudio, los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía en el segundo año, y los cursos de Matemáticas superiores, Física superior, Química superior, Mecánica superior, Hidráulica superior, Topografía superior, en el tercer año.

Art. 8.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se darán en el primer año de estudio, los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía en el segundo año, y los cursos de Matemáticas superiores, Física superior, Química superior, Mecánica superior, Hidráulica superior, Topografía superior, en el tercer año.

Art. 9.º Los cursos de Matemáticas, Física y Química se darán en el primer año de estudio, los cursos de Mecánica, Hidráulica y Topografía en el segundo año, y los cursos de Matemáticas superiores, Física superior, Química superior, Mecánica superior, Hidráulica superior, Topografía superior, en el tercer año.

Figura 51. Texto original de la Gaceta de Madrid 1858 en la que se implanta la signatura de "Aplicaciones de la Electricidad y la Luz" en la carrera de ingeniero industrial.

2.4.3.- AUTORIZACIÓN Y CONCESIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DE REDES TELE-FÓNICAS. (1882)

Ante el impetuoso empuje del telégrafo, el Ministerio de la Gobernación publica una Real Orden el 26 de Septiembre de 1882 [87]. Bajo el título de *“Real Orden para la Autorización y concesión de la explotación de redes telefónicas con destino al servicio público”*.



Figura 52. Tendido de línea telegráfica sobre poste de madera. Fuente: historia telefonía.

Este Real Decreto se formaliza en un Reglamento que constaba de cinco capítulos, una disposición transitoria y veinticuatro artículos. En él entre otras cosas, venía tipificada las tarifas (0,50 cts. Despacho que no excediera de 20 palabras). Además se exigía llevar un registro de los despachos enviados, así como una contabilidad. Se contempla que cada red telefónica, tendrá una estación central, a partir de la cual ninguna línea se prolongara más de 10 Km, pero en la que se podrán enlazar a dicha estación los pueblos que se hallen dentro del mencionado radio.

2.4.4.- REGLAMENTO PARA EL ALUMBRADO DE LOS TEATROS DE MADRID (1888)

La utilización de la electricidad en el alumbrado público de las ciudades, tenía un gran auge por aquel entonces. Frente a las tradicionales lámparas de gas, las eléctricas de arco voltaico eran limpias, no desprendían olores y cómodas de encender y apagar y además más seguras.

No ajenos a esta particularidad de utilizar la electricidad para la iluminación de interiores, el 31 de marzo de 1888 [88], la Gaceta de Madrid publica una Real Orden. En la misma se desarrolla el *“Reglamento especial para la instalación del alumbrado eléctrico en los teatros de Madrid”*.

Este reglamento, da un plazo de seis meses para cambiar las lámparas de gas por las eléctricas, además hace mención a cómo deben ser instaladas las baterías y acumuladores, el cableado de alimentación de las lámparas eléctricas y la potencia máxima por circuito. Contempla la instalación de dos tipos de lámparas. Las incandescentes para salas de espera y descanso, rampas, cuartos de artista, etc. y las de arco voltaico exclusivamente para la portada y el acceso exterior del edificio. Se establece



Figura 53. Encendido de Luminarias de gas para alumbrado público. Fuente Fundación Gas Natural.

que (...)

“el grado de fuerza electromotriz máxima de cada circuito no pasara de 100 voltas para las corrientes alternativas, ni excederá dicha diferencia de potenciales de 200 voltas para las continuas”.

2.4.5.- ARANCELES APLICABLES A LOS CABLES ELÉCTRICOS (1991)

La Compañía General Madrileña de Electricidad, se dirige al Ministerio de Hacienda para que rectifique la Real Orden de 20 de febrero de 1890 sobre la aplicación de aranceles a los productos de consumo. En este escrito, piden que *“los cables eléctricos paguen el derecho que corresponda a cada una de las materias que cubren en su composición, ya que además de conductores de cobre, hay de otras materias como plomo, cáñamo embrendo, etc. y que el peso que han de tenderse en Madrid por la citada compañía es de 800.000 kilogramos.”*

Mediante Real Orden de 17 de Julio de 1891 [89], el Ministerio de Hacienda modifica el tipo de arancel aplicado a los cables eléctricos.

2.4.6.- LEY SOBRE SERVIDUMBRE PARA EL PASO DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA (1900).

Son los principios de un nuevo siglo, en el que el uso de la electricidad experimenta un notable auge. El perfeccionamiento de nuevas máquinas, implica el transportar la electricidad de los sitios donde se produce hasta los lugares de consumo. Siendo necesario para ello algún tipo de regulación para el paso de la corriente eléctrica.

Promulgada por Alfonso XIII y en su nombre la Reina Regente, y con fecha 25 de Marzo de 1900 [90], la Gaceta de Madrid publica la siguiente Ley sobre *“servidumbre de paso de corrientes eléctricas”*.

La mencionada Ley, faculta al Ministerio de Fomento otorgar y decretar la servidumbre forzosa cuando hayan de sufrir la servidumbre de paso las carreteras y canales del estado, los cauces de dominio público, las vías férreas y en todos los casos que afecte directa o indirectamente a cualquier obra pública o se trate de líneas conductoras de energía eléctrica que se extienda a más de una provincia. El Gobernador Civil será el que faculte la autorización para los demás casos.

En trece artículos viene reflejada las indemnizaciones, la caducidad de la servidumbre, por donde no pueden pasar las líneas, etc.

2.4.7.- PRIMERA ESTADÍSTICA OFICIAL ELÉCTRICA (1901)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En 1901 se publicó la primera estadística oficial según la cual existían en España 859 centrales eléctricas que sumaban 127.940 HP, el 61% de esta potencia era de origen térmico mientras que el 39% restante utilizaba la energía hidráulica como fuerza motriz. Con la aparición de la corriente alterna, a principios del siglo XX, cambió el panorama. Se abrió, gracias a ella, la posibilidad de transportar electricidad a gran distancia y, por tanto, de llevar a cabo un desarrollo a gran escala de las centrales hidroeléctricas.

2.4.8.- APROBACIÓN REGLAMENTO LEY DE SERVIDUMBRE (1901)

Después de la promulgación por parte del parlamento de la Ley de servidumbre de 1900 [90], en la que como se ha mencionado anteriormente se establecieron las reglas necesarias para el establecimiento de servidumbre de corrientes eléctricas. El alto Cuerpo Consultivo, tuvo constancia de la discusión que en las cámaras producía este asunto. Por ello suspendió su trabajo acerca del reglamento indicado para terminarlo, a fin de poder comprender en su informe alguna disposición de carácter reglamentario para el cumplimiento de la propia Ley.

La producción de accidentes por el desprendimiento de cables en España, así como el conocimiento de otros accidentes ocurridos en otros países, dio origen al nombramiento el 4 de Febrero de 1901 de una *“comisión de personas notables y de competencia reconocida que estudiase y propusiese los medios más apropiados para evitar los peligros ocasionados por la caída de alambres aéreos, telefónicos y telegráficos al contactar el hilo de trabajo de los tranvías”*.

Esta comisión, desempeño su cometido en un *“luminoso informe, en el cual hace presente la dificultad de resolver el problema de manera definitiva, indicando, si, algunas soluciones radicales, pero consignado a la vez que son inadmisibles en la práctica, y reconociendo la imposibilidad de evitar que en casos excepcionales de viento huracanado o grandes nevadas ocurran desperfectos en las redes aéreas”*.

El 17 de Junio de 1901 [91], se publica el Reglamento sobre instalaciones eléctricas y servidumbre de paso de las mismas. Este reglamento se estructura en cinco capítulos y cuarenta y cuatro artículos.

2.4.9.- REAL ORDEN SOBRE EL INCUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y SERVIDUMBRE (1903)

El Ministerio de Agricultura, Industria, Comercio y Obras Públicas, se hace eco de los siniestros y accidentes que frecuentemente vienen ocurriendo como consecuencia de la caída de hilos telegráficos o telefónicos sobre los cables de trabajo de los tranvías eléctricos. Ello le induce a sospechar que no se cumple las prescripciones del reglamento de 17 de Junio de 1901. [91]

Por todo ello, se publica el 12 de Agosto de 1903 [92], una Real Orden, en la cual se *“ordena a los agentes y entidades dependientes de este ministerio y encargados de inspeccionar las instalaciones de tranvías eléctricos, exijan con la mayor severidad el cumplimiento del Reglamento de instalaciones eléctricas y servidumbres de las mismas, publicado en 1901”*.

2.4.10.- REAL ORDEN SOBRE COLOCACIÓN DE CONTADORES EN CENTRALES ELÉCTRICAS (1904)

La gran dificultad para hacer las estadísticas de tipo eléctrico, hacen que el 28 de Octubre de 1904 [93] se publique una Real Orden para la colocación de aparatos registradores y contadores en las centrales eléctricas. La colocación de los mismos sufrió un retraso con motivo de la instancia que varias empresas productoras interpusieron para la reforma de la tributación de la industria eléctrica. La Unión Eléctrica Española, en representación de los numerosos productores, solicita la ampliación del plazo para la colocación de los registradores, hasta que no se resuelva el tema de la tributación.

2.4.11.- INSTRUCCIONES REGLAMENTARIAS PARA LA VERIFICACIÓN DE CONTADORES DE ELECTRICIDAD Y GAS (1904)

La entrada en vigor de estas instrucciones para la verificación de contadores de electricidad y gas, aprobado por Real Decreto de 9 de Octubre de 1904 [94], viene motivada, por varias razones. Las cuales son expuestas en la exposición de motivos del mencionado Real Decreto por el Ministro Manuel Allende Salazar

“La práctica del servicio de verificación de los contadores eléctricos desde que fue implantado por Real Decreto de 26 de Abril de 1901, ha demostrado la conveniencia de variar algunas de las disposiciones reglamentarias para tal servicio, aprobadas por Real Orden de 22 de Julio del mismo año, tendiendo a hacer más eficaz la intervención del Estado en el funcionamiento de estos aparatos de medida que, por sus especiales condiciones y dificultades técnicas de su construcción, no alcanzan en el estado actual de la industria el perfeccionamiento y precisión que fueran de desear”

Entre otros motivos, también se argumenta en la falta de personal verificador, y de laboratorios oficiales.

Estas Instrucciones reglamentarias, en su primer capítulo trataban sobre el personal a cargo de las verificaciones eléctricas. En su segundo capítulo sobre la aprobación de laboratorios de electricidad. En el tercer capítulo, trata la aprobación y contrato de los contadores eléctricos y en su cuarto capítulo, de los derechos de estudio, verificación y comprobación de los contadores eléctricos. Dejando el resto de capítulos y artículos

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

para los contadores de Gas.

Este Real Decreto de Instrucciones de Verificación de contadores eléctricos y de gas, fue modificado posteriormente por otros Reales Decretos. En concreto el 13 de Junio de 1906 [95], el 26 de Octubre de 1907 [96] y el 10 de Diciembre de 1910 [97].

2.4.12.- CREACIÓN DE LA COMISIÓN PERMANENTE DE LA ELECTRICIDAD (1912)

El Real Decreto de 22 de noviembre de 1912 [98] crea en el Ministerio de Fomento la Comisión Permanente Española de Electricidad, que será «la encargada de asesorar al Gobierno en cuanto se refiere a las aplicaciones industriales de esta ciencia y de llevar la representación de España en las reuniones internacionales».

En el artículo 4 de este Real Decreto se encomienda a dicha Comisión la representación de España en la Comisión Internacional Electrotécnica. En la composición de la Comisión que regula el artículo 2 figura un Presidente nombrado por el Ministro de Fomento. Y mediante el Real decreto de 13 de Octubre de 1913 [99], se aprueba su Reglamento de Régimen Interno. Esta Comisión pasó a depender al Ministerio de Industria y Comercio cuando desapareció el Ministerio de Fomento.

2.4.13.- APROBACIÓN DEL CONTADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA MODELO LJO DE LA MARCA A.E.G. (1913)



Figura 54. Placa de características del contador de energía eléctrica de la sociedad A.E.G. Fuente AEG

El 4 de Julio de 1913 [100], el Director general de Comercio, Industria y Trabajo y a petición de D. Eugenio Armbruster, como Director de la sociedad **A.E.G.** Thomson Houston Ibérica S.A., aprueba el contador de energía eléctrica modelo LJO, construido por la casa Enerktiztats Jeselischaf, de Berlín.

2.4.14.- MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO PARA LA COLOCACIÓN DE POSTES Y CABLES EN LOS CRUCES CON CARRETERAS (1916)

A petición de la Sociedad Eléctrica de Cataluña, El ministerio de Fomento, a través de la Dirección General de Obras Públicas, modifica el Reglamento de 7 de Octubre de 1904 [101], que entre otros temas trata sobre las autorizaciones para la colocación de postes de tendido eléctrico y cables, en los cruces de carreteras.

En concreto, la empresa solicitante de la citada modificación, se basa en “Considerando que los tres sistemas o procedimientos acabados de reseñar se fundan en que

es un hecho comprobado que los hilos conductores de cobre electrolítico de buena calidad no suelen romperse por un punto cualquiera, a no ser debido a un efecto mecánico exterior, y que los casos más corrientes de rotura (más del 85 por ciento según las estadísticas de otras naciones), se observan en los puntos de suspensión, ya sea debido a un amarre mal hecho o a malas condiciones del aislador que puede dar lugar a un arco que quemara el hilo o a otras circunstancias que en dichos puntos concurren”.

En concreto, se modifican los apartados B y E del artículo 2º, del mencionado Reglamento.

2.4.15.- DECLARACIÓN DE SERVICIO PÚBLICO AL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD (1924)

La Real Orden de 14 de Agosto de 1920 [102], declaró obligatorio el suministro de energía eléctrica a los abonados y a su vez, prohibía la elevación de las tarifas eléctricas sin la correspondiente autorización administrativa, así como publica también las normas para la conservación de la tensión y la frecuencia en las distribuciones eléctricas.

“Aclaración a la Real orden de 14 de agosto publicada en el Boletín del 25 de dicho mes.

Industria

Señor Director gerente de la «Unión Eléctrica Madrileña.»

Contestando a su comunicación de fecha de ayer en la que, en representación de las Compañías de producción y distribución de energía eléctrica de esta corte, solicita aclaración a las disposiciones establecidas en la Real Orden de 14 del actual publicada en la Gaceta de ayer, dictando disposiciones para el suministro de energía eléctrica, debe manifestársele:

1. “Que la citada disposición, en su párrafo primero, se refiere al suministro de fluido a los particulares o industrias que lo soliciten.

Dentro de este criterio se dará preferencia por las Compañías o entidades productoras de energía a atender las peticiones para el alumbrado en la red de baja tensión, considerando como capacidad técnica productora de fluido, tanto el obtenido por la energía de los saltos como el que se obtenga por las Centrales térmicas de reserva.

2. Que una vez atendidas todas las peticiones del alumbrado de baja tensión deberá también suministrarse fluido a la industria, cuando la capacidad de las Centrales hidroeléctricas lo consientan, satisfaciéndose estas peticiones por el orden riguroso en que hayan sido solicitadas.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De Real Orden lo digo a usted para su conocimiento y el de las Compañías de producción y distribución de energía eléctrica de esta corte.

—*Dios guarde a usted muchos años.*

—*Madrid, 26 de agosto de 1920.*” [103]

No obstante y a tenor de las necesidades de la vida moderna y las exigencias de la industria, la Presidencia del Directorio Militar, era consciente de que la administración pública no podía desentenderse de los suministros de energía eléctrica indispensables para la existencia de los individuos y las industrias. Por todo ello, se adapta mediante un Real Decreto la nueva reglamentación al respecto.

El 15 de Abril de 1924 [104], se publica un nuevo Real Decreto sobre el suministro de energía eléctrica y su calidad. Como novedad en su artículo 1º declara el suministro de energía eléctrica, como servicio público. Este Real Decreto también trata sobre los suministros de agua y gas.

2.4.16.- CONCURSO PÚBLICO PARA ESTABLECER UNA RED ELÉCTRICA NACIONAL (1926)

En España, el primero que planteó, en el año 1915, la necesidad de la red, fue el conocido técnico en electricidad, el jesuita Padre J. A. Pérez del Pulgar. La Administración Pública consultó el proyecto con la Comisión Permanente Española de Electricidad que, a su vez, presentó un anteproyecto al que no se prestó la debida atención. Igual ocurrió con el proyecto de Juan Urrutia y el que presentó Mayoral al primer Congreso Nacional de Ingeniería celebrado en Madrid en 1919. En 1926, el asunto de la red volvió de nuevo a tratarse e incluso se convocó un concurso de proyectos de red nacional de transporte de energía eléctrica que tampoco logró ir más allá de la presentación de los planes.

2.4.17.- REGLAMENTO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RECEPTORAS EN EL INTERIOR DE FINCAS O PROPIEDADES URBANAS (1930)

El uso de la electricidad se ha generalizado, tanto en usos domésticos como industriales. Las instalaciones eléctricas proliferan y fruto de ello es la necesidad de una reglamentación al respecto.

Se puede decir que el primer reglamento sobre la ejecución de instalaciones eléctricas interiores, es el publicado el 17 de Enero de 1930 [105] con el nombre de “*Reglamento sobre instalaciones eléctricas en el interior de fincas o propiedades urbanas*”.

Este Reglamento, guarda bastante similitud con todos sus posteriores. Empezando

por la definición de lo que se entiende por instalación receptora, definiendo lo que es baja tensión, y siguiendo en sus primeros artículos con el articulado referente a las líneas aéreas de distribución, las derivaciones y acometidas.

Contempla que en este tipo de instalaciones, los conductores eléctricos serán cables o hilos aislados que se podrán colocar sobre aisladores o poleas, o bien en el interior de tubos aislados empotrados. Aparece una tabla con las secciones de conductores y su intensidad máxima en amperios, calculada para *“una resistibilidad^{xxii} del cobre de 1,7 microhm-centrimetro”*.

Continúa el articulado del Reglamento con las protecciones eléctricas, con la colocación de los contadores eléctricos, según el cual estos *“se colocaran sobre tableros separados de la pared por medio de polea de porcelana o vidrio”*. Y siguiendo con las pérdidas máximas de tensión, la resistencia de aislamiento, tipos de lámparas, la instalación de motores, etc.

Define este Reglamento los diferentes tipos de locales, húmedos o los destinados a espectáculos públicos. Y Por último y en su capítulo III, hace referencia a las comprobaciones de las instalaciones receptoras, dejándolas en mano de los Ingenieros de las Jefaturas Industriales.

2.4.18.- REGLAMENTO SOBRE VERIFICACIÓN DE CONTADORES (1931)

Con el visto bueno de la recién creada Comisión Permanente Española de Electricidad y a propuesta del Ministerio de Economía Nacional y con el informe del Consejo Industrial, el 28 de Marzo de 1933 [106] se publica el *“Reglamento para la verificación de contadores y regularidad en el suministro de energía eléctrica”*.

2.4.19.- REGLAMENTO SOBRE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS (1933)

Apenas han pasado dos años del anterior Reglamento sobre verificaciones eléctricas, cuando el 9 de Diciembre aparece publicado en la Gaceta de Madrid un Decreto [107] sobre el *“Reglamento de verificaciones eléctricas y de regularidad en el suministro de energía”*.

En la exposición de motivos del mismo dice, *“el continuo desarrollo de las aplicaciones eléctricas obliga a revisar periódicamente los Reglamentos sobre la materia, bien para recoger aspiraciones de productores y consumidores expuestas directamente ante este Ministerio, bien para armonizar la orientación de las múltiples disposiciones que, al resolver casos particulares, van formando nuevo cuerpo de legislación”*.

^{xxii} Así aparecía en el texto original.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este nuevo Reglamento aparecen perfectamente clasificadas las distintas materias que contiene, teniendo especial interés en las disposiciones sobre venta y consumo de lámparas incandescentes. Al mismo tiempo se unifican los modelos de contratos o pólizas para suministros eléctricos, quedando redactada la póliza oficial, que es de obligado cumplimiento. También se aclara con precisión, la facultad de los abonados a elegir la forma, modalidad o tarifa dentro de las establecidas por las empresas y aprobadas oficialmente, así como todo cuanto atañe a los contadores, estableciéndose las tarifas máximas por el alquiler de los mismos.

2.4.20.- ORDEN PARA LA INTERPRETACIÓN DEL REGLAMENTO SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (1932)

El auge de las instalaciones eléctricas y su conllevado aporte de legislación, provoca los primeros conflictos para la interpretación de la reglamentación publicada [108].

Una de estos primeros conflictos sobre la interpretación de la legislación, es el recurso que la Jefatura industrial de Jaén hace al Ministerio de industria sobre la interpretación del art. 16 del Reglamento de Instalaciones Eléctricas.

En concreto el recurso de interpretación es sobre la diferencia de criterio entre la Jefatura de Industria de la mencionada provincia y la Jefatura de Obras Públicas, para la autorización de una línea de transporte de energía eléctrica a la tensión de 70.000 voltios, que una la línea de La Carolina a Villanueva de Córdoba con la central de Vatodano.

2.4.21.- REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RECEPTORAS (1933)

Apenas han pasado dos años del anterior Reglamento sobre verificaciones eléctricas, cuando el 9 de Diciembre aparece publicado en la Gaceta de Madrid un Decreto [109] sobre el **“Reglamento de verificaciones eléctricas y de regularidad en el suministro de energía”**.

En la exposición de motivos del mismo dice, *“el continuo desarrollo de las aplicaciones eléctricas obliga a revisar periódicamente los Reglamentos sobre la materia, bien para recoger aspiraciones de productores y consumidores expuestas directamente ante este Ministerio, bien para armonizar la orientación de las múltiples disposiciones que, al resolver casos particulares, van formando nuevo cuerpo de legislación”*

En este nuevo Reglamento aparecen perfectamente clasificadas las distintas materias que contiene, teniendo especial interés en las disposiciones sobre venta y consumo de lámparas incandescentes. Al mismo tiempo se unifican los modelos de contratos o pólizas para suministros eléctricos, quedando redactada la póliza oficial, que es de

obligado cumplimiento. También se aclara con precisión, la facultad de los abonados a elegir la forma, modalidad o tarifa dentro de las establecidas por las empresas y aprobadas oficialmente, así como todo cuanto atañe a los contadores, estableciéndose las tarifas máximas por el alquiler de los mismos.

Con un total de dos títulos, noventa y cuatro artículos divididos en siete capítulos, dos disposiciones transitorias y un anexo con el modelo de póliza y sus cláusulas, entra en vigor este nuevo Reglamento.

El Ministerio de Industria ve necesario la modificación del Reglamento de instalaciones eléctricas interiores de 1931. Para ello, abre un periodo de información pública para que las entidades, corporaciones y particulares interesados, pudieran concurrir por escrito manifestando su opinión.

2.4.22.- MODIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN DEL REGLAMENTO DE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS (1935)

El alto número de instalaciones eléctricas que había en España en 1936 y la apuesta de la industria por este tipo de energía, con el consiguiente consumo de electricidad por grandes máquinas. Hace que las empresas productoras y distribuidoras de electricidad sufran grandes perturbaciones, con los consiguientes problemas técnicos para la producción y distribución de la energía con calidad. Por ello, recurren al Ministerio de Industria para que este legisle sobre las perturbaciones originadas por el excesivo fraude en el uso de la energía eléctrica.

El 20 de Septiembre de 1935, el Ministerio de Industria publica el Decreto [110] por el cual se modifica y amplía el Reglamento sobre Verificaciones Eléctricas de 1933.

2.4.23.- MODIFICACIÓN REGLAMENTO DE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS (1936)

El Gobierno continúa su lucha contra el fraude en el uso de la electricidad, si hace apenas unos meses modificaba el Reglamento de Verificaciones Eléctricas de 1933, en julio de 1936 y mediante un Decreto, anula la modificación anterior y modifica algunos artículos del citado Reglamento.

“La urgente necesidad de atender a las perturbaciones que el excesivo fraude de energía eléctrica venía causando en las instalaciones productoras y distribuidoras de electricidad, dificultando, cuando no impidiendo, por cargas anormales en las líneas de conducción, la debida regularidad en los servicios prestados por las empresas. Cuya comprobación e inspección debe realizar el Estado con la ecuanimidad que reclama su alta misión tutelar y el respeto a los legítimos intereses de los consumidores y suministradores de energía.”

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A fin de evitar toda confusión en tan importante materia, ha procedido anular el Decreto de 18 de Septiembre de 1935 [110] y substituirlo por el presente que viene a ser una aclaración y modificación del que queda anulado”.

Este nuevo Decreto [111] de fecha 18 de Julio de 1936, modifica diez artículos e introduce nuevas metodologías de cálculo para cuantificar la penalización por el fraude cometido.

2.4.24.- ORDEN DISPONIENDO LA RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DEL REGLAMENTO DE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS Y REGULARIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA (1938)

Las sucesivas modificaciones del Reglamento de Verificaciones Eléctricas, hacen que mediante Decreto [112] del 16 de abril de 1938, el Ministerio de Industria *“en la necesidad urgente de revisar y unificar cuantas disposiciones legales regulan la prestación y contratación de servicios eléctricos, aconseja que, en breve plazo, sean recopiladas aquellas que fueron dictadas en relación al articulado del Reglamento de Verificaciones Eléctricas y regularidad en el Suministro Eléctrico. Redactándose y publicándose nueva edición de dicho Reglamento”.*

2.4.25.- CREACIÓN DEL INSTITUTO NACIONAL DE INDUSTRIA INI (1941)

Después de finalizada la Guerra Civil Española y con intención de promover el fomento y resurgimiento del sector industrial en España. Y a petición del propio Francisco Franco, el 25 de Septiembre de 1941 [113] y mediante una Ley, se crea el Instituto Nacional de Industria (**INI**). Cuya finalidad y según el artículo uno de esta Ley es: “Propulsar y financiar, en servicio de la nación, la creación y resurgimiento de nuestras industrias” (...)



Fotografía 16. Camión Pegaso II, fabricado en 1951 por ENASA. Fuente. INI.

2.4.26.- CREACIÓN DE UNIDAD ELÉCTRICA S.A. (1944)

En 1944 y por iniciativa de 18 empresas eléctricas del país, nace Unidad Eléctrica, S.A., para hacer frente a las difíciles circunstancias por las que atravesaba el abastecimiento eléctrico español en aquella época.

El fuerte crecimiento de la demanda de electricidad que tuvo lugar en aquellos

años, los problemas que tenía el país para disponer de bienes de equipo y materiales necesarios para construir nuevas centrales y atender así ese aumento del consumo y la intensa sequía registrada en 1944-45, que afectó considerablemente a un parque de generación con predominio hidroeléctrico, hizo que los empresarios eléctricos se plantearan la necesidad de coordinar la utilización de las instalaciones y recursos eléctricos existentes.

Gracias a ello se desarrolló en aquellos años un papel primordial en la coordinación de las centrales eléctricas existentes en las diferentes zonas del país para intercambiar energía y así conseguir un reparto adecuado a la electricidad disponible.

2.4.27.- INSTRUCCIONES Y REGLAMENTO SOBRE INSTALACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE CENTRALES ELÉCTRICAS, LÍNEAS DE TRANSPORTE Y ESTACIONES TRANSFORMADORAS (1949)

Una vez puesto en marcha el Plan de Industrialización del país, el crecimiento de las instalaciones de consumo eléctrico, sufren un gran aumento. Para ello se instalan nuevas centrales eléctricas de producción, y a su vez, nuevas líneas de transporte, a más elevada tensión y potencia.

El Reglamento de Instalaciones Eléctricas de 27 de Marzo de 1919^{xxiii}, se había quedado obsoleto. A pesar de que el 20 de Julio de 1931 y mediante Orden Ministerial [114], se había aprobado un proyecto de reglamento, que aun sin haber sido aprobado oficialmente y definitivamente, se usó en algunas obras, por la necesidad de utilizar unas normas más en consonancia con las condiciones técnicas del momento. El Ministerio de Industria, ante las reiteradas exposiciones de diversas entidades que se dedican a la producción y transporte de energía eléctrica, ve la imperiosa necesidad de redactar un nuevo Reglamento.

“En consecuencia este Ministerio ha dispuesto aprobar las adjuntas instrucciones y reglamento, que contiene además, normas para la instalación y funcionamiento de centrales eléctricas, líneas de transporte de energía y estaciones transformadoras, y que serán de aplicación para las nuevas industrias de producción, transporte y distribución de electricidad, y para las ampliaciones de transformación de las existentes”.

Este nuevo reglamento fue aprobado el 23 de febrero de 1949 y publicado el 10 de Abril de 1949. [115]

2.4.28.- ORDENACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA Y PRIMERA REGULACIÓN DE TARIFAS (1951)

^{xxiii} Previo, se publicó pero con carácter provisional un Reglamento de instalaciones eléctricas. [380]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las consecuencias de la Guerra Civil Española al igual que en otros sectores, dejó su huella en el sector eléctrico. La falta de capacidad de las redes, con la consiguiente falta de suministro, así, como la congelación de tarifas, y la falta de legislación. Llevó al Gobierno a actuar ante la evidencia de falta de suministro.

El primer paso en la implantación de las **Tarifas Tope Unificadas** se dio con la publicación del Decreto [116] de 12 de enero de 1951, publicado en el B.O.E. de 2 de Febrero de 1951. En la exposición de motivos, se incluye un diagnóstico de los problemas del sector eléctrico y los criterios básicos que se proponía seguir la regulación para solucionarlos.

- El primer problema a resolver estribaba en la situación confusa de las tarifas. En general, los precios vigentes hasta 1933, debidos al «juego de la oferta y la demanda» entre las empresas productoras, las distribuidoras y los consumidores finales, resultaban inferiores a las tarifas máximas autorizadas hasta entonces a las empresas eléctricas. Desde 1933 no se había autorizado ningún aumento, al menos con carácter general, y las empresas habían procedido a cubrir la diferencia entre los precios aplicados y los máximos permitidos con objeto de aumentar la recaudación. En consecuencia, se había roto «en esta forma el equilibrio o proporción establecido a lo largo del tiempo entre los distintos tipos de consumo... creándose con ello una situación que afecta de manera muy variable a los distintos sectores económicos».
- El segundo gran problema del momento era «la repercusión sobre el conjunto de los consumidores del incremento en volumen y coste de la producción de energía de origen térmico». Se trataba de una modalidad de generación de energía más costosa que la hidráulica, pero que por entonces era absolutamente imprescindible para cubrir el déficit energético.

2.4.29.- TARIFAS TOPES UNIFICADAS DE ENERGÍA (1952)

El Decreto de 14 de noviembre de 1952 por el que se implantan a partir del 1 de enero de 1953 las tarifas tope unificadas de energía eléctrica, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto de 12 de enero de 1951.

Mediante este Decreto [59] *“se aprueba el cuadro en que figuran los coeficientes y valores iniciales, que previamente definidos en el Decreto de 12 de Enero de 1951, han de introducirse para la deducción de las tarifas tope unificadas para la venta de energía eléctrica, que empezara a regir en primero de enero de mil novecientos cincuenta y tres”*.

“Aplicando los valores que figuran en el artículo anterior, el Ministerio de Industria aprobará las condiciones de venta de energía eléctrica, según las tarifas tope unificadas

correspondientes a las diferentes modalidades de los respectivos suministros y también determinara cada seis meses el valor y aplicación del complemento que ha de atender a las compensaciones reglamentadas”.

2.4.30.- REGLAMENTO DE VERIFICACIONES ELÉCTRICAS Y REGULARIDAD EN EL SUMINISTRO (1954)

Mediante Decreto [117] de 12 de Marzo de 1954, se aprueba el nuevo Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía. La argumentación de motivos para este nuevo Decreto es literalmente la siguiente:

“El artículo segundo del Decreto del Ministerio de Industria y Comercio de 12 de enero de mil novecientos cincuenta y uno, encomendó a dicho departamento la redacción de un texto unificado a promulgar por Decreto, del Reglamento de < Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía> a cuyo fin se partiría del vigente aprobado en cinco de diciembre de mil novecientos treinta y tres, introduciendo en el las modificaciones a que se pudieran dar lugar la nueva redacción que se aprobaba...”

“Cumplida, pues, por el Ministerio de Industria la tramitación a que le obliga el artículo segundo del Decreto de doce de enero de mil novecientos cincuenta y uno, y con vista de los informes emitidos por el Consejo Superior de Industria y por la Comisión Permanente Española de Electricidad, se han recogido en el nuevo texto unificado los preceptos vigentes que continúan en aplicación...”

2.4.31.- REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN (1955)

El Reglamento [118] de Instalaciones Eléctricas Receptoras, aprobado en 1933, fue expuesto a información pública durante un periodo de tres meses, siguiendo la Orden Ministerial de diecisiete de enero de mil novecientos cincuenta y dos. El objeto de esta exposición era oír a cuantas entidades oficiales o particulares creyesen oportuno concurrir, aportando sus propuestas en relación con las materias de aquel Reglamento.

De esta exposición se recaba una copiosa información, que, *“estudiada por el Consejo Superior de Industria, ha dado lugar a la redacción de un nuevo proyecto de Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión, en él se han recogido cuantas indicaciones estaban en consonancia con el actual de la técnica”.*

El mencionado proyecto fue sometido a informe de la Comisión Permanente Española de Electricidad, la cual emitió un informe favorable.

“En consecuencia, de conformidad con el dictamen emitido por el Consejo de Es-

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

tado, a propuesta del Ministerio de Industria y previa deliberación del Consejo de ministros...”

El reglamento fue publicado en el B.O.E. el día 20 de Julio de 1955.

En cuanto a la **Calidad del Suministro** de energía eléctrica a los usuarios y como novedad, la redacción de este nuevo reglamento y en su artículo 27, hace mención a las máximas caídas de tensión permitidas.

“la sección de los conductores ha de ser tal que dentro de los límites impuestos por la densidad de corriente admitida en el art. 12, la caída de tensión en las instalaciones, medida desde las cajas generales de protección hasta los contadores de los distintos suministros, no sea mayor de 1,5 por 100, y desde los contadores a los receptores, otro 1,5 por 100”.

2.4.32.- LEY SOBRE ENERGÍA NUCLEAR (1964)

En mil novecientos cincuenta y uno, se crea la Junta de energía Nuclear [119] [120], esta proyecta su labor como centro de investigación, como órgano asesor del Gobierno, como instituto encargado de los problemas de seguridad y protección, contra el peligro de las radiaciones ionizantes y como impulsora del desarrollo industrial, relacionado con la aplicación de la energía nuclear.

Mediante la Ley 25/1964 [121] de 29 de Abril, publicada en el B.O.E. nº 107, de 4 de Mayo de 1964. Se dan los instrumentos en materia de legislación, y esta Ley recoge los principios actualmente vigentes sobre Energía Nuclear y protección contra el peligro de las radiaciones ionizantes y los desarrolla y amplía para lograr mayor flexibilidad en la aplicación y para contribuir al fomento de sus aplicaciones pacíficas.

En su primer artículo dice:

“Artículo 1. La presente Ley tiene por objeto:

- a) Fomentar el desarrollo de las aplicaciones de la energía nuclear en España y regular su puesta en práctica dentro del territorio nacional.*
- b) Proteger vidas, salud y haciendas contra el peligro derivados de la energía nuclear y de los efectos nocivos de las radiaciones ionizantes.”*

2.4.33.- SE ENCARGA A UNESA EL PRIMER PEN (1968)

El conflicto Árabe - Israelí y en concreto su tercera guerra, llamada de los “seis

días” en 1967, tuvo como fenómeno mundial, la subida de los precios del petróleo. Poniendo de manifiesto la gran fragilidad del sistema energético Español. La Excesiva dependencia del petróleo que tenían las industrias en España hizo que aumentaran los precios de producción, con la consiguiente pérdida de competitividad y el aumento de los precios de los productos manufacturados.

Para evitar esta situación el Gobierno decidió emprender acciones para modificar la situación de los mercados energéticos. Para ello el Gobierno decide diseñar una estrategia planificadora para modificar estos mercados, en la oferta y en la demanda. Para ello encarga esta planificación a **UNESA**.

2.4.34.- REGLAMENTO TÉCNICO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN (1968)

Empieza la exposición de motivos de este nuevo Reglamento diciendo lo siguiente:

“El continuo avance de la técnica en la construcción de líneas aéreas de transporte de energía eléctrica de alta tensión, basado en la experiencia adquirida y en las continuas investigaciones que sobre esta materia se realizan, exige una modificación de las normas que la Administración fijó en su día para su construcción, dictando otras que responden a la nueva situación que esos avances técnicos han creado, tanto en la parte puramente constructiva, como en la que se refiere a la seguridad de personas y cosas”.

Este nuevo Reglamento es fruto del trabajo conjunto de los Ministerios de industria y de Obras Públicas. Que ya empezaron su colaboración con la refundición en 1964 de las disposiciones vigentes en ambos Ministerios sobre las líneas eléctricas aéreas.

El presente Reglamento [122] se redacta conjuntamente por los servicios técnicos de los citados Ministerios y aprobado mediante Decreto el 28 de Noviembre. Este Reglamento establece las prescripciones técnicas que deberán cumplir las líneas eléctricas aéreas de alta tensión, entendiéndose como tales las de corriente alterna trifásica a 50 Hz. de frecuencia, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea igual o superior a 1 kV. Aquellas líneas en las que se prevea utilizar otros sistemas de transmisión o de energía (corriente continua, corriente alterna monofásica o polifásica, etc.) deberán ser objeto de una justificación especial por parte del proyectista, el cual deberá adaptar las prescripciones y principio básicos del presente Reglamento a las peculiaridades del sistema propuesto.

Quedan excluidas de la aplicación de las presentes normas, únicamente, las líneas eléctricas que constituyen el tendido de tracción propiamente dicho (línea de contacto) de los ferrocarriles u otros medios de transporte electrificados.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La entrada en vigor de este Decreto supuso la derogación del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión aprobado por Orden del Ministerio de Industria de 23 de febrero de 1949, y modificado por disposición de igual rango de 4 de enero de 1965.

2.4.35.- ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS BINOMIA (1971)

En Agosto de 1969 el Gobierno aprobó un Decreto [123] sobre tarifas eléctricas, modificando el actual sistema caracterizado por un mínimo de consumo y un término de potencia de energía diferenciado en bloques en bloques horarios con precios regresivos. El nuevo modelo que se pretende adoptar es el denominado de estructura binomia, en el que se aplica un término de potencia que es función de la potencia contratada y un término de energía proporcional al consumo registrado.

La finalidad de este Decreto y esta nueva estructura es lograr una mejor regulación del consumo y una repartición más equitativa de los costes de forma que el precio del servicio sea más aproximado a su coste real.

Este Decreto entra en vigor mediante la Orden de 31 de diciembre de 1970, publicada en el B.O.E. el 8 de Enero de 1971. [124]

*“Art. 1º. El precio del suministro de la energía eléctrica será la suma de dos conceptos: el sumando A, imputado a la Empresa vendedora y el complemento destinado a sufragar los gastos de **OFILE**.”*

$$\text{Precio} = A + \text{complemento OFILE}$$

El sumando A consta de dos partes:

$$A = A_p + A_e$$

- A_p = Representa el término de potencia y es proporcional a la potencia contratada por el usuario.
- A_e = Representa el término de energía y es proporcional a la energía consumida y medida por el contador A_e esta diferenciado en bloques de utilización horaria de la potencia contratada por el usuario.

El complemento correspondiente a **OFILE** se calculara según lo previsto en el art. Primero de la Orden ministerial de 23 de Diciembre de 1952, como un porcentaje sobre el sumando **A** imputado a la empresa vendedora y sobre las bonificaciones o recargos que por energía reactiva y por consumo en horas punta se aplique sobre dicho sumando.

2.4.36.- REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN (1973)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Reglamento para Baja Tensión [125], aprobado por Decreto de 3 de junio de 1955, exige una revisión para acomodarlo a las nuevas circunstancias, dado el desarrollo de las aplicaciones de la electricidad, la acusada tendencia al aumento de las potencias utilizadas por los consumidores y al uso cada vez más extenso de receptores eléctricos.

Por las razones anteriormente expuestas, este Decreto establece unas exigencias y especificaciones más rigurosas que garantizan la seguridad de las personas, el buen funcionamiento de las instalaciones, la fiabilidad y **Calidad de los Suministros** y contribuye a la simplificación e intercambiabilidad de los equipos y aparatos receptores, mejorando el rendimiento económico de su utilización. Los preceptos de este Reglamento se aplicarán a las instalaciones que distribuyan la energía en baja tensión, y serán exigibles en las instalaciones receptoras y en las generadoras de electricidad para el consumo propio, siempre que las características de la tensión utilizada correspondan a los límites determinados en este Reglamento.

Para dotar a esta normativa de la flexibilidad adecuada, se han reunido en el Reglamento las normas básicas de carácter general, que definen el ámbito y las características de las instalaciones electrotécnicas de baja tensión. Complementariamente, se han agrupado en unas instrucciones técnicas las normas de carácter concreto sobre instalaciones, materiales y equipos, adaptadas al estado actual de la ciencia electrotécnica y a su previsible y próximo desarrollo.

En cuanto a la **Calidad del Suministro** de energía eléctrica, la redacción del presente reglamento no especifica nada, salvo en su art. 4 en donde se considera que efectos de aplicación del reglamento, las instalaciones eléctricas de baja tensión se clasifican, según las tensiones nominales que se les atribuye, en la forma siguiente:

	c. a. (Valor eficaz)	c. c. (Valor medio aritmético)
Pequeña tensión ...	$U_n \leq 50 \text{ V}$	$U_n \leq 75 \text{ V}$
Tensión usual	$50 < U_n \leq 500 \text{ V}$	$75 < U_n \leq 750 \text{ V}$
Tensión especial ..	$500 < U_n \leq 1.500 \text{ V}$	$750 < U_n \leq 1.500 \text{ V}$

Las tensiones nominales se normalizan en los valores siguientes:

Continua V	Monofásica V	Trifásica V
110	110	127 entre fase y neutro.
220	220	220 entre fase y neutro.
		220 entre fases.
		280 entre fases.
		440 entre fases.

Figura 55. Clasificación de la tensión por el reglamento de baja tensión de 1973.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“De entre estas tensiones nominales normalizadas se califican como preferentes la de 380 V entre fases y la de 220 V entre fase y neutro”

A partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, con su publicación en el B.O.E. el día 9 de Octubre de 1973 [125], queda derogado el Reglamento Electrotécnico aprobado por Decreto de 3 de junio de 1955 [118].

2.4.37.- IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA INTEGRADO DE FACTURACIÓN ELÉCTRICA (1973)

El vigente Decreto de 1951 sobre ordenación en la distribución de energía eléctrica y establecimiento de tarifas aplicadas, había cumplido su función hasta la fecha. Pero en el periodo de tiempo transcurrido desde su aprobación, se ha desarrollado fuertemente la capacidad de producción, especialmente las de origen térmico. Lo que ha permitido pasar de un abastecimiento restringido y difícil cuando la cantidad de agua era escasa, a un servicio seguro y eficaz.

Sin embargo, el desarrollo del país y la consiguiente progresiva insuficiencia de los recursos hidroeléctricos para atender el fuerte incremento experimentado por la demanda, unidos al progreso tecnológico de esta actividad industrial, han producido variaciones importantes, que afectan a la estructura de la producción que, de ser predominantemente hidroeléctrica, está pasando a tener un predominio de origen térmico.

Esta evolución en el panorama de producción eléctrica de España, ha dado lugar a un considerable incremento de las obligaciones de **OFILE**, por lo que ha sido preciso aumentar la cuantía del complemento denominado “*r*”, en la fórmula de las tarifas eléctricas binomias.

Todo esto hace que se produzca una cierta descompensación entre las retribuciones a la productora y a la distribución eléctrica, al variar los términos “*A*” y “*r*” de la citada fórmula.

Ante esta situación el III Plan de Desarrollo Económico y Social señala, entre las orientaciones que habrán de seguir en el desarrollo y ordenación del sector energético, “*que se suprimirán en el más breve plazo posible las actuales primas y compensaciones de OFILE*”.

Este nuevo Decreto de 21 de Diciembre de 1972 [126], publicado el 15 de Enero de 1973, inicia la normativa para la supresión de las actuales primas y compensaciones, definiendo para ello al Sistema Integrado de Facturación de Energía Eléctrica, cuyo objeto es facilitar a las empresas Eléctricas la adaptación de su estructura técnica, económica y financiera a la nueva situación de subsector, evitando que puedan originarse distorsiones como consecuencia de la aplicación de unas primas y compensaciones que, si

bien han producido efectos beneficiosos en su momento, están ocasionado distorsiones en la estructura del sistema de producción y de distribución, que se acentuaran en el futuro, de no tomarse las medidas adecuadas.

2.4.38.- SE CREA EL IDAE (1974)

En 1974 nace como Centro de Estudios de la Energía y se caracteriza por ser un centro directivo de la Administración del Estado sin autonomía financiera. Sus áreas de actuación son las siguientes:

- Ejecución de estudios sectoriales en la industria.
- Definición de medidas técnicas de conservación de la energía.
- Promoción de las energías renovables.
- Acciones de carácter normativo.

En 1984 pasa a denominarse Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, **IDAE**, convirtiéndose en Organismo Autónomo con autonomía técnica, cuyas funciones pasan a ser las siguientes:

- Auditorías y diagnósticos energéticos.
- Planes de electrificación rural.
- Pre diagnóstico y asesorías en diversificación y ahorro energético.
- Administración de fondos para subvenciones de acciones incentivadas.

Ya en 1986 se convierte en Sociedad Estatal con capacidad para prestar los siguientes servicios técnicos y financieros:

- Acciones de mejora de la eficiencia energética.
- Planificación e implantación de energías renovables.
- Actuaciones en el mercado para promover el ahorro y la diversificación de la energía.

En 1999 sufre otro cambio y establece como Entidad Pública Empresarial con autonomía financiera y tiene las siguientes competencias:

- Mejorar la eficiencia energética y fomentar la implantación de las energías renovables.
- Dinamizar el mercado mediante la prestación de servicios técnicos y financieros para proyectos de innovación que, además, sean replicables.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Plasmar mediante acciones la política de eficiencia energética y desarrollo de las energías renovables del Ministerio de Industria y Energía, hasta la creación del Ministerio de Ciencia y Tecnología en 2000, que es el Ministerio del que depende el IDAE hasta julio de 2002.

En el año 2002 cuando el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, con fecha del 26 de julio y por Real Decreto 777/2002 [127] queda adscrito al Ministerio de Economía, a través de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa.

La última variación sufrida por este organismo es en 2011 donde por Real Decreto 1887/2011 [128], de 30 de diciembre, el **IDAE** queda adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través de la Secretaría de Estado de Energía. Su actual Presidente es Alberto Nadal Belda.

2.4.39.- APROBACIÓN DEL PRIMER PLAN ENERGÉTICO NACIONAL (1975)

El primer plan energético nacional fue aprobado por el Parlamento español en 1975. Entre sus objetivos básicos se encuentran los siguientes:

- Moderación efectiva de los incrementos del consumo de energía.
- Máxima utilización de las energías de origen nacional.
- Obtención de una diversificación efectiva, dentro de lo posible, del suministro de todas las fuentes disponibles de energía, incluida la nuclear.
- Potenciación de los esfuerzos dirigidos a hacer posible el aprovechamiento de nuevas fuentes de energía.
- Entre sus objetivos también contempla que la estructura de la oferta energética deberá condicionarse a las siguientes directrices:
- Disminuir la participación del petróleo hasta niveles tan próximos al 50% como sea posible, sustituyendo consumos no específicos de productos petrolíferos por otras energías.
- Incrementar el consumo de gas natural de forma que su aportación pueda alcanzar una cifra superior al 6% de las necesidades totales de energía primaria.
- Desarrollar la producción de energía hidráulica, tomando en consideración la prioridad de otros usos del agua y la función eminentemente reguladora de esta energía.
- Acelerar la realización de los planes elaborados para que la producción española de carbón duplique su tonelaje en los próximos diez años e in-

cremente su participación del carbón con importaciones complementarias. A la vez deberá facilitarse la utilización en aquellos sectores industriales en los que resulte técnicamente posible sustituir consumos de productos petrolíferos y que cuenten con la infraestructura necesaria para su recepción.

- Promover y fomentar la prioritaria utilización de nuevas energías, y en especial la solar, el aprovechamiento de los residuos y las energías geotérmicas y eólicas. De forma que su participación vaya incrementándose en la medida que lo permitan sus condiciones técnicas y económicas.
- Incrementar la aportación de la energía nuclear a nuestro abastecimiento, de forma que cubra el déficit de suministro ocasionado por la limitación física de las posibilidades de otras fuentes de energía de origen interior.

2.4.40.- SEGUNDO PEN (1979)

La gran crisis energética de 1977, tuvo una especial relevancia en España, debido al excesivo consumo de energía, al poco uso de las energías primarias, a la importación de energía y a la escasez de recursos energéticos nacionales.

Todo lo detallado anteriormente hace que el Ministerio de Industria decida llevar a cabo la redacción de un nuevo Plan energético Nacional, que con la llegada del nuevo régimen político, este documento es redactado por el Gobierno y elevado al Parlamento.

El **PEN** de 1978, fue aprobado por el Parlamento en 1979, para el periodo 1978-1987.

Este nuevo **PEN**, tiene como principales objetivos los siguientes:

- Fomentar los sistemas productivos menos consumidores de energía.
- Incrementar la producción de régimen nuclear.
- Aprovechar al máximo los recursos autóctonos.
- Políticas de ahorro energético, para reducir la demanda en un 10%.
- Establecer un programa para la construcción acelerada de Centrales Térmicas de Carbón.
- Impulsar la investigación y el desarrollo de las fuentes de energía renovables.

2.4.41.- REGULACIÓN DE LA OFICINA DE COMPENSACIONES DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA OFICO (1979)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Oficina de Compensaciones Económicas [129] del Energía Eléctrica, fue creada por el Decreto de veintiuno de Diciembre de 1972, por el que se aprobaban las bases del sistema integrado de facturación eléctrica aplicable a las empresas que facturan según tarifas tope unificadas.

Por orden emanada del Ministerio de Industria, en Septiembre de 1973, se aprueban las ordenanzas de **OFICO**, en las que se regula sus normas de actuación y organización interna.

El Real Decreto 2194/1979, de fecha 3 de Agosto, y publicado en el B.O.E. del día 19 de septiembre de 1979, y después de transcurridos unos años desde la creación de **OFICO**, trata sobre la regulación de esta Oficina de compensación. En concreto este Real Decreto, se estructura en catorce artículos.

2.4.42.- CREACIÓN DE ASELETRICA (1980)

En julio de 1979, el pleno del congreso de los diputados aprobó una resolución sobre el plan energético nacional que, en su capítulo IV, establece que se propiciara una asociación de todas las empresas del sector eléctrico, a fin de obtener la mejor utilización y distribución de los recursos de energía disponibles, asociación que estará facultada para dar instrucciones a las empresas, respecto de la mejor utilización de los medios de generación y transporte y sobre cuya actuación intervendrá un delegado del gobierno con capacidad para impartir instrucciones vinculantes para el consejo de la asociación y con derecho de veto para cuantos acuerdos considere lesivos para los intereses públicos.

Cumplimentando la citada resolución se lleva a cabo la aprobación del Real Decreto 926/1980, mediante el cual se lleva a cabo la constitución de una asociación de empresas para la explotación del sistema eléctrico (**ASELETRICA**) [130]. Esta asociación debe asumir las funciones actualmente encomendadas al repartidor central de cargas (**RECA**), según lo dispuesto por las órdenes del ministerio de industria de treinta y uno de julio de mil novecientos setenta y nueve y de veintitrés de diciembre de mil novecientos setenta y dos, así como por otras disposiciones de naturaleza orgánica.

Para actuar cerca de la citada asociación en el ámbito de las funciones que se le encomienden se crea un delegado del gobierno que con objeto de conseguir la más óptima conjunción de cuantas funciones públicas se refieren a la explotación del sistema eléctrico, y sin perjuicio de que sea nombrado por el gobierno, se relacionara con el ministerio de industria y energía, a través de la comisaria de la energía y recursos minerales, de quien recibirá las directrices que corresponda impartir a los órganos de la asociación.

2.4.43.- LEY SOBRE CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA (1981)

El 27 de Enero de 1981, se publica la Ley 82/1980, de 30 de Diciembre, sobre Conservación de Energía [67]. Según la mencionada Ley, esta surge para establecer las normas y principios básicos, así como los incentivos, para potenciar las acciones encaminadas a la consecución de los siguientes fines:

- a) Optimizar los rendimientos de los procesos de transformación de la energía, inherentes a sistemas productivos o de consumo.
- b) Potenciar la adopción de fuentes de energía renovables, reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos y en general la dependencia exterior de combustible.
- c) Promover la utilización de energía residuales de procesos industriales, así como la reducción de pérdidas, gastos e inversiones en transporte de energía.
- d) Analizar y controlar el desarrollo de proyectos de creación de plantas industriales de gran consumo de energía, según criterios de rentabilidad energética a nivel social.
- e) Regular las relaciones entre los autogeneradores y las compañías eléctricas distribuidoras.
- f) Fomentar las acciones técnicas y económicamente justificadas, encaminadas a reducir la dependencia energética exterior.

En su veintena de artículos y sus dos disposiciones tanto adicionales como transitorias, recoge los tipos de acción preferentes para la consecución de los fines marcados, el tipo de incentivos en calidad de subvención y quien se puede acoger a ellos.

La Ley sobre conservación de la energía, es en gran medida y siguiendo las líneas del anterior *PEN*, una de las pioneras en cuanto al desarrollo de las energías renovables.

2.4.44.- REGLAMENTO SOBRE CONDICIONES TÉCNICAS Y GARANTÍAS DE SEGURIDAD EN CENTRALES ELÉCTRICAS, SUBESTACIONES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (1982)

El paso de los años, el crecimiento del consumo eléctrico, los avances técnicos y la innovación, hacen que el Reglamento de Centrales Eléctricas y Centros de Transformación de 1949 se haya quedado anticuado. Por esta razón y como viene siendo habitual con los Reglamentos, por exigencias de la evolución, el ministerio de Industria aprueba el Real Decreto 3275/1982 [131] de 12 de Noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Durante estos últimos años el incremento de la potencia eléctrica instalada ha crecido considerablemente, aumentando las potencias de cortocircuito con mayor exigencia en los condicionamientos técnicos para el correcto funcionamiento de este tipo de instalaciones.

“Todo ello ha obligado a revisar las prescripciones técnicas sobre protecciones, instalaciones de puesta a tierra, aparatos de maniobra, aislamientos, etc., en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y otras instalaciones de corriente alterna con tensión nominal superior a un kV”

“Además, con objeto de facilitar la adaptación a las normas técnicas contenidas en este Reglamento al futuro progreso tecnológico, se ha seguido la norma de incluir en el Reglamento, propiamente dicho, las prescripciones de carácter general, encomendando al Ministerio de Industria y Energía las instrucciones técnicas complementarias necesarias”

En su capítulo I sobre las disposiciones generales y en su primer artículo, dice lo siguiente:

“El presente Reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y garantías técnicas a que han de someterse las instalaciones eléctricas de más de 1.000 voltios para:

- 1. Proteger las personas y la integridad y funcionalidad de los bienes que pueden resultar afectados por las mismas instalaciones.*
- 2. Conseguir la necesaria regularidad en los suministros de energía eléctrica.*
- 3. Establecer la normalización precisa para reducir la extensa tipificación que existe en la fabricación de material eléctrico.*
- 4. La óptima utilización de las inversiones, a fin de facilitar, desde el proyecto de las instalaciones, la posibilidad de adaptarlas a futuros aumentos de carga racionalmente previsibles.”*

El Real Decreto 3275/1982 [131], es publicado el uno de diciembre de 1982. Posteriormente en Enero de 1983, se hace sobre el mismo una corrección de errores, pasando a Agosto de 1984 donde son aprobadas sus Instrucciones Técnicas complementarias.

2.4.45.- LEY SOBRE EXPLOTACIÓN UNIFICADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (1984)

Hasta la fecha, España había conseguido una red de transporte de energía bastante extensa, actuando la misma como nexo de unión entre los generadores, distribuidores y consumidores. Pero desde el origen de los principios, presentaba un problema, y

era que históricamente la agregación al sistema de las explotaciones se basaba en criterios de optimización individual por parte de las empresas.

Para ello, sale a la luz la Ley 49/1984 [132], sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional, publicada en el B.O.E. del 29 de Diciembre de 1984.

En unos de sus primeros párrafos, deja bien claro el objetivo de la mencionada Ley:

“Superar los criterios individuales de las empresas en la explotación del sistema eléctrico, con criterios de optimización global, es el objeto de la presente Ley, para lo cual establece e introduce los necesarios instrumentos institucionales y legales”

La Ley 49/1984 [132], consta de nueve artículos, dos disposiciones transitorias y una disposición final. Contemplando la mencionada Ley en su anexo único, el alcance actual de la red de alta tensión. Un listado de todas las redes en servicio de 400 kV, 220 Kv, subestaciones y parques en servicio, así como las nuevas extensiones de redes previstas y la construcción de nuevos parques y subestaciones. En esos momentos España dispone de una red de transporte a 400 kV, con una longitud de 3.728 km y una longitud en circuitos de 4.76 km.

2.4.46.- TERCER PEN (1983)

Apenas han transcurrido seis años desde el anterior **PEN**, el cual tenía previsto mantenerse hasta 1987, pero en 1982 sufre su primera revisión para posteriormente y ya en 1983, ser modificado de nuevo por un nuevo PEN.

Los motivos que llevan a redactar un nuevo **PEN** son varios. Entre ellos, la decisión del nuevo Gobierno de adaptar el nuevo **PEN** a su programa electoral, muy ambicioso en ciertos aspectos energéticos. Como también el hecho de que ante las crisis del petróleo la mayoría de países del entorno de España, habían actuado con severidad y bajado su consumo de energía primaria en un 3%, mientras en España no se había reducido ese consumo, sino todo lo contrario, sufrió un aumento en torno al 1,5%.

Por estos y otros motivos, se empieza a redactar en 1983 un nuevo Plan Energético Nacional, el cual es aprobado por las Cortes Generales el 14 de Mayo de 1984.

El nuevo **PEN**, decidió la moratoria nuclear, anulando los proyectos de centrales nucleares que en aquel momento estaban en construcción, como la de Trillo II, Lemoniz y Valdecaballeros I y II. A consecuencia de ello crea la empresa estatal **ENRESA**, encargada de los residuos radiactivos y el desmantelamiento de las centrales nucleares.

Se estipula un crecimiento de la demanda de energía en un 3,5%, se configura un

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

programa para la construcción de centrales Térmicas de carbón y así potenciar el uso del carbón nacional. Y a su vez recoge los tres principios básicos sobre lo que debería girar el sector eléctrico en los próximos años:

- Planificación a medio y largo plazo de las instalaciones.
- Explotación unificada de los medios de producción y transporte.
- Un sistema de percepción de ingresos que garantizase la estabilidad financiera.

2.4.47.- SE CONSTITUYE REE (1985)

Siguiendo la Ley 49/1984 [132] y mediante Real Decreto 91/1985, publicado el 28 de enero de 1985, se Constituye la Sociedad estatal “Red Eléctrica de España” [133], que bajo la forma de sociedad anónima, tiene encomendada la gestión del servicio público de explotación unificada del sistema eléctrico nacional a través de la red de alta tensión y la ejecución de las funciones y actividades que dicha gestión conllevan.

La recién creada sociedad asume las funciones de **ASELÉCTRICA** y del **CECOEL**, instalándose en el municipio de Las Rozas y constituyéndose con un capital social inicial de 45.090 millones de pesetas. Con aportaciones del INI, y aportaciones patrimoniales de las empresas eléctricas.

Su primer presidente fue Paulina Beato, gran conocedora del mundo energético, y en especial del eléctrico. Y colaboradora en la redacción y elaboración del Plan Energético nacional.

2.4.48.- ENTRADA DE ESPAÑA EN LA CEE (1985)

El 28 de julio de 1977, Adolfo Suárez dirigió una carta a Henri Simonet, el entonces Presidente del Consejo de Ministros de la Comunidad Económica Europea, solicitándole la apertura de negociaciones para la adhesión de España a la **CEE**. La demanda de adhesión a la **CEE** (hoy Unión Europea), que culminó ocho años después, el 12 de junio de 1985, con la firma del Tratado de Adhesión en Madrid y la integración en la Comunidad Económica el 1 de enero de 1986.



Figura 23. Firma del Acta de Adhesión de España a las Comunidades Europeas. Se firmó en Madrid, el 12 de junio de 1985. Fuente: Archivo histórico Cortes Generales.

La incorporación de España a la **CEE**

supuso un reto importante para las industrias de España, por su falta de equipación, su baja productividad y sus altos costes de producción.

También supone un cambio en cuanto a la reglamentación de todos los sectores, incluido el sector eléctrico y energético. Debiendo adaptar nuestra normativa a las Directivas promulgadas por el Parlamento Europeo.

2.4.49.- NORMAS SOBRE LAS CONDICIONES DE LOS SUMINISTROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CALIDAD DEL SERVICIO (1986)

La aprobación de la Ley 26/1984, de 19 de julio, General para la defensa de consumidores y usuarios [134] [135], publicada por el Ministerio de consumo, así como por cuestiones técnicas, hacen necesario la modificación del Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el suministro de Energía de 1954. Haciendo especial hincapié, en la defensa de los consumidores de energía eléctrica.

El Real Decreto 1075/1986, de 2 de Mayo, y publicado en el B.O.E. del 6 de Junio de 1986, establece las nuevas normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de este suministro [136].

Modificando para ello el capítulo primero del título V del vigente Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el suministro de Energía [117], aprobado por decreto de 12 de marzo de 1954, que tendrá la redacción que figura en el anexo al presente real decreto. Y derogando los artículos 65 a 73, ambos inclusive, y la disposición transitoria del reglamento.

A partir de este Real Decreto, se establecen las condiciones mínimas en la que debe efectuarse el suministro de energía eléctrica:

Art. 65 2. "toda entidad distribuidora de energía eléctrica está obligada a mantener la tensión de servicio, para cada tensión nominal del suministro, dentro de unos límites máximos de variación del 7 por 100 de la nominal. el organismo de la administración pública competente en materia de energía en cada provincia cuidara de que en todo momento se mantengan las características de la energía suministrada dentro de los límites autorizados oficialmente, comprobando directamente tales características cuantas veces lo estime necesario, independientemente de las comprobaciones motivadas por solicitud de parte interesada.

3. la frecuencia nominal será en todos los casos de 50 hz. El ministerio de industria y energía establecerá, previo informe de la delegación del gobierno en la explotación del sistema eléctrico, las tolerancias admisibles en el sistema peninsular.

4. el ministerio de industria y energía podrá establecer instrucciones técnicas

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

complementarias de calidad del suministro en que se contemplen los fenómenos transitorios, la forma de la curva de tensión u otras perturbaciones, asimilando sus defectos a los de mantenimiento de tensión y continuidad del suministro.

Art. 66. Salvo causa de fuerza mayor, las empresas o entidades distribuidoras de energía eléctrica tienen la obligación de mantener permanentemente el servicio, cuando no conste lo contrario en los contratos de suministro, en las condiciones indicadas en el artículo anterior.

En cualquier caso, no se consideraran como casos de fuerza mayor los que resulten de la inadecuación de las instalaciones eléctricas al fin que han de servir, la falta de previsión en la explotación de las redes eléctricas o aquellos derivados del funcionamiento mismo de las empresas eléctricas.

El organismo competente de la administración pública velará por el cumplimiento de dicha obligación.

Las entidades distribuidoras podrán suspender temporalmente el servicio en alguna parte de la red cuando sea imprescindible para proceder al mantenimiento, reparación o mejora de la misma, pero deberán avisar, como mínimo, con veinticuatro horas de anticipación, directamente a los abonados en alta tensión, a los establecimientos públicos y a la autoridad competente, y por medio, como mínimo, de dos de los medios de comunicación de mayor difusión en la localidad, al resto de los abonados con la misma antelación.

*La suspensión temporal del servicio habrá de contar con la autorización expresa del organismo competente, quien podrá denegarla si no lo considerara imprescindible o existieran otras razones que así lo aconsejaran. Excepcionalmente, el citado organismo podrá autorizar la suspensión temporal del servicio obviando el procedimiento anterior si del cumplimiento del mismo se pudieran derivar riesgos indeseables a la seguridad de las personas o bienes o a la **Calidad del Servicio**.*

*Las suspensiones temporales a que se refiere el párrafo anterior no se consideraran deficiencias en la **Calidad del Servicio**, ni interrupciones de potencia a los efectos de facturación de los abonados acogidos al sistema de interrumpibilidad.*

Los cortes para reparaciones, en que no se hubieran observado las condiciones anteriores, se consideraran interrupciones del servicio a efectos de la valoración de la calidad del mismo.”

*En el Real decreto 1075/1986 [136], también se recoge la forma en que las empresas distribuidoras deberán efectuar la reducción correspondiente en la facturación de los abonados, por la mala **Calidad en el Suministro**.*

“1.1.4 La acumulación de tres o más deficiencias de calidad de las especificadas en 1.1.2 y 1.1.3 para un abonado, circuito o zona de suministro, alimentada por un mismo transformador, durante treinta días consecutivos, se considerara deficiencia del servicio

y tendrá como consecuencia, al margen de las sanciones administrativas y responsabilidades civiles o penales a que pudiera haber lugar, una reducción de la facturación de treinta días en el primer recibo siguiente, a razón de un 5 por 100 de la tarifa básica por la tercera deficiencia, más otro 3 por 100 adicional por cada una de las siguientes, con una reducción máxima del 50 por 100.

Esta reducción se aplicara al abonado en cuestión o, en su caso, a todos los abonados del circuito o de la zona de suministro afectada por las deficiencias, y se calculara del modo siguiente:

$$90 d=120 / p$$

Donde:

- *r = descuento en tanto por 100 aplicable a la facturación integra del recibo.*
- *d = número de deficiencias en treinta días si es superior a dos.*
- *p = número de días del periodo de facturación.*

2.4.50.- APROBACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE TARIFAS ELÉCTRICAS. MARCO LEGAL ESTABLE (1987)

La redacción de los diferentes Planes Energéticos Nacionales, en donde sucesivamente y uno tras otro, se plasmaba la idea principal de disminuir la enorme dependencia que España tenía del petróleo. Para eso y como marcan los diferentes PEN, se potencia la diversificación del parque generador, llevándose a cabo la construcción de centrales generadoras de todo tipo. Incluso se diseñó un marco para la generación de régimen especial.

Parejo a todo esto, el consumo de energía eléctrica no creció según lo previsto, por lo cual nos encontramos con parque eléctrico generador sobredimensionado y con una energía en régimen especial, que las distribuidoras estaban obligadas a adquirir a un precio fijado por el Gobierno.

Todo ello choca contra uno de los principio del **PEN** 1983, el de *“un sistema de percepción de ingresos que garantizase la estabilidad financiera, no solo para el conjunto del sector sino para cada una de las empresas que lo conforman”*.

Por ello el Gobierno aprueba el Real Decreto 1538/1987, de 11 de Diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio. Publicado en el B.O.E. de 16 de Diciembre de ese mismo año [137]. Entre los motivos que llevan a la redacción y aprobación de este Real decreto, figuran los siguientes:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“El suministro de energía eléctrica, como servicio público esencial para la economía nacional, debe realizarse de manera que coadyuve el cumplimiento de los objetivos básicos de política económica y energética del país.

El sector eléctrico requiere, para prestar adecuadamente el servicio público que tiene encomendado, la realización de un volumen de inversiones extraordinariamente elevado, en activos fijos, que se caracterizan por un largo periodo de construcción y una vida útil muy dilatada en el tiempo.

Su financiación exige una absorción de recursos financieros muy importante que debe ser cubierta tanto por fondos propios como por fondos ajenos y que debe ser compatible con la consecución y el mantenimiento del equilibrio económico y financiero de las Empresas que componen el sector.

Proporcionar un marco de referencia estable referido al sistema de ingresos de las Empresas que suministran energía eléctrica y especialmente de un componente básico de este sistema, la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste, posibilitando así la prestación del servicio en condiciones económicas adecuadas para los abonados finales, es el objeto del presente Real Decreto.

Su implantación permitirá atender a la necesidad de reducción de la incertidumbre, tanto en lo que se refiere a las decisiones públicas y privadas propias de la gestión de la actividad de suministro eléctrico, como en los aspectos derivados de la consecución de una financiación adecuada de los procesos inversores que ha abordado y deberá abordar el sector.

Las tarifas anuales y periodificación de los ingresos anuales, de ellas derivados, deben llevar implícito un sistema de incentivos capaz de inducir a las Empresas a llevar una gestión eficiente evitando sobrecostes en los procesos inversores y reunir las mejores condiciones de uniformidad en el tiempo posibles, de manera que a igual servicio corresponda igual repercusión en términos reales sobre los consumidores.”

El Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre año [137], establece el sistema para determinar la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio de suministro de energía eléctrica y proporciona, por tanto, un marco de referencia estable que reducirá la incertidumbre y facilitará una financiación adecuada de los procesos inversores que ha abordado y deberá abordar el sector. Este real Decreto que regula el sector eléctrico Español desde 1988 a 1997, se conoce con el nombre de **Marco Legal Estable**.

Con la publicación de este Real Decreto [137] la situación de cada uno de los agentes dentro del sistema queda de esta manera:

- **Generación:** Se reconoce el coste de generación asociado a cada tipo de fuente. Este coste incluye los costes de inversión de instalaciones, operación, mantenimiento y combustible gastado. Con esto las empresas generadoras se aseguraban la amortización a largo plazo de las instalaciones y también

obtiene un margen de beneficio por la actividad.

- **Transporte:** Con la creación dos años atrás de **REE**, este nuevo Real Decreto [137] introduce la completa nacionalización de la red de transporte de alta tensión.
- **Distribución:** Se reconoce a las empresas los costes para el desarrollo de su actividad, para el mantenimiento de las redes eléctricas.
- **Consumidores:** Se establece el concepto de tarifa integral, mediante el que se establece el precio que los consumidores tienen que pagar por la electricidad. Esta tarifa integral consiste en agrupar los costes totales previstos del sistema eléctrico y dividirlos por la demanda estimada para ese año. Entre los costes que se incluyen estaban los siguientes:
 - Costes de Red Eléctrica de España, para la operación del sistema.
 - Moratoria nuclear.
 - Coste del stock básico de uranio, etc.
 - Costes estándar de las empresas de distribución y generación.

Al final el consumidor final de energía, es el que asume todo el coste del sistema, eso sí, a unos precios regulados por el Gobierno. Y también se puede apreciar como las empresas eléctricas se aseguraban los costes de producción y las inversiones realizadas.

El 31 de Diciembre de 1987 se publica la primera Orden del Ministerio de Industria [138], regulando y fijando los valores estándar brutos y netos y la vida útil de las instalaciones de generación eléctrica.

2.4.51.- CUARTO PEN (1991)

A pesar de que aún faltaba un año para la finalización del **PEN** 1983, en Septiembre de 1991 el Ministerio de Industria presento un nuevo Plan Energético Nacional, para una vigencia de 10 años y que cubría toda la década de los 90 (**PEN** 1991-2000).

Para el desarrollo del cálculo de la demanda de energía en un futuro, se utilizaron tres modelos, el modelo Midas, el Medee-Eur y otro modelo de tipo econométrico. Los dos primeros modelos utilizados eran los utilizados por los servicios de planificación energética de la Dirección General de la comisión de la Unión Europea. Este nuevo Plan está en consonancia y es muy parecido a los planes energéticos elaborados por los países del área de la **OCDE**.

Este nuevo **PEN**, estima que la demanda de energía eléctrica crecería con una variación anual del 3,6%. Y entre los principales objetivos del nuevo PEN, destacamos los siguientes:

- Una minimización de los costes.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- El autoabastecimiento.
- La protección ambiental.
- La diversificación energética.

2.4.52.- LEY DE ORDENACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL LOSEN (1994)

Con la entrada de España en la **CEE**, se tiene que adecuar la legislación eléctrica a las directrices surgidas del seno de la **CEE** y a los procesos liberalizadores que en el ámbito de la energía eléctrica, habían surgido en otros países, y a su vez introducir en el sector nuevas medidas que facilitaran y promovieran la concurrencia y la competitividad.

Por ello se aprueba y publica la Ley 40/1994 [72], sobre Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional **LOSEN**. Siguiendo los principios que se detallan en su exposición de motivos:

“Es objetivo fundamental de la presente Ley garantizar la seguridad del suministro eléctrico, al menor coste posible y con una calidad adecuada. Con esta finalidad se establece la ordenación general y básica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, otorgando al funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional la máxima seguridad jurídica, al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1, 13.ª, 22.ª, 25.ª, de la Constitución [139], la consolidación de los principios básicos de regulación que han ido delimitando la normativa eléctrica, -obligación de suministro, planificación conjunta de las necesidades de capacidad a largo plazo, tarifa única y explotación unificada-, y el perfeccionamiento de determinados aspectos de ordenación, como el sistema de retribución de las empresas eléctricas y el proceso de integración de la energía eléctrica.

En esta dirección la Ley introduce elementos de concurrencia y competitividad en la implantación de nuevas instalaciones eléctricas y crea el sistema independiente, proporcionando un esquema que, mediante posteriores desarrollos reglamentarios, permitirá una evolución gradual del Sistema Eléctrico Nacional en consonancia con las pautas de desarrollo de los sistemas eléctricos de los países de nuestro entorno y del mercado interior de la energía.

La delimitación de las actividades que forman parte del negocio eléctrico introduce un mayor grado de transparencia y permite regular de manera distinta a aquellas que constituyen un monopolio natural y a las que pueden ejercerse en condiciones competitivas, así como establecer la remuneración más adecuada a cada una de ellas.

La trascendencia social y económica del suministro eléctrico ha justificado una intensa intervención administrativa, cuya finalidad última estaba constituida por la garantía de un suministro correcto y fiable, elemento esencial tanto para la actividad económica como para el logro de un mayor grado de bienestar social. Esta importancia ha llevado a numerosos ordenamientos jurídicos, desde el momento en que se generalizó esta forma de energía, a dotar de un marco reglamentario a las actividades eléctricas.”

En este sentido destaca por su importancia la Ley 49/1984, de 26 de diciembre [32], sobre Explotación Unificada del Sistema Eléctrico Nacional, que creó los instrumentos institucionales y legales precisos para la optimización global del sistema eléctrico, permitiendo unificar de forma continua las explotaciones eléctricas empresariales con criterios de eficiencia económica. Esta Ley, que definió y declaró servicio público de titularidad estatal la explotación unificada del sistema eléctrico, función hasta entonces realizada con escasa coordinación por las diferentes empresas eléctricas, supuso, además de una anticipación sobre iniciativas semejantes de diferentes países comunitarios y de la propia Comisión de la **CE**, un paso relevante en la organización del sistema eléctrico español.

Sin embargo, al no ser la finalidad de la Ley 49/1984 la regulación de todos los aspectos del sistema eléctrico [32], y dada la experiencia sobre el funcionamiento del mismo a partir de su entrada en vigor, se ha puesto de manifiesto la necesidad de una nueva iniciativa legal capaz de regular de una manera completa el suministro de energía eléctrica en su doble e inseparable vertiente de bien y de servicio, y de adoptar elementos dinamizadores basados en los más eficaces principios de competencia.”

A pesar de todo el carácter continuista de la **LOSEN**, la ambigüedad de sus preceptos y la gran complejidad para la implantación del modelo propuesto, limitaron su desarrollo reglamentario.

2.4.53.- CREACIÓN DE LA COMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (1994)

La Ley 40/1994, **LOSEN** [72] y expuesta en el punto anterior, crea una nueva figura dentro del panorama de la energía en España. Que viene a reflejarse en la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional.

“La Ley crea una Comisión del Sistema Eléctrico Nacional como ente regulador del Sistema, con el objeto de velar por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, para lo que garantiza la independencia de sus miembros”

Esta Comisión del sistema Eléctrico Nacional, son los pilares de la actual **CNE** y ahora **CNMC**.

2.4.54.- DIRECTIVA SOBRE NORMAS COMUNES PARA EL MERCADO INTERIOR DE ELECTRICIDAD (1996)

La Directiva 96/92/CE [140], aprobada por el Parlamento europeo y el Consejo de la Unión Europea, y publicada el treinta de Enero de 1997, en el Diario Oficial de las comunidades Europeas contempla las normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Se puede decir que tiene sus principios en *“El libro verde del Mercado interior de Energía”*, que salió a la luz en 1988. Y en la Directiva 90/547/CE relativa al tránsito

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

de la electricidad por las grandes redes [141].

Para ello se consideran varios factores entre los que destacan los siguientes:

“considerando que el establecimiento del mercado interior en el sector de la electricidad se revela particularmente importante para la racionalización de la generación, la transmisión y la distribución de la electricidad, al tiempo que se refuerza la seguridad del abastecimiento y la competitividad de la economía europea, respetando la protección al medio ambiente”

“considerando que el mercado interior de la electricidad debe realizarse de manera progresiva para que la industria eléctrica pueda ajustarse flexiblemente y racionalmente a la nueva situación, u para tener en cuenta la diversidad actual de la organización de las redes eléctricas”

En cuanto al ámbito de aplicación:

“Art. 1. La presente Directiva establece normas comunes en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad. Define las normas relativas a la organización y el funcionamiento del sector de la electricidad, el acceso al mercado, los criterios y procedimientos aplicables a las licitaciones y la concesión de autorizaciones, así como la exportación de las redes”

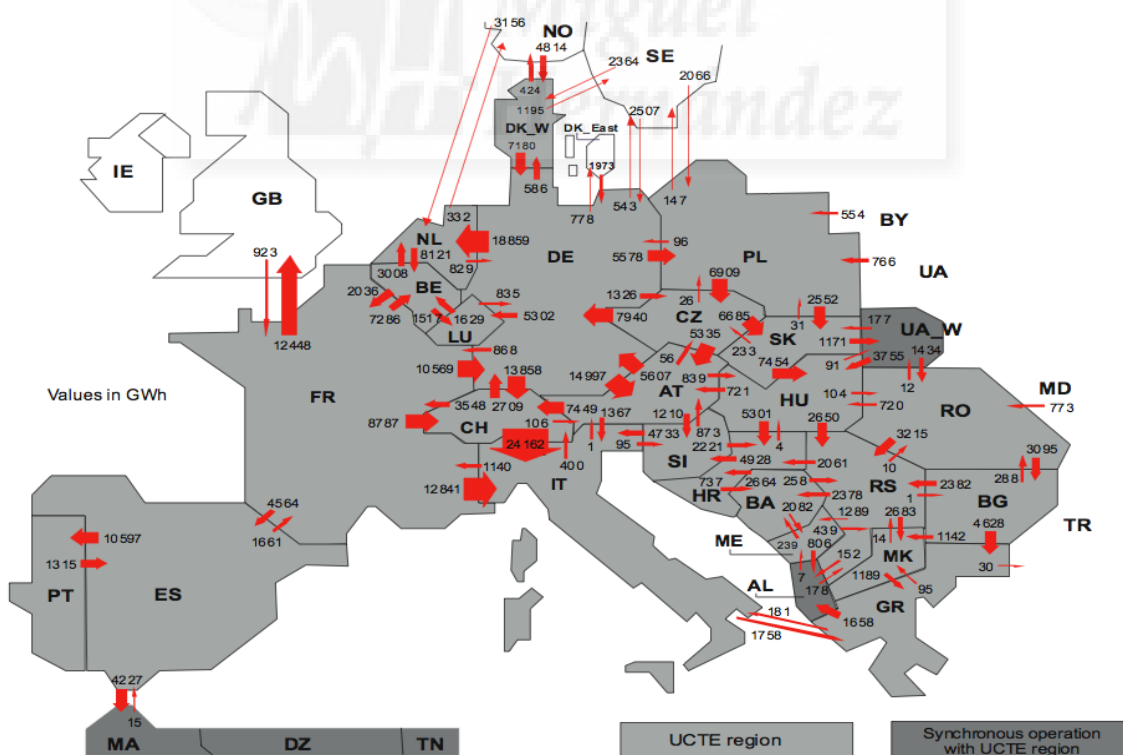


Figura 25. Mercado interior de energía en la UE. Fuente: página web UE

En definitiva esta Directiva pretende un mercado competitivo de electricidad, estableciendo las normas relegadas en su primer artículo y exigiendo una apertura mínima progresiva de los mercados, sin definir un modelo único y sin armonizar otros aspectos relativos al tránsito fronterizo.

2.4.55.- LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO (1997)

Siguiendo las exigencias de la Directiva 96/92/CE [45], de 19 de diciembre de 1996 sobre Normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, el 28 de noviembre de 1997 se publicaba en el B.O.E. la nueva Ley 54/1997 del Sector Eléctrico [18].

La Ley 54/1997 [18] marca un hito en lo que respecta a la regulación del sector eléctrico, no teniendo esta nueva Ley nada que ver con las anteriores de 1994, 1984 y 1954.

No es simplemente un cambio regulatorio, como sucedía con las Leyes antes mencionadas, sino un cambio radical en el modelo de regulación: se abandona el modelo cerrado, integrado, con derechos exclusivos, basado en los principios de planificación vinculante, explotación centralizada y remuneración en base a costes, que caracteriza la regulación eléctrica en España.

“La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico. Sin embargo, a diferencia de regulaciones anteriores, la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone. No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, tradicional en nuestro ordenamiento pese a su progresiva pérdida de trascendencia en la práctica, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional. La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el Estado mediante una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por dos sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema. La gestión económica del sistema, por su parte, abandona las posibilidades de una optimización teórica para basarse en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica.”

En cuanto al proceso liberalizador de la Ley 54/1997 [18], se asienta en los siguientes principios:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“El propósito liberalizador de esta Ley no se limita a acotar de forma más estricta la actuación del Estado en el sector eléctrico. A través de la oportuna segmentación vertical de las distintas actividades necesarias para el suministro eléctrico, se introducen cambios importantes en su regulación. En la generación de energía eléctrica, se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista. Se abandona el principio de retribución a través de unos costes de inversión fijados administrativamente a través de un proceso de estandarización de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

El transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. La propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo. La eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red, raíz básica del denominado monopolio natural, es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. La retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red. Asimismo, para garantizar la transparencia de esta retribución, se establece para las empresas eléctricas la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas en cuanto a su retribución económica.

La comercialización de energía eléctrica adquiere carta de naturaleza en la presente Ley. No se trata de una posibilidad sometida a la consideración del Gobierno, sino de una realidad cierta, materializada en los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador que se consagra en el texto. Se establece un período transitorio para que el proceso de liberalización de la comercialización de la energía eléctrica se desarrolle progresivamente, de forma que la libertad de elección llegue a ser una realidad para todos los consumidores en un plazo de diez años.”

De esta forma, se configura un sistema eléctrico que funcionará bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, en el que la libre iniciativa empresarial adquirirá el protagonismo que le corresponde. Todo ello sin perjuicio de la necesaria regulación propia de las características de este sector, entre las que destacan la necesidad de coordinación económica y técnica de su funcionamiento.

“La planificación estatal, por último, queda restringida a las instalaciones de transporte, buscando así su imbricación en la planificación urbanística y en la ordenación del territorio. Se abandona la idea de una planificación determinante de las decisiones de inversión de las empresas eléctricas, que es sustituida por una planificación indicativa de los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelva el sector eléctrico en un futuro próximo, lo que puede facilitar decisiones de inversión de los diferentes agentes económicos.”

2.5.- REVISIÓN INTERNACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.5.1.- INTRODUCCIÓN

Es en la década de 1990 cuando comienzan a producirse importantes cambios en el sector eléctrico de numerosos países. En el caso español se produjo con la Ley 54/1997 [18] del sector eléctrico, como consecuencia de la entrada de España en la Unión Europea, proceso que terminó en 1992. El mercado eléctrico ha ido evolucionando en la mayoría de los países europeos, debido a la Directiva 1996/92/CE^{xxiv} [142], que puede considerarse como el punto de partida de los mercados eléctricos dentro de la Unión Europea.

Estos cambios están encaminados, en general, a la introducción de competencia en el sector y están basados en tres puntos:

- La separación de actividades, que conlleva la reestructuración jurídica de las diferentes empresas.
- Introducción del régimen de competencia en las transacciones económicas, precedido evidentemente de reformas en las legislaciones nacionales: proceso liberalizador.
- Privatización, en su caso, de las empresas públicas, paso necesario también dentro del proceso de liberalización.
- Creación de entes que velen por la competencia y resuelvan los conflictos que surjan en el funcionamiento del mercado.

El modelo de **Mercado Mayorista**, digamos es donde se encuentran los generadores de electricidad, que necesitan vender la misma, en forma de oferta. Sin embargo los **Comercializadores**, son los encargados de comprar esa oferta del **Generador**, para a su vez los usuarios o **Consumidores**, en forma de **tarifas** poder optar por la más atractiva, o competitiva. Los Comercializadores, compiten dentro del mercado, gracias a la liberalización del sector eléctrico. El **Mercado Minorista**, está formado, por los propios Comercializadores, que ofertan a sus clientes una energía demandada.

En el mercado eléctrico^{xxv}, en general, existen dos figuras fundamentales, el **Operador del Sistema OS** y el **Operador del Mercado OM**. El **OS** se encarga de gestionar la

^{xxiv} Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity.

^{xxv} Pero en el mercado eléctrico no sólo hay comercializadores y generadores: también participan traders que no tienen a priori una posición de compra o de venta. Los traders están dispuestos a asumir parte del riesgo de los generadores y de los comercializadores para obtener una expectativa de beneficio. La función realizada por los traders, más allá que la de ser meros intermediarios, es dotar de liquidez al mercado. En efecto, suelen poseer un portfolio diversificado de diferentes commodities y pueden ofrecerlo en distintos países gracias al acceso libre a las interconexiones eléctricas.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

compra-venta de la energía eléctrica y de asegurar que las mismas son viables. El responsable de esa gestión de que el Generador, el Comercializador y Traders puedan entregar esa energía, se hace a través de las **ATR** (Acceso de Terceros a las Redes). Este acceso es gestionado por **OS**, de forma transparente y sin discriminación alguna a los sujetos del sistema. El operador del mercado **OM** facilita que las transacciones se realicen de forma estándar y que todos los agentes dispongan de la misma información. Los **OS** son similares en todos los países de la **UE**. Pero los **OM** pueden variar dependiendo del país de la UE.

	OPERADOR DEL SISTEMA	OPERADORES DEL MERCADO
España	Red Eléctrica de España (REE)	OMEL (Spot) OMIP (Plazo)
Portugal	Rede Nacional de Electricidade OMIP (Plazo) (REN)	OMEL (Spot) OMIP (Plazo)
Alemania	AMPRION, Transpower, 50 Hertz, ENBW Transportnetze	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
Francia	Réseau Transport d'Électricité (RTE)	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
Holanda	TenneT	APX (Spot) ENDEX (Plazo)
Italia	TERNA	GME (Spot)

Tabla 1. Ejemplos de operadores de sistema y operadores de mercado (o mercado organizado) en Europa.

El mercado eléctrico puede estar basado en un sistema **pool**^{xxvi} o puede ser en **responsables de equilibrio**^{xxvii}.

En el ámbito mayorista, los generadores, los consumidores cualificados y las entidades comercializadoras de cualquier tipo, pueden ahora realizar libremente transacciones entre sí, ya sea a través de un mercado **spot**^{xxviii} o por medio de contratos. Aunque no es imprescindible, todos los mercados eléctricos competitivos han establecido algún tipo de mercado organizado, con transacciones estandarizadas, generalmente con mecanismos anónimos de casación de ofertas de producción y demanda. [143] En todos los casos, el mercado organizado siempre incluye un mercado spot, gestionado por el Operador del Mercado (**OM**). Por otro lado, el encargado de garantizar la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico en condiciones compatibles con los resultados del mercado es el Operador del Sistema (**OS**).

Presentamos en esta parte de la tesis doctoral una descripción del estado actual del sector eléctrico en diversos países de todo el mundo. El objetivo del mismo es tener

^{xxvi} En un pool eléctrico, los agentes envían ofertas de venta al Operador del Mercado por cada una de sus centrales. Si además el agente es comercializador, deberá realizar una oferta de compra independiente de la venta de sus centrales. España e Italia son los dos países europeos más importantes con pool eléctrico. Los agentes de ambos países están obligados en la práctica a ofertar toda su energía disponible en el pool de forma individualizada para cada una de sus centrales.

^{xxvii} En los países de Centroeuropa, como Alemania, Francia y Holanda, el diseño está basado en la figura del responsable de equilibrio o balance responsible party: cada agente tiene un "perímetro de equilibrio" compuesto por entradas -producción de las centrales propias, importaciones, - y salidas -venta a clientes, exportaciones.

^{xxviii} "Mercado spot" es aquel en el que el valor del activo financiero se paga al contado (precio spot) en el momento de la entrega. Es por eso que este tipo de mercado se conoce como "mercado de dinero en efectivo", "mercado físico", "mercado al contado". Actúa a corto plazo y es altamente líquido.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

visión uniforme y actualizada de los distintos sistemas eléctricos, hacemos una descripción somera del sector eléctrico en cada país, y describimos las reglas de mercado existentes en los mismos. Toda la estructura de esta parte y su información está basada en World Energy, 2002, de World Energy Council [144] [145]. En los mercados con mayor experiencia y tiempo de funcionamiento hemos podido dar más detalle y se ha profundizado en mayor medida en los mecanismos propios de los mercados organizados.

El capítulo está dividido en apartados según las zonas geográficas. Al principio de cada zona, se presenta una relación de países basada en World Energy, 2002 con los mismos criterios (de hecho se ha mantenido incluso la nomenclatura anglosajona de los diversos países). Cuando, según la investigación analizada, se ha encontrado un cambio en dichos criterios, éste se indica con un asterisco (*) junto al nombre de cada país en la tabla. Los mencionados criterios, aplicables a las actividades de generación y comercialización, son:

	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
A	Pública (controlada por el gobierno central)	No ha tenido lugar.	Verticalmente integrada	Regulado por el gobierno
B	Pública (controlada por el gobierno local/estatal)	En proceso	Separación vertical de actividades.	Regulado por regulador/es independiente/s
C	Privada (sólo empresas nacionales)	Completada en su mayor parte	Mixta	Existencia de un mercado competitivo
D	Privada (empresas nacionales y extranjeras)	No necesaria ya que el sector siempre ha sido privado	-	Existencia de un mercado competitivo sólo para los grandes agentes.
E	Predominantemente pública	-	-	Competencia limitada
F	Predominantemente privada	-	-	-

Tabla 2. Clasificación de las estructuras de los países en función del estado del sector eléctrico.

2.5.2.- EUROPA OCCIDENTAL

La siguiente tabla [146], da una idea del estado del sector en cada país.

PAÍS	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
Austria *	E	B	C	D
Belgium	F	A	A	A
Cyprus	A	A	A	A
Denmark	E	A/B	B	D
Finland	E	B	B	C
France *	E	B	B	D
Germany*	E/F	C	C	C
Greece	A	A	A	A
Iceland	E	A	B	E
Ireland	A	A/B	A	E
Italy	E	B	A	B
Luxembourg	E	D	C	A
The Netherlands*	B	B	B	C
Norway	E	A/B	C	C

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PAÍS	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
Portugal	A	B	A	A
Spain	D	C	B	D
Sweden	E	B	B	E
Switzerland	E	B	A	A
United Kingdom	D	C	C	C

Tabla 3. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. Europa Occidental.

2.5.2.1.- AUSTRIA

El proceso de liberalización en Austria fue instaurado a través de la Ley que entró en vigor el 18 de Agosto de 1998 para dar cumplimiento a la Directiva 96/92/CE [140] quedando el sector eléctrico compuesto mayoritariamente por empresas eléctricas de carácter público, ya sea estatal, provincial o municipal.

La estructura actual fruto del citado proceso configura la red austríaca dividida en tres partes, al frente de las cuales hay un Operador del Sistema (**TSO**) [147]. The Austrian Energy Exchange **EXAA**, es el Operador de Mercado (**MO**) en Austria.

El Ministerio de Economía es el principal órgano regulador que determina en última instancia el acceso regulado a la red y las tarifas eléctricas. El “Elektrizitätsbeirat” es un órgano colegiado de carácter consultivo, que propone precios y tarifas. “Länder” se encarga de las autorizaciones de nueva generación. En materia de defensa de la competencia es el “Kartellgericht” quien se encarga de arbitrar los asuntos.

2.5.2.2.- BÉLGICA

En Bélgica fue la Federal Electricity Act del 29 de abril de 1999 la norma que supuso implantación de la arriba mencionada Directiva 96/92/CE [140].

El Estado belga tiene una un peso específico en la participación en el sector. Las competencias están repartidas entre el Estado central y las regiones. El gobierno federal es el responsable de la investigación, la gestión del combustible nuclear y el establecimiento de tarifas. Flandes, Walloon y Bruselas tienen competencias en redes de transporte y distribución de tensiones inferiores a 70 kV, y en las nuevas fuentes de energía.

El Operador del Sistema es **ELIA**^{xxix} [148] y también cuenta con la propiedad de la red de transporte. Entre otras tiene las siguientes funciones: es el operador de la red de transporte, atiende a la parte técnica del Sistema, colabora en la apertura del mercado eléctrico, proponiendo reglas, realizando estudios.

^{xxix} ELIA opera la alta tensión (30 kV a 380 kV) Sistema de transmisión de electricidad.

No existe la figura del Operador de Mercado (**MO**), se establecen contratos bilaterales y se puede importar o exportar desde otros sistemas.

2.5.2.3.- FRANCIA

La liberalización del sector eléctrico francés se produce como consecuencia de la transposición de la directiva europea de Directiva 96/92/CE [140] del parlamento europeo y del consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Se transpuso a la legislación francesa el 10 de febrero de 2000.

La implantación del nuevo mercado fue llevada por Euronext Paris [149], así como con otros agentes energéticos europeos. El comienzo del Mercado Organizado **MO** u Operador del Mercado **OM**, comenzó en noviembre de 2001.

La **RTE^{xxx}** es la Operadora del Sistema **OS** de Francia. Es una entidad estatal responsable de mantener la fiabilidad y seguridad del sistema, opera la red de transporte desde 63 kV a 400 kV, siendo una entidad englobada en **EDF^{xxxi}**, aunque con actividades separadas del resto. El Operador del Mercado **OM** es Powernext S.A. [150] es único **OM** francés.

2.5.2.4.- HOLANDA

El proceso liberalizador en Holanda al igual que en el resto de países europeos fue fruto de la Directiva 96/92/CE [140] del Parlamento Europeo y del Consejo de la **UE** de 19 de diciembre de 1996. Dicha norma comunitaria fue transpuesta en Holanda a través de la Dutch Electricity Act, 1998 que entró en vigor de forma completa el 1 de enero de 1999. La implantación del mercado eléctrico se estableció en 3 etapas, de forma que en la última de ellas, todos los consumidores tienen capacidad de elección que fue el 1 de enero de 2003.

TENNET [151] es el Operador del Sistema y el propietario de la red de transporte nacional y además de **TENNET**, que gestiona la red de transporte en alta tensión, para menores tensiones la administración corresponde a administradores regionales de red.

TENNET, es una compañía cuyo capital es completamente estatal proveniente de la fusión de las cuatro compañías que existían. Se encarga de garantizar el equilibrio del sistema siendo dos sus funciones principales: prestación de servicios de red y prestación de servicios como operador del sistema. Los servicios de red pueden dividirse en: servicios de conexión y el mantenimiento de la misma. Los Servicios de Operación del Sistema comprenden la gestión técnica del sistema, garantizando la seguridad, fiabilidad y coordinación de la generación y el transporte así como los intercambios internacionales, de

^{xxx} Réseau de Transport d'Électricité.

^{xxxi} Électricité de France (EDF) es la principal empresa de generación y distribución eléctrica de Francia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

forma que sean compatibles con los resultados del mercado.

Como Operador del Mercado (**MO**) está la compañía privada **APX** [152] (Ámsterdam Power Exchange) y organiza el mercado spot y los agentes pueden libremente establecer contratos bilaterales físicos, teniendo también la posibilidad de participar en el mercado spot organizado por **APX**.

La participación de agentes extranjeros es muy demandada debido al elevado precio para ello no sólo se les exige tener acceso a la red holandesa sino también a la de Alemania y Bélgica.

2.5.2.5.- GRECIA

El sector eléctrico griego está compuesto por una única empresa estatal verticalmente integrada, la Public Power Corporation [153].

Para cumplir con la meritada Directiva 96/92/CE [140], Grecia promulgó la Ley de 22 de diciembre de 1999, que crea el ente regulador. El 1 de junio de 2001 **PPC** se corporativiza y pasa a ser sociedad anónima, como paso previo a la reestructuración y la privatización. No existe la figura del Operador de Mercado.

El regulador es la Energy Regulatory Commission (**ERC**) [154], dependiente del Ministerio competente en cada momento de la materia, que nació con la principal tarea de la liberalización del mercado.

2.5.2.6.- ALEMANIA

En Alemania la adaptación del ordenamiento interno a la normativa europea se realizó principalmente a través de la nueva ley de energía revisada “Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts”, que entró en vigor el 29 de Abril de 1998 y a raíz de ésta comenzó el proceso liberalizador.

En la primera mitad de 2000 se establece la bolsa **LPX** (Leipzig Power Exchange GmbH) como mercado de electricidad.

El 8 de agosto de 2000 comienza sus actividades **EEX** European Energy Exchange [155], con sede en Frankfurt y un mercado spot, el “EEX Spot Market”. El 1 de marzo de 2001 **EEX** lanza su mercado de futuros, el EEX Derivatives market.

Como Operador del Sistema en Alemania no existe un único sino que los propietarios de las redes de transporte las operan de forma descentralizada. Además, el acceso a la red es negociado, lo cual, en la práctica, supone un límite a la competencia.

El **EEX** es el único operador del mercado en Alemania. El mercado spot es un mercado diario en el que se negocian dos tipos de productos con entrega física al día siguiente: Bloques, que se negocian en un mercado continuo de subastas y horas individuales, negociadas mediante subastas diarias en un determinado momento.

Los agentes participantes son los Traders, Traders Assistants, en los que cada asistente tiene asignado a un trader.

Podemos decir en cuanto al mercado financiero alemán que la desregulación del sector eléctrico en este país dio lugar al mayor mercado energético europeo, con nuevas oportunidades de negocio pero también con nuevos riesgos (volatilidad de precios, morosidad...). Las liquidaciones son anónimas, de forma que los participantes conocen las ofertas existentes pero no el nombre del agente que las realiza.

Los contratos de futuros eléctricos son estandarizados como medio para garantizar la liquidez y en Libro de Ofertas “Central Order Book” se anotan las órdenes de compra y venta de forma anónima con transparencia para todos los participantes mediante el sistema electrónico EUREX® System, el sistema también ofrece toda la información necesaria para las compensaciones económicas. [156]

2.5.2.7.- INGLATERRA Y GALES

El Mercado eléctrico en Inglaterra y Gales Gran Bretaña fue uno de los primeros en implantarse la liberalización en Europa. El 31 de marzo de 1990, se estableció “The Electricity Pool of England & Wales”. [157]

De esta manera nació la National Grid Company [158] que se constituyó como el propietario y operador de la red de transporte de Inglaterra y Gales, en propiedad de 12 Compañías Eléctricas. Y también las Compañías de Generación actuando en competencia.

En los primeros años tras su nacimiento, la competencia hizo posible una caída de los precios para la mayoría de los consumidores anglosajones de hasta el 30% en términos reales, lo que animó a muchos otros países a seguir el ejemplo británico.

Como hemos dicho la estructura del sistema cuenta con un operador que es la National Grid Company es una compañía privada cuyas funciones son las de gestionar el mercado de ajustes. También es la propietaria de la red de transporte de Inglaterra y Gales.

Desde su entrada en vigor en 1998 del The New Electricity Trading Arrangements (**NETA**) [159], han surgido cuatro mercados organizados: **UKPX**, **APX**, PowerEx e **IPE**, de los que sólo los dos primeros han tenido un cierto éxito.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El regulador es la Office of Gas and Electricity Market (**OFGEM**) [160], en particular el Director General of Electricity Supply. Depende orgánicamente del Departamento Ministerial con competencias en materia de energía, las actuaciones legales deben ser aprobadas por el gobierno.

Especial mención merece el **NETA** es un nuevo concepto de mercado eléctrico. Uno de sus principios fundamentales es que todos los agentes que deseen comprar o vender electricidad puedan hacerlo libremente estableciendo contratos. La negociación se puede llevarse a cabo bien mediante mercados organizados (uno o varios power exchanges) o mediante contratos bilaterales y que dichos contratos pueden participar tanto “agentes físicos” (productores o suministradores que generan o consumen físicamente la energía eléctrica negociada) como “agentes financieros” (sin compromiso de entrega o consumo físico de energía) [161].

Con independencia de cómo ha sido la negociación de la energía si en mercados organizados o mediante contratos bilaterales **NETA** proporciona mecanismos cercanos al tiempo real, para ajustar y liquidar los desequilibrios entre las posiciones físicas y las contractuales de los agentes [162].

2.5.2.8.- PAÍSES NÓRDICOS

Nord Pool fue fruto de la voluntad política de formar un mercado supranacional entre los países nórdicos y de continuar con la cooperación ya existente entre los Operadores de Sistema a través de la organización **NORDEL**. Se pretendía con ello la obtención de un mejor equilibrio generación-demanda, aumento de la eficiencia de la industria eléctrica, reducción de las diferencias de precio entre los consumidores finales de las distintas zonas.

2.5.2.8.1.-NORUEGA

La liberalización pionera fue la del sector eléctrico noruego, que comienza a finales de los años 80, es aprobada por el parlamento en junio de 1990 y entra legalmente en vigor en enero de 1991 (Energy Act) [163]. Los puntos básicos de la reforma fueron: exigencia de, como mínimo, separación contable entre las actividades de monopolio y las actividades en competencia, acceso general a la red, capacidad de libre elección de suministrador para el 100% de los consumidores, desde el principio del proceso.

2.5.2.8.2.-SUECIA

En Suecia, la reforma del sector eléctrico llegó en 1991, al separarse la generación del transporte y establecer, en 1992, a Svenska Kraftnät [164] como Operador del Sistema.

2.5.2.8.3.-FINLANDIA

El 1 de junio de 1995 comenzó el mercado eléctrico en competencia y en 1996 se funda **EL-EX** (Helsinki-based electricity Exchange) [165] como operador del mercado. En septiembre de 1997 Finlandia decide unir las operaciones de red de sus dos compañías en una sólo compañía nacional, Fingrid.

2.5.2.8.4.-DINAMARCA

La nueva legislación sobre energía entró en vigor en 1996 en Dinamarca y sólo los grandes agentes operan en un mercado liberalizado. El 1 de enero de 1998 se crea **ELTRA** [166] como el operador del sistema de Jutlandia y Fyn (oeste de Dinamarca).

El 1 de enero de 1993, el operador del mercado eléctrico Noruego (Norwegian Power Pool) se une a Stattnet, y se crea el Norwegian Power Exchange Stattnet Power Market Ltd., como una filial de Stattnet.

En enero de 1996 Stattnet Power Market cambia su nombre a Nord Pool [167] se convierte en el primer operador de mercado del mundo con carácter internacional.

En 1998 se adhiere Finlandia, seguida del oeste de Dinamarca en 1999. Por último, en 2000 se une el este de Dinamarca, con lo que Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca se unifican en un único mercado eléctrico, el Nord Pool. [168]

En la actualidad, Stattnet es el operador del sistema en Noruega, de propiedad estatal. Fingrid Oyj, es el Operador del Sistema en Finlandia desde el 29 de Noviembre de 1996 comenzó sus operaciones el 1 de Enero de 1997.

ELTRA es el operador del sistema en Jutlandia y Fyn (oeste de Dinamarca). Eltra fue fundada el 13 de Noviembre de 1997 como una asociación de distribuidores de Jutlandia y Fyn.

Elkraft System es el Operador del Sistema en el oeste de Dinamarca, incluyendo la isla de Bornholm. Comenzó sus actividades el 1 de Enero de 2000.

Nord Pool es el operador del mercado nórdico. En él participan agentes de Dinamarca, Finlandia, Noruega, Suecia, Países Bajos, Alemania, Gran Bretaña, Suiza, Francia, Italia y **USA**.

2.5.3.- EUROPA DEL ESTE

Como en todos los países donde el monopolio es la forma que adopta el sistema antes de su liberalización en la mayoría de los países de la Europa del Este, el sector

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

eléctrico reviste forma de sociedad estatal encargada de todas las actividades del negocio.

Aquellos que tienen aspiraciones de entrar en la Unión Europea y por lo tanto, necesitan cumplir con la Directiva 96/92/CE [45] por ejemplo Armenia, Albania y Azerbaijhan han comenzado algún proceso de liberalización.

El en siguiente cuadro nos podemos hacer una idea de la situación del sector eléctrico en los países de la Europa del Este a raíz de los datos tomados de World Energy, 2002.

PAÍS	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
Albania	E	B	B	A
Armenia	A	B	B	B
Azerbaijan	A	A	A	A
Belarus	A	A	A	A
Bosnia - Herzegovina	A	A	A	A
Bulgaria	A	A	A	A
Croatia	A	A	A	A
Czech Republic	E	B	C	A
Estonia	E	B	A	B
Georgia	E	B	C	B
Hungary	E	C	B	A
Kazakhstan	E	B	C	D
Kyrgyzstan	A	B	A	A
Latvia	A	B	A	B
Lithuania	A	B	B	B
Macedonia	A	A	A	A
Moldova	A	A	A	A
Poland	A	B	B	A
Romania	A	A	A	B
Russia	A	B	A	A
Slovakia	A	A	C	A
Slovenia	A	B	B	A
Tajikstan	A	A	A	A
Turkey	E	B	C	A
Turkmenistan	A	A	A	A
Ukraine	E	B	B	B
Uzbekistan	A	A	A	A

Tabla 4. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. Europa del Este.

2.5.3.1.- ARMENIA

Hasta 1992 el sector eléctrico estaba organizado como una única empresa estatal, Armenergo, con empresas filiales públicas y municipales de carácter monopolístico.

El 27 de agosto de 1992 se aprueba la “Ley de Privatización y Desmonopolización de las Empresas Estatales” ordenando abrir el sector a una economía de mercado.

En los últimos años se han sucedido reformas legislativas con la finalidad de introducir ciertos cambios en el sistema orientados a la apertura futura del sector a la

competencia con el objetivo de atraer inversores tanto extranjeros como nacionales.

Desde el 1 de abril de 1996 el precio del servicio está regulado y existe un sistema de tarificación con separación de las tarifas para las actividades de generación, transporte y distribución.

2.5.3.2.- ALBANIA

El Sistema Eléctrico albanés ha estado configurado por una sólo empresa estatal desde 1957, la Corporación Eléctrica de Albania, KESH que posteriormente pasó a denominarse Corporación Electroenergética Albanesa, KESH y consta de 20 centrales de generación con una potencia total instalada de unos 1670 MW, [169] se trata de un monopolio vertical y horizontalmente integrado.

Actualmente el precio de la energía eléctrica es regulado por el gobierno y está procediéndose a la privatización de activos de transporte y distribución de la empresa estatal pero no existe competencia en el sector.

2.5.3.3.- AZERBAIJAN

Como en los anteriores el sistema eléctrico es un monopolio vertical y horizontalmente integrado en una sola compañía de carácter estatal, Azerenergy [170], (que controla la generación, transporte y distribución). Azerenergy tiene también la capacidad de determinar el precio de la energía eléctrica estando regulado por el Gobierno.

Tímidamente pero hay reformas con el objeto de lograr la implantación de una economía de mercado buena prueba de ello fueron el “Programa Nacional para la Privatización de las Propiedades Estatales en el periodo 1995-1998” y las leyes de Privatización (1993), Antimonopolio (1993) y Protección de las Inversiones Extranjeras (1992).

2.5.4.- ÁFRICA

No existe el proceso de liberalización del sector eléctrico tal y como vemos en el siguiente cuadro.

PAÍS	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
Algeria	A	A	A	A
Angola	A	A	A	A
Bahrain	A	A	A	A
Benin	A	A	C	A

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PAÍS	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
Bissau	A	A	A	A
Botswana	A	A	A	A
Burkina Faso	A	A	A	A
Burkina Faso	A	A	A	A
Burundi	A	A	A	A
Cameroon	A	B	A	A
Central African Republic	A	A	A	A
Chad	A	A	A	A
Congo (Democratic Republic)	A	A	A	A
Côte d'Ivoire	E	B	C	A
Djibouti	A	A	A	A
Egypt (Arab Rep)	A	B	B	A
Equatorial Guinea	A	A	A	A
Eritrea	A	A	A	A
Ethiopia	A	B	A	A
Gabon	A	A	A	A
Gambia/Ghana	A	C	B	B
Guinea	A	A	A	A
Iran (Islamic) Rep.	A	A	A	A

Tabla 5. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. África.

2.5.5.- ASIA Y OCEANÍA

En Asia y Oceanía tampoco se ha dado el proceso liberalizador aunque sí destacamos el mercado eléctrico de Australia, así como el de Nueva Zelanda como podemos ver a continuación en la tabla.

PAÍS	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
Afghanistan	A	A	A	A
Australia	E	B	C	A
Bangladesh	A	A	A	A
Bhutan	A	A	A	A
Burma	A	A	A	A

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cambodia	A	A	A	A
China	B	A	A	A
Hong Kong	D	D	A	A
India	B	B	B	A
Indonesia	A	B	A	A
Japan	C	D	A	A
Laos	A	A	A	A
Malaysia	A/B	B	B	A
Mongolia	A	A	A	A
Myanmar	A	A	A	A
Nepal	A	B	A	A
New Zealand	E	B	B	E
North Korea	A	A	A	A

Tabla 6. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. Asia y Oceanía.

2.5.5.1.- AUSTRALIA

El sistema eléctrico [171] era tradicionalmente responsabilidad de cada Estado a través de empresas públicas verticalmente integradas que actuaban en régimen de monopolio.

El gobierno de la Commonwealth en 1990 emprendió actuaciones con el fin de implantar un proceso liberalizador solicitando a la Comisión de Industria un informe. Como resultado de dicho informe se recomendó en primer lugar la separación vertical entre las actividades de generación y comercialización, en régimen de competencia, y las actividades de transporte y distribución, que permanecerían como monopolios naturales sobre los que se aplicaría el principio de libre acceso a redes. Se enfatizó en la Corporatización de las empresas y en el aumento de las interconexiones entre los sistemas eléctricos.

El proceso liberalizador seguido en Australia comenzó en 1991 siendo en 1998 cuando se formalizó el mercado eléctrico internacional iniciándose las reformas legislativas en los distintos Estados en paralelo a este proceso nacional, que duró ocho años, en los que los distintos estados llevaron a cabo sus propias reformas. Como dato a tener en cuenta la Commonwealth conserva competencia en la regulación del sistema eléctrico.

El sector eléctrico australiano está fuertemente influenciado por su estructura territorial siendo un estado federal integrado por seis estados federales: Victoria, Nueva Gales del Sur y Queensland, hay mayor demanda eléctrica porque es donde mayor población se agrupa. Tienen mercados eléctricos de carácter regional y están conectados

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

entre ellos si bien con una capacidad limitada, encontrándose Tasmania, Western Australia y Northern Territory sin conexión eléctrica con los anteriores.

2.5.6.- AMÉRICA DEL SUR

En América del Sur hay países con proceso de liberalización, es el caso de Chile o Argentina [172], otros sin embargo el sector continúa en manos del estado, es el caso de Paraguay o Uruguay. De acuerdo con la información de World Energy, 2002, tenemos los siguientes datos

PAÍS	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
Argentina	D	C	B	C
Bolivia	F	B	C	E
Brazil	B	B	C	A
Chile	C	C	C	C
Colombia	E	B	C	E
Ecuador	A	B	A	A
Guyana	A	A	A	A
Paraguay	A	A	A	A
Perú	F	B	C	C
Surinam	A	A	A	A
Uruguay	A	A	A	A
Venezuela	E	B	A	A

Tabla 7. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. América del Sur.

2.5.7.- AMÉRICA CENTRAL

En América Central tenemos.

PAÍS	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
Central America and the Caribbean	A	B	A	B

Tabla 8. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. América central.

2.5.8.- AMÉRICA DEL NORTE

De América del Norte tenemos la siguiente información extraída asimismo de World Energy, 2002.

PAÍS	PROPIEDAD	PRIVATIZACIÓN	ESTRUCTURA	DETERMINACIÓN PRECIO
Canadá	A	B	A	B
México	A	B	A	A
United States	F	C	A	B

Tabla 9. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. América del Norte.

2.5.8.1.- ESTADOS UNIDOS

Como es sabido uno de los mercados eléctricos más importantes en **EE.UU.** y conocidos a nivel mundial es el mercado de **PJM**.

PJM existe desde 1927, cuando tres empresas eléctricas realizaron el primer acuerdo de intercambio de energía, el PA-NJ Agreement. Este acuerdo se mantuvo en vigor durante casi 30 años, hasta que **PJM** se expandió a su actual zona en 1956. Durante varios años antes de 1927, las empresas ya habían obtenido beneficios interconectando instalaciones de sus respectivos sistemas. Esto les llevaba a reducir las necesidades de capacidad instalada y de reserva, menores costes de operación, y a la mejora de la fiabilidad del suministro. El acuerdo hacía que cada empresa fuera la responsable técnica y económica de su red de transporte, que debía estar disponible para el intercambio de potencia entre ellas, y permitía el apoyo mutuo ante contingencias. Cada empresa designaba un representante en el Comité de Operación. Existía también un Grupo de Operación y despacho que llegó a tener responsabilidades como la coordinación de las labores de mantenimiento de los grupos, y la predicción de la demanda.

En 1955, dos nuevas empresas eléctricas se unen al PA-NJ, que sufre algunas modificaciones, dando lugar al **PJM** Agreement del 26 de septiembre de 1956: se crea un Comité de Gestión (formado por un miembro de cada empresa) y un Comité de Operación que sustituyen a los anteriores Comité de Operación y Grupo de Operación y Despacho.

En 1967, las empresas miembros de **PJM** firmaron el Extra High Voltage Transmission System Agreement (EHV Agreement), un acuerdo que establecía los derechos y obligaciones de las empresas de **PJM** en relación a la red de transporte de 500 kV (pagos y cobros por el uso de la red, acceso a la misma...). La operación de la red continuaba rigiéndose por el **PJM** Agreement. [173]

En 1973, **PJM** ya tenía la capacidad técnica para realizar un despacho de generación de forma centralizada a través de la Oficina de Interconexión y consideraba a todos los sistemas interconectados como un único sistema con despacho económico centralizado con las restricciones impuestas por la seguridad del propio sistema y la disponibilidad de combustible. La planificación a largo plazo era realizada por cada empresa, pero de forma coordinada con el resto de miembros de **PJM** para que ésta fuera coherente con las necesidades de fiabilidad comunes. La Oficina de Interconexión era gestionada por PECO Energy Systems, uno de los miembros de **PJM**, hasta que en 1993 pasó a ser responsabilidad de **PJM** Interconnection Association, gestionada por todos los miembros de **PJM**.

El 31 de marzo de 1997 los miembros de **PJM** deciden transformar **PJM** Interconnection Association en sociedad anónima, pasando a ser **PJM** Interconnection, LLC y el 1 de abril de ese año, **PJM** firma con la **FERC** el Operating Agreement, que sustituye al

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PJM Agreement de 1956. El 25 de noviembre de 1997 **PJM** es constituido como **ISO** (Independent System Operator).

El 13 de Marzo de 1999 la **FERC** emite una propuesta para unir todas las redes de transporte de EEUU en Regional Transmission Organizations (**RTOS**) y el 20 de Diciembre la Orden 2000, que obliga a las compañías propietarias de las infraestructuras de red que participan en el comercio eléctrico entre diferentes estados a formar **RTOS**. El 11 de octubre de 2000, **PJM** crea su **RTO**, de acuerdo con la Orden 2000.

PJM es una entidad privada encargada de la operación del sistema y la operación del mercado eléctrico. También es el operador de la red de transporte (**TSO**, Transmission System Operator), y mantiene acuerdos con los propietarios de la red, cuya propiedad es independiente de **PJM**. **PJM** es el Operador del Sistema, independiente de las actividades de la red de transporte. [174] [175]

PJM es el Operador del mercado **MO**. El mercado eléctrico de **PJM**, comenzó el 1 de abril de 1997 y dispone de los siguientes tipos de mercado: mercado de Energía, mercado diario, mercado de ajustes en tiempo real, mercado de Reserva de capacidad de Transporte, mercado de regulación, mercados de capacidad a corto y largo plazo.



CAPÍTULO III

ESTADO ACTUAL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

3.- ESTADO ACTUAL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

3.1.- INTRODUCCIÓN

La definición oficial de **Calidad de Servicio** según el Real Decreto 1955/2000 [13] [14]^{xxxii} artículo 99 es (....)

*“La **Calidad de Servicio** es el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigibles por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración”.*

Sin embargo, en la ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997 [18])^{xxxiii}, entra de una manera indirecta en su definición, a excluir a los sujetos que no tienen que soportar o este control o este coste en manera de penalización, es decir deja al margen a los Comercializadores.

También la definición es mucho más clara ya que antes con el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] se pensaba, por gran parte de usuarios, que la mala atención al usuario o ciudadano, en lo referente a la información, a la atención, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación a las eléctricas no era penalizable, siendo esto incorrecto. Estaba y está claramente definido en el artículo 99 del citado Real Decreto 1955/2000 [13] [14], y era y es penalizable tal y como se verá posteriormente a lo largo de esta tesis doctoral.

Solo en la provincia de **Alicante** se alcanzó casi **7.000 reclamaciones a las distribuidoras de zona en 2007**, derivadas en su mayoría por el paso de la facturación bimensual a mensual y también de la reestructuración de algunas eléctricas en cuanto a los puntos de atención de la misma a los usuarios o ciudadanos.

^{xxxii} Real Decreto 1955/2000 [13] [14], de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Publicado en B.O.E. núm. 310 de 27 de Diciembre de 2000.

^{xxxiii} Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Publicado en B.O.E. núm. 310 de 27 de Diciembre de 2013.

La **Calidad de Servicio** en la Ley 54/1997 [18] queda definida en el artículo 51 como (...)

*“La **calidad del suministro eléctrico** es el conjunto de características, técnicas y de atención y relación con los consumidores y, en su caso, productores, exigibles al suministro de electricidad de las empresas que realicen actividades destinadas al suministro eléctrico.*

*En lo relativo a las características técnicas, la **calidad del suministro eléctrico** se refiere a la continuidad, al número y duración de las interrupciones, así como a la **calidad del producto**.*

En lo relativo a las características de la atención y relación con los consumidores y, en su caso, productores, se refiere a la relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, estudios de acceso, conexión, medida, contratación, facturación, comunicación y reclamación.”

La Ley 24/2013 [11] sienta unas bases mucho más abiertas que la anterior Ley 54/1997^{xxxiv} [18] del Sector Eléctrico. Sobre todo con esta nueva ley, el legislador está dejando claro que las empresas distribuidoras deben de invertir para incorporar un producto de calidad, se deben de adaptar a las nuevas tecnologías y también deja abierta la puerta de las zonas geográficas. La anterior legislación apenas distinguía de una manera retributiva a las mismas.

Por supuesto los distribuidores y los comercializadores, no podrán pactar, salvo que se haga bilateralmente entre el distribuidor y el usuario y la misma debería figurar en forma de contrato.

Por tanto podemos decir que la Ley 24/2013 [11]^{xxxv} incentiva a la inversión a las empresas distribuidoras, para así alcanzar una calidad de onda senoidal óptima, así como haciendo que los tiempos de interrupción sean los menores, pero eso sí **“una empresa tiene que estar bien retribuida para poder invertir en esos avances tecnológicos. Y así a su vez, el usuario pagar por un servicio de calidad”^{xxxvi}.**

^{xxxiv} Ley 54/1997 [18], de 27 de noviembre, del sector eléctrico. Publicado en B.O.E. de 28 de Noviembre de 1997.

^{xxxv} Más tarde veremos que la actual Ley del sector eléctrico, lo hace también con más y con otros criterios.

^{xxxvi} Recordemos que están permitidos los cortes programados, así como cortes de menos de 3 minutos. Pero puede ser por ejemplo imperativo para una industria de hilaturas, totalmente necesario no tener micro cortes, ya que estos desprograman las máquinas y pueden llegar a tardar casi dos horas en volver a poner en producción la misma.

3.2.- CALIDAD DE SERVICIO

La **Calidad del Servicio** eléctrico se evalúa según los siguientes conceptos: la **continuidad del suministro**, relativa al **número** y la **duración** de las **interrupciones del mismo**, la **calidad del producto**, relativa a las características de la **onda de tensión**, y la **atención comercial al cliente**, relativa al conjunto de actuaciones de **información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación**.

En concreto, vamos a analizar de manera más pormenorizada cada uno de los aspectos, lo que nos permitirá un acercamiento más esclarecedor a la materia:

En **primer lugar**, decir que todas estas cuestiones vienen recogidas de manera pormenorizada y detallada en la **Orden ECO/797/2002** [176], de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro eléctrico. En esta Orden quedan establecidas las bases sobre las que se sustenta todo lo referido a las interrupciones del suministro eléctrico.

En **segundo lugar**, en cuanto a la **calidad del producto**, hemos de señalar que para la determinación de sus aspectos, se han de seguir los criterios establecidos en la norma **UNE-EN 50.160** [177] o en sus posteriores modificaciones.

En **tercer lugar**, y con lo que respecta a la **calidad de la atención comercial** viene referida a las características del servicio, entre las que se encuentran el conjunto de aspectos referidos al asesoramiento del consumidor en materia de contratación, facturación, cobro, medida de consumo y demás aspectos derivados del contrato suscrito. Especial mención, creemos que hemos de dar al apartado referido a los plazos máximos de atención al consumidor, siempre éstos, en días hábiles.

En cuanto a la elaboración de los presupuestos correspondientes a nuevos suministros, los suministros de baja tensión, si se solicita un suministro de menos de 15 kW, tendrán un plazo de cinco días, mientras que los suministros de alta tensión, para 66 kV o menos, el plazo serán de cuarenta días^{xxxvii}.

Por lo que se refiere a la ejecución de las instalaciones, en cuanto a los suministros de alta tensión, si no es preciso realizar ampliación de la red, el plazo será de cinco días^{xxxviii}; si solo se amplía la red de baja, el plazo será de treinta días; si es preciso construir un centro de transformación, el plazo será de sesenta días; y si es preciso construir varios centros de transformación, ochenta días. Por otro lado, en cuanto a los suministros de alta tensión, la acometida a un solo consumidor a 66 kV o menos, el plazo será de ochenta días.

^{xxxvii} Artículo 103 del Real Decreto 1955/2000 [13] [14].

^{xxxviii} Artículo 103 del Real Decreto 1955/2000 [13] [14].

Para el enganche e instalación del equipo de medida cuenta con un plazo de cinco días, al igual que para la atención de las reclamaciones sobre medida del consumo, facturas emitidas y cortes indebidos cuando los consumidores sean de menos de 15 kW contratados, para el resto el plazo será de quince días. Por último, en cuanto al enganche después de un corte por impago contará con un plazo de veinticuatro horas desde que se realice el pago de la factura.

Siguiendo con el tema tratado de la **Calidad del Servicio** y sin desviarnos del Real Decreto 1955/2000 [13] [14] hemos de referirnos ahora al ámbito de aplicación del mismo. En cuanto a la extensión de la calidad, ésta puede ser tanto **individual** como **zonal**.

La **calidad individual** es aquella de naturaleza contractual, que se refiere a cada uno de los consumidores.

Mientras que la **calidad zonal** es la referida a una zona geográfica, la cual puede ser dividida en zona **urbana**, zona **semiurbana** y zona **rural**, la que a su vez, puede ser dividida en zona **rural concentrada** y zona **rural dispersa**.

Es preciso ahora dejar clara la clasificación de las zonas mediante una breve referencia de a lo que se refiere cada una de ellas.

En primer lugar, la zona urbana se corresponde con el conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros mayor de 20.000, incluyendo capitales de provincia.

En segundo lugar, la zona semiurbana, es el conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000.

En tercer lugar, la zona rural, que como dijimos se divide en concentrada y dispersa, se corresponde con el conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros entre 200 y 2.000, la primera, mientras que la zona rural dispersa se corresponde con el conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros y suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

En cuanto a la **calidad individual**, hemos de destacar las consecuencias del incumplimiento del mismo, el cual puede dar como resultado un descuento en la facturación, el abono al consumidor de 30 euros o del 10% de la primera facturación, la subsanación de las causas que motiven la deficiente **calidad del producto** y por último existe la posibilidad del consumidor de reclamar por vía civil la indemnización de los daños y perjuicios que la citada faceta de calidad le haya ocasionado.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Íntimamente relacionadas con la calidad y con el suministro existen distintas actuaciones que podemos resumir de la siguiente manera:

En **primer** lugar, la reclamación de **daños y perjuicios** por falta de la **calidad en el suministro eléctrico**. En estos casos, la Administración no tiene atribuida, por la normativa específica, competencia para tramitar estos asuntos, por lo que la vía de reclamación posible es la vía civil. Más adelante entraremos a analizar cuáles son las competencias de la Administración en materia de reclamaciones y cuál es el procedimiento a seguir para su resolución.

En **segundo** lugar, la reclamación por suministro eléctrico y derechos de acometida. Las resoluciones, en estos casos, podrán atender las razones del reclamante y disponer que la instalación de extensión y acometida se realice a costa de la empresa distribuidora. El reclamante por su parte abonará a ésta los derechos correspondientes de acometida, enganche y verificación.

En **tercer** lugar, otra de las actuaciones relacionadas con la calidad y con el suministro es la desestimación de la justificación del origen de las interrupciones. En caso de una incidencia que afecte a instalaciones de distribución y cuyo origen sea debido a instalaciones de particulares, si la empresa distribuidora no aporta la documentación justificativa de la causa que originó la incidencia, la resolución dispondrá que la incidencia sea considerada como "*propia de la actividad*" y que las reducciones en la facturación de los clientes afectados a que dan derecho las interrupciones sean practicadas por la empresa distribuidora dentro del plazo de tres meses.

En **cuarto** y último lugar, vamos a hacer referencia a la reclamación por desavenencias en la facturación. Si se comprueba el "histórico de consumos" correspondiente a años anteriores y el correcto funcionamiento de los equipos de medida se dictará resolución disponiendo que el titular abone las facturas impagadas pendientes objeto de la reclamación, al no haberse justificado causas imputables a la empresa distribuidora, respecto al consumo facturado.

Creemos que es necesario también, por su íntima relación con la **Calidad del Servicio** de suministro eléctrico, hacer mención a los cortes y bajas por motivos de impago, dada su gran frecuencia en la vida práctica y las consecuencias negativas que provocan en los usuarios. Además de la gran afluencia de reclamaciones al respecto que se presentan en vía administrativa.

La Comisión Nacional de la Energía en una de sus contestaciones a consultas planteadas^{xxxix}, pone de relieve en estos asuntos la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico [18] y los Reales Decretos 1955/2000 [13] [14] y 485/2009 [36].

^{xxxix} CNE. Contestación al escrito de consulta de empresa distribuidora sobre el tratamiento de los cortes y bajas por motivos de impago, de 24 de febrero de 2011.

En concreto, de la Ley del Sector eléctrico resalta el artículo 50, en la redacción dada por la Ley 17/2007 [27], cuya rúbrica es “Suspensión de suministro” y que dice del siguiente modo:

“1. El suministro de energía eléctrica a los consumidores podrá suspenderse cuando conste dicha posibilidad en el contrato de suministro o de acceso (...).

3. En las condiciones que reglamentariamente se determinen podrá ser suspendido el suministro de energía eléctrica a los consumidores privados acogidos a tarifa de último recurso cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. (...). En ningún caso podrá suspenderse el suministro de energía eléctrica a aquellas instalaciones cuyos servicios hayan sido declarados como esenciales.”

Por lo expuesto por la Comisión Nacional de la Energía se desprende que la suspensión por impago a petición del comercializador, con o sin baja del contrato de suministro y/o de acceso, siempre será posible en la medida en que esta circunstancia esté prevista en el contrato libremente negociado entre el comercializador y el consumidor.

Por lo que se refiere a lo contenido en el cuerpo legal de los Reales Decretos 1955/2000 [13] [14] y 485/2009 [36], podemos decir que la suspensión del suministro por impago es aplicable tanto a consumidores acogidos a Tarifas de Último Recurso como a consumidores del mercado libre.

En **primer** lugar, el Real Decreto 485/2009 [36] contiene la regulación al respecto en su artículo 5 el cual está rubricado como “Régimen jurídico de los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso”. Este artículo nos remite directamente a la regulación dada en el Real Decreto 1955/2000 [13] [14].

En **segundo** lugar, por tanto, hemos de hacer mención a la regulación establecida en el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] en su Sección 4ª, artículo 85 titulado “Suspensión del suministro a tarifa por impago”. En el primer apartado de este artículo se establece que: “(...) transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo (...)”. Por su parte, los consumidores con un contrato en el mercado libre, el procedimiento de suspensión del suministro que les será de aplicación es el previsto en el artículo 86 del mismo cuerpo legal, el cual remite, directamente, a lo que se haya pactado inter partes en el contrato. Expresamente el artículo 86 dice: “1. La suspensión del suministro de energía a los consumidores cualificados estará sujeta a las condiciones de garantía de suministro y suspensión que hubieran pactado. (...)”.

Es necesario recordar que en cualquier caso, la regulación que viene contenida en el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] en relación con la suspensión del suministro por

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

impago no será de aplicación a los servicios definidos como esenciales en el artículo 89^{XL} del presente.

Otra de las cuestiones, muy en boga actualmente es la referida a las lecturas de consumos, dada la relación que mantienen con la facturación y por tanto con la economía. Retomando el ya conocido nuestro Real Decreto 1955/2000 [13] [14] hacemos mención ahora de su artículo 82.1 el cual dispone que (...)

“La facturación del suministro a tarifa (...) se efectuará por la empresa distribuidora mensual o bimestralmente, y se llevará a cabo en base a la lectura de los equipos de medida instalados al efecto” y en su apartado 2 sigue diciendo: “2. No obstante a los consumidores acogidos a las tarifas de suministro 1.0 y 2.0 o las que sustituyan a éstas, podrá facturarse en función de los promedios históricos del año anterior. En tal circunstancia se notificará el procedimiento al consumidor quien podrá aceptar este método de facturación. En las facturas se indicará consumo estimado. En todo caso, el distribuidor deberá realizar una regularización semestral en base a lecturas reales”.

De este artículo se desprende la obligatoriedad de facturar cada mes o cada dos meses basándose en las lecturas realizadas a los equipos de medida. Otro cuerpo legal que hace mención a este tema es la Orden [178] del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008, la cual reitera la obligación al establecer, en su Disposición Adicional Sexta (...)

“La facturación de los suministros a tarifas sociales y domésticas (hasta 10 kW de potencia contratada) a partir del 1 de septiembre de 2008 se efectuará preferentemente por la empresa suministradora mensualmente llevándose a cabo con base a la lectura bimestral de los equipos de medida instalados al efecto”.

En este caso, la Orden ITC [178] viene referida a las tarifas sociales y domésticas, donde la obligatoriedad de facturar es cada mes y ésta estará basada en las lecturas que, cada dos meses, se realicen a los equipos de medida. Aquí se es más preciso a la hora de establecer el procedimiento de facturación, al imponer claramente los plazos al respecto. Extremo este que se reitera en la Resolución de 14 de mayo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales, donde se dice (...)

^{XL} Art. 89.2 Real Decreto 1955/2000 [13] [14]: Los criterios para determinar los servicios que deben ser considerados esenciales serán: a. Alumbrado público a cargo de las Administraciones Públicas. b. Suministro de aguas para el consumo humano a través de red. c. Acuartelamientos e instituciones directamente vinculadas a la defensa nacional a las fuerzas y cuerpos de seguridad, a los bomberos, a protección civil y a la policía municipal, salvo las construcciones dedicadas a viviendas, economato y zonas de recreo de su personal. d. Centros penitenciarios, pero no así sus anejos dedicados a la población no reclusa. e. Transportes de servicio público y sus equipamientos y las instalaciones dedicadas directamente a la seguridad del tráfico terrestre, marítimo o aéreo. f. Centros sanitarios en que existan quirófanos, salas de curas y aparatos de alimentación eléctrica acoplables a los pacientes, y hospitales. g. Servicios funerarios.

“la facturación de las tarifas de suministro de energía eléctrica social y domésticas (hasta 10 kW de potencia contratada), a partir del 1 de noviembre de 2008, se efectuará por la empresa distribuidora mensualmente, llevándose a cabo con base en la lectura bimestral de los equipos de medida instalados al efecto”.

De lo expuesto podemos extraer la obligatoriedad para con las empresas distribuidoras de facturar mensual o bimestralmente con base en las lecturas y una obligación más concisa respecto a las tarifas sociales y domésticas según la cual la facturación se llevará a cabo todos los meses basándose en lecturas bimestrales.

3.2.1.- ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TIEPI Y NIEPI

La **Calidad de Servicio** en distribución se mide por una serie de indicadores, estos son el **TIEPI** y **NIEPI**. El **NIEPI** nos da una indicación de la duración de las interrupciones, así como el **NIEPI** del número de interrupciones.

Las empresas distribuidoras tiene la obligación de informar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, así como a las Comunidades Autónomas de estos índices.

3.2.1.1.- TIEPI

El **TIEPI** es un índice que refleja anualmente la duración, en horas, de una hipotética interrupción del suministro eléctrico referido a la potencia total instalada en una zona, según la clasificación, que fuese equivalente a la suma de la duración de todas las interrupciones reales fuera de servicio. Se tiene en cuenta la potencia afectada en cada uno de los cortes.

En su cálculo se tienen en cuenta las interrupciones de más de 3 minutos de duración, e incluye tanto las interrupciones causadas por trabajos planificados (programados) como por los incidentes en las instalaciones (imprevistos).

Podemos definir el **TIEPI** como:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} \quad \{1\}$$

Donde:

$\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en **MT** (en kVA).

PI_i = potencia instalada de los centros de transformación **MT/BT** del distribuidor más la potencia contratada en **MT**, afectada por la interrupción **i** de duración **H_i** (en kVA).

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

H_i = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia PI_i (en horas).
 k = número total de interrupciones durante el período considerado.

3.2.1.2.- NIEPI

El **NIEPI** {2} es un índice que refleja anualmente el número de interrupciones, de un hipotético corte del suministro eléctrico referido a la potencia total instalada en una zona, según la clasificación, que fuese equivalente a la suma de la duración de todas las interrupciones reales fuera de servicio. Se tiene en cuenta la potencia afectada en cada uno de los cortes.

En su cálculo se tienen en cuenta las interrupciones de más de 3 minutos de duración, e incluye tanto las interrupciones causadas por trabajos planificados (programados) como por los incidentes en las instalaciones (imprevistos). A efectos de **NIEPI**, se computará una interrupción por cada incidencia.

Podemos definir el **NIEPI** como:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} \quad \{2\}$$

Donde:

$\sum_{i=1}^k PI_i$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación **MT/BT** del distribuidor más la potencia contratada en **MT** (en kVA).

PI_i = potencia instalada de los centros de transformación **MT/BT** del distribuidor más la potencia contratada en **MT**, afectada por la interrupción i de duración H_i (en kVA).

k = número total de interrupciones durante el período considerado.

3.2.2.- DEFINICIONES

Partiremos de una serie de definiciones para la obtención de los indicadores de continuidad de suministro:

1. **Red de transporte de energía eléctrica.** Está constituida por la red de transporte primario y la red de transporte secundario. La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o

superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

En ningún caso formarán parte de la red de transporte los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de transporte, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

2. **Red de Distribución.** Tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 34, se consideren integradas en la red de transporte.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

3. **Alta Tensión de Distribución (AT).** Conjunto de instalaciones de distribución de tensión nominal superior a 36 kV.
4. **Media Tensión (MT).** Conjunto de instalaciones de distribución con tensión nominal comprendida entre 1 kV y 36 kV.
5. **Baja Tensión (BT).** Conjunto de instalaciones de distribución con tensión nominal hasta 1 kV.
6. **Subestación de Transformación (ST).** Conjunto de instalaciones ubicadas en

un emplazamiento común provistas de uno o varios transformadores con **MT** en el secundario, con aparamenta y obra complementaria precisas.

7. **Centro de Maniobra (CM).** Conjunto de instalaciones de **MT** situadas en un mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar, al menos, la función de conexión de dos o más líneas y su maniobra.
8. **Centro de Transformación (CT).** Instalación provista de uno o varios transformadores reductores a **BT**, con aparamenta y obra complementaria precisas.
9. **Línea MT.** Conjunto de instalaciones (fundamentalmente, circuitos constituidos por segmentos de conductor) conectadas eléctricamente y con la misma tensión nominal, que se encuentran «aguas abajo» de un interruptor automático equipado con protecciones, o comprendidas entre dos interruptores automáticos equipados con protecciones.
10. **Interrupción de Alimentación.** Condición en la que el valor eficaz de la tensión en los puntos de suministro no supera el 10 por 100 de la tensión declarada. (artículo 100 del Real Decreto 1955/2000 [13] [14]).
11. **Continuidad de Suministro.** Contenido de la **Calidad de Servicio** relativo al número y duración de las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos.
12. **Incidencia.** Es todo evento, y sus consecuencias asociadas, originado en los sistemas de Generación, Transporte o Distribución, que sea causa de una o varias interrupciones imprevistas de suministro con instalaciones afectadas relacionadas temporal y eléctricamente.
13. **Interrupción Programada.** Una interrupción se considera programada cuando se han cumplido los requisitos de información, notificación y autorización previstos en la legislación vigente, debidamente justificados.
14. **Interrupción Imprevista.** Toda aquella interrupción que no se ajusta a la definición de programada.
15. **Indicadores de Continuidad de Suministro.** Índices numéricos definidos al efecto de medir el número y/o la duración de las interrupciones de duración mayor de tres minutos que afectan a los clientes.
16. **TIEPI:** Es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$). **Percentil 80 del TIEPI:** Es el valor del **TIEPI** que no es superado por el 80 por 100 de los municipios del ámbito provincial, dentro de cada tipo de zona.
17. **NIEPI:** Es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$).
18. **Punto de Conexión en Red (PCR):** es el punto físico en el que se sitúa la fron-

tera de responsabilidad del distribuidor: la entrada de la caja general de protecciones para clientes de **BT** y el dispositivo de maniobra frontera para clientes de **AT** y **MT**.

19. **Relación cliente-red:** Es el vínculo que se puede establecer entre el cliente y las instalaciones desde las que se suministra. Consta de dos partes, la relación cliente-PCR, soportada y mantenida por la organización comercial y la relación entre el PCR y las instalaciones de red soportada y mantenida por la parte técnica. Según el grado de información de la red en los sistemas, la relación cliente-red podrá establecerse a nivel de distintos elementos de red (centro de transformación, de transformador, de cuadro de BT o de acometida).
20. **Punto de agregación.** Elemento de red en el que se establece la relación cliente-red.
21. **Consumidor:** el cliente que compra electricidad para su consumo propio.
22. **Tensión de alimentación:** valor eficaz de la tensión presente en un instante dado en el punto de suministro y medido en un intervalo de tiempo dado.
23. **Tensión nominal de una red de distribución:** tensión que caracteriza o identifica una red y a la cual se hace referencia para ciertas características de funcionamiento.
24. **Tensión de alimentación declarada:** es la tensión nominal de la red, salvo que, como consecuencia de un acuerdo entre distribuidor y consumidor, la tensión de alimentación aplicada en el punto de entrega difiera de la tensión nominal, en cuyo caso aquella corresponde a la tensión de alimentación declarada.
25. **Interrupción de alimentación:** condición en la que la tensión en los puntos de suministro no supera el 10 por 100 de la tensión declarada. Las interrupciones pueden ser largas, de duración superior a tres minutos, o breves, de duración inferior o igual a tres minutos.

3.2.3.- CLASIFICACIÓN DE ZONAS

A efectos de definir y aplicar la **Calidad de Servicio**, debemos establecer una clasificación de zonas:

- **Zona Urbana.** Conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.
- **Zona Semiurbana:** Conjunto de municipios de una provincia con un nú-

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

mero de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.

- **Zona Rural:**
 - a. **Zona Rural Concentrada:** Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.
 - b. **Zona Rural Dispersa:** Conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

3.2.4.- CALIDAD INDIVIDUAL Y ZONAL

En cuanto a la calidad individual del suministro, el distribuidor está obligado a que los tiempos (**TIEPI**) de interrupción previstos mayores de tres minutos de cada año natural no superen los siguientes valores, dependiendo de la zona donde esté situado el suministro:

MEDIA TENSIÓN (DE 1 A 36 kV)	
	Número de horas
Urbana	3.5
Semiurbana	7
Rural concentrada	11
Rural dispersa	15

Tabla 10. Interrupciones máximas referidas al TIEPI en Media Tensión.

- A. **Urbana:** conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque que no lleguen a la cifra anterior.
- B. **Semiurbana:** conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendidos entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.
- C. **Rural concentrada:** conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendidos entre 200 y 2.000.
- D. **Rural dispersa:** conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros así como los suministros situados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

Los usuarios o consumidores conectados en media tensión, superior a 36 kV, como es 66 y 132 kV, ya que estamos en distribución, se asemejan a zonas urbanas, indiferente de su ubicación.

BAJA TENSIÓN (MENOR O IGUAL A ≤ 1 kV)	
	Número de horas
Urbana	5
Semiurbana	9
Rural concentrada	14
Rural dispersa	19

Tabla 11. Interrupciones máximas referidas al TIEPI en Baja Tensión.

3.2.5.- CALIDAD ZONAL

La medición de la calidad zonal se efectuará sobre la base del **TIEPI**, el percentil 80 del **TIEPI** y el **NIEPI**. Si se tienen en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas, los límites de los valores del **TIEPI** y del percentil 80 del **TIEPI**, durante cada año natural, son los siguientes^{XLI}:

ZONA	TIEPI	PERCENTIL 80 DEL TIEPI	NIEPI
	horas	horas	horas
Urbana	1.5	2.5	3
Semiurbana	3.5	5	5
Rural concentrada	6	10	8
Rural dispersa	9	15	12

Tabla 12. TIEPI referido al percentil 80.

^{XLI} Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. Publicado en B.O.E. núm. 312 de 30 de Diciembre de 2006.

1. **Continuidad del suministro**, relativa al número y duración de las interrupciones del suministro.
2. **Calidad del producto**, relativa a las características de la onda de tensión.
3. **Calidad en la atención y relación con el cliente**, relativa al conjunto de actuaciones de información asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.”

Hay que matizar que no todos ellos tienen la misma incidencia. Tanto la continuidad del servicio como, sobre todo, la calidad de la onda, son aspectos técnicos que pueden ser medidos (o estimados) con la ayuda de los índices de **calidad TIEPI** y **NIEPI**. El valor de los mismos puede ser más o menos exactos, pero es mucho más objetivo que la valoración de la atención al cliente^{XLII}. Aun así, la atención al cliente podría ser medida atendiendo a los tiempos de espera en la realización de los trámites o en la contestación por parte de la empresa a las reclamaciones de los clientes. Además, este es un aspecto en auge y de creciente importancia a medida que la sociedad evoluciona orientándose cada vez más hacia el individuo y sus necesidades. No podemos obviar el hecho de que los clientes son cada vez más exigentes a la hora de demandar una atención individualizada y mayor calidad. Por ello, debería ser tenido en cuenta por las empresas a la hora de configurar su servicio de suministro eléctrico. Sin embargo, este factor es poco tenido en consideración por las empresas ya que, a la hora de valorar la calidad de la empresa y en base a ella, establecer la retribución que recibirían. La atención al cliente prácticamente no se tiene en cuenta. Así se refleja en la Ley 54/1997 [10], donde en su 48.2 párrafo 3º establece que:

*“La Administración General del Estado determinará unos índices objetivos de **Calidad del Servicio**, así como unos valores entre los que estos índices puedan oscilar, a cumplir tanto a nivel de usuario individual como para cada zona geográfica atendida por un único distribuidor. Estos índices deberán tomar en consideración la continuidad del suministro, relativo al número y duración de las interrupciones y la **calidad del producto** relativa a las características de la tensión. Las empresas eléctricas estarán obligadas a facilitar a la Administración la información, convenientemente auditada, necesaria para la determinación objetiva de la **Calidad del Servicio**. Los datos de los índices antes citados serán hechos públicos con una periodicidad anual.”*

En términos muy similares, el Real Decreto 1955/2000 [14] [13] en su artículo 19 establece que la **Calidad de Servicio** de la red de transporte (transportistas y agentes conectados a la red de transporte: productores, autoproductores, distribuidores y con-

^{XLII} Estos conceptos técnicos suelen ser desconocidos por el consumidor por lo que se deviene imprescindible el establecimiento de una regulación de la **Calidad del Servicio** por parte del Regulador en aras a la protección del consumidor y la salvaguarda de sus intereses.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

sumidores conectados directamente a la red) viene configurada, a los efectos de la elaboración de las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITCs)^{XLIII}, por los siguientes aspectos:

- La continuidad del suministro. Relativa al número y duración de las interrupciones del suministro a la distribución y a los consumidores directamente conectados
- Calidad de producto, relativa a las características de la onda de tensión
- Indisponibilidad de las instalaciones de la red de transporte
- Niveles de tensión y frecuencia en los puntos frontera.

3.3.2.- DIFERENCIA ENTRE EMPRESA DISTRIBUIDORA Y EMPRESA COMERCIALIZADORA

Seguidamente, vamos a mencionar que engloba lo que denominamos “energía eléctrica” en nuestro país. Respecto a la energía eléctrica en España, diremos que, ésta, engloba a los elementos que componen el sistema de suministro eléctrico, fundamentalmente en sus fuentes de:

- a) Generación.
- b) Transporte.
- c) Distribución.
- d) Demás desarrollos generales.

Una de las características y peculiaridades de la liberalización en el sector eléctrico es la separación de la actividad en dos: la distribución y la comercialización de energía.

Hasta ahora la misma empresa distribuía y vendía la electricidad. En el mercado libre estas actividades se dividen, por lo que las empresas que distribuyen la energía eléctrica van a ser distintas de las que la comercializan.

Las empresas distribuidoras son las propietarias de las infraestructuras y responsables de asegurar la **Calidad del Servicio**. En caso de avería o problemas de suministro, responden ante el consumidor aun cuando no existe contrato entre ellos.

Asimismo, las empresas comercializadoras son las que compran la energía a las distribuidoras y la venden al consumidor final. Son, por tanto, las empresas con las que el consumidor firma el contrato de suministro.

^{XLIII} Las ITCs son órdenes aprobadas por el Ministerio de Economía que vienen a complementar el Real Decreto desarrollando aspectos técnicos y concretos como los puntos de frontera o las condiciones de entrega de la energía eléctrica.

3.3.3.- FACTORES A TENER EN CUENTA EN RELACIÓN CON LA CALIDAD DEL SERVICIO

Dentro del sistema eléctrico existe variedad de agentes intervinientes, teniendo cada uno de ellos intereses particulares. En líneas generales, estos son:

- Clientes
- Compañías eléctricas
- Regulador

El cliente paga un precio a cambio del cual espera recibir suministro eléctrico. Ocupa la posición débil característica del consumidor, en este caso incrementada por la imposibilidad de elegir al suministrador. Es decir, el cliente no ejerce ningún poder de negociación de cara al suministrador, el cual será quien fije el precio y las condiciones del suministro. Ante esta posible actitud abusiva por parte de los suministradores debe ser el regulador quien actúe. Además es a él (o al órgano competente) a quien el cliente puede acudir alternativamente para reclamar por problemas de suministro no resueltos con la compañía.

Sin embargo, a la compañía no le interesa que el regulador intervenga con lo que intentará mantener un nivel de calidad adecuado para que su relación con el cliente sea lo más directa posible, sin intervenciones externas. Las distribuidoras, por tanto, intentarán buscar el nivel de calidad que resulte óptimo y suficiente frente al resto de agentes pero que le reporte un mínimo coste. Además, es fundamental incorporar a esta fórmula la retribución que reciben las distribuidoras, ya que será esta la que determine en mayor medida la **Calidad del Servicio**.

Con ello, siempre y cuando la relación entre el cliente y el distribuidor se desarrolle en condiciones óptimas y satisfactorias para ambos, el papel del regulador se limitará al establecimiento de las reglas del juego y al control de que dichas reglas funcionaran y se cumplan.

Merece la pena desarrollar qué sujetos forman parte del sistema eléctrico desde el punto de vista de la actividad que realizan dentro de las compañías eléctricas. Así podemos distinguir:

- Productores.
- Transportistas.
- Distribuidores.
- Comercializadores.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Es de suma importancia al respecto, distinción entre distribuidores y comercializadores, que se refleja en la Tabla 13^{XLIV}

DISTRIBUIDORES		COMERCIALIZADORES
PERSONALIDAD	SOCIEDADES MERCANTILES	PERSONAS JURÍDICAS
FUNCIÓN	Distribuir energía eléctrica en la zona para la que están autorizados	Suministro de energía a los consumidores en el mercado libre, accediendo a las redes de transporte o distribución
OBLIGACIONES	Construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo	Respetar las reglas del libre mercado ofreciendo calidad suficiente a precios no abusivos
RETRIBUCIÓN	Suministro a consumidores finales a tarifa o a otros distribuidores que también adquieran la energía eléctrica a tarifa.	Precio libremente negociado, salvo tarifas de último recurso ^{XLV} o PVPC

Tabla 13. Agentes del mercado eléctrico según la Ley 54/1997 LSE [10].

También mencionar la existencia de otros sujetos que intervienen en este mercado:

- Operador de mercado^{XLVI}: Compañía Operadora del mercado Español de Electricidad (**OMEL**).
- Operador del sistema^{XLVII}: Red Eléctrica de España, S.A. (**REE**).
- Comisión Nacional de Energía (CNE), ahora Comisión Nacional del Mercado de la Competencia (**CNMC**).

3.3.4.- LAS CONSECUENCIAS PARA EL CONSUMIDOR CON RESPECTO A LA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Como venimos explicando la liberalización del sector eléctrico, es un fenómeno que se ha venido produciendo en numerosos países en las últimas décadas, y ha llevado a que la energía eléctrica pueda ser intercambiada en un mercado propio sujeto a reglas competitivas.

^{XLIV} Artículos 36 y siguientes Real Decreto 1955/2000 [13] [14].

^{XLV} El gobierno determinará quien son los comercializadores obligados a ofrecer suministro de último recurso.

^{XLVI} Artículo 33 LSE.

^{XLVII} Artículo 34 LSE

En España, el proceso de liberalización se ha visto impulsado por la necesidad de adaptarse a las directrices marcadas por la Unión Europea de cara a continuar por la senda de integración económica con el objetivo de consolidar un mercado común para bienes y servicios.

La culminación de este proceso de liberalización se refleja en la posibilidad de elegir suministrador de electricidad, para todos los consumidores peninsulares a partir del 1 de enero de 2003.

La libre elegibilidad de suministrador supone una oportunidad para el usuario, pero los beneficios netos finalmente obtenidos dependerán del nivel de competencia real en el mercado eléctrico.

3.3.5.- COSTE DE LA DISTRIBUCIÓN

Hay que tomar como base la asimetría de información entre el regulador y las empresas reguladas, sobre todo en lo relativo a la prestación del servicio. Lo ideal a conseguir por el regulador sería una tarifa igual al coste marginal^{XLVIII} de la prestación del servicio o en su defecto igual al coste medio (para cubrir los costes fijos). Sin embargo, esta igualdad en la realidad no se cumple porque las empresas, que son las que tienen la información sobre el coste marginal, suelen ocultarla con el propósito de maximizar beneficios. Esta asimetría se incrementa más si cabe al introducir el factor de la **Calidad del Servicio**.

Podemos analizar el coste asociado a la calidad:

- Desde el punto de vista de las compañías eléctricas: coste de inversión, operación y mantenimiento para obtener un determinado nivel de calidad I_{CAL}
- Desde el punto de vista del cliente: coste que le supone a los clientes la falta de calidad C_{CAL}

La suma de ambos costes constituye el denominado coste social neto^{XLIX} de la calidad (**CSN**). La normativa relativa a la **Calidad del Servicio** irá encaminada a minimizar

^{XLVIII} Se define como la variación del coste total, con respecto al tiempo. La curva que representa la evolución del costo marginal tiene forma de parábola cóncava, debido a la ley de los rendimientos decrecientes. En el punto mínimo de dicha curva, se encuentra el número de bienes a producir para que los costos en beneficio de la empresa sean mínimos. En dicha curva, el punto de corte con la curva de costes medios nos determina el óptimo de producción, punto a partir del cual se obtiene mayor producción más beneficio en común se tiene por lo que hay que pensar marginalmente.

^{XLIX} El CSN es el coste soportado por la sociedad en su conjunto en la prestación del servicio considerado, para el cual es necesario conocer el coste de suministrar el producto o servicio por un lado, y su función de utilidad para los receptores del producto o servicio por otro.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

dicho coste. Gráficamente podremos obtener el **CSN** determinando los dos costes enunciados y definiendo una curva que represente a cada uno de ellos. El punto óptimo desde un punto de vista social será la intersección de ambas curvas. El nivel que representa este punto será el nivel de calidad mínimo que los clientes están dispuestos a aceptar en relación con el nivel de calidad máximo que ofrecen las distribuidoras en función del coste [179].

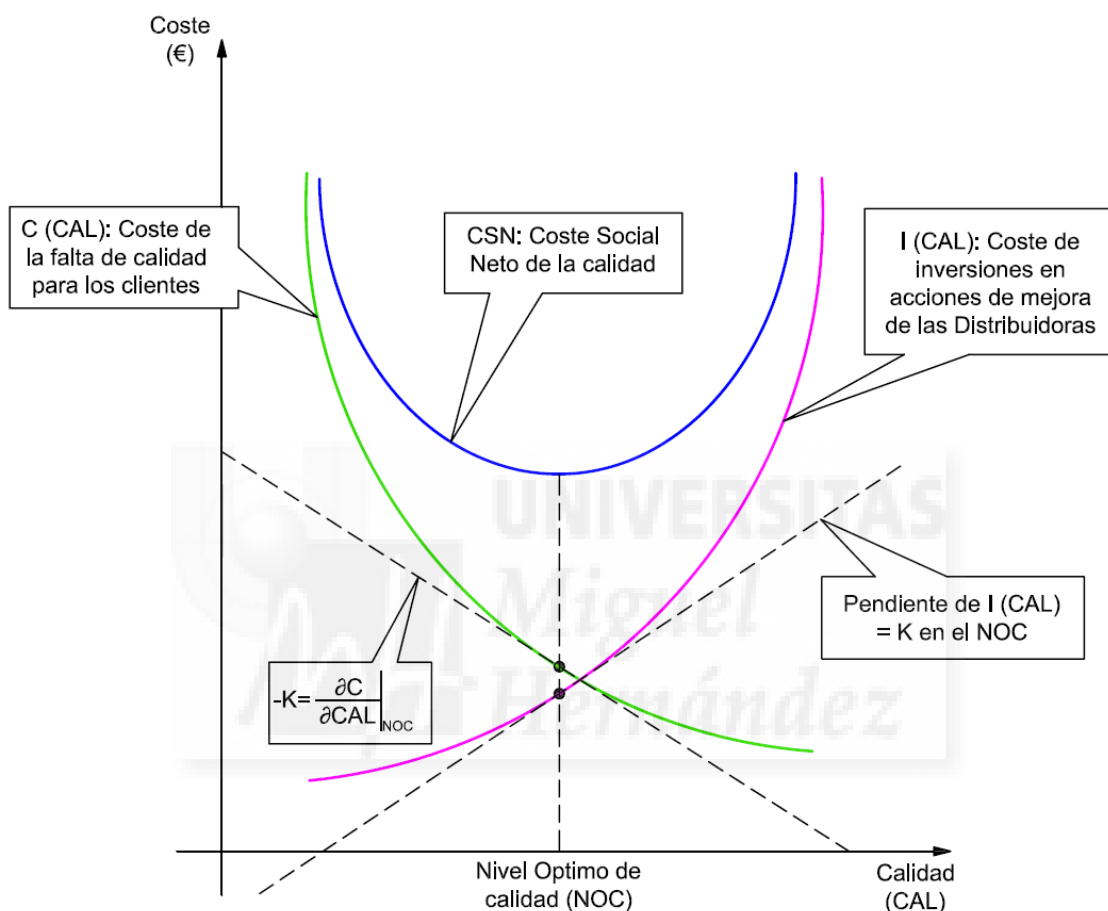


Figura 57. Coste social neto de la calidad. Con pendientes de $I_{(CAL)}$ e $C_{(CAL)}$. Fuente [179]. Elaboración propia.

Observamos en el gráfico como la curva que define el coste de falta de calidad para los clientes es una función exponencial decreciente a medida que aumenta la calidad (eje X), tendiendo a 0 (se alcanzaría un coste 0 para los clientes en una situación de hipotética calidad total) o dicho de otra manera cuanto mejor sea el nivel de calidad, más costará el mejorarla. Por otro lado, la curva del coste de las inversiones para las empresas es otra función exponencial en este caso creciente. El valor absoluto de la derivada de C_{CAL} decrece a medida que la calidad mejora. Dicho de otro modo, el beneficio marginal que obtienen los clientes debido a una mejora de calidad decrece a medida que la calidad aumenta. En el caso de estar en un nivel de calidad inferior al **NOC**, entonces el beneficio marginal siempre será superior al valor K de la pendiente en el **NOC**.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Si queremos minimizar el **CSN** la ecuación a analizar sería {3}:

$$CSN = I_{CAL} + C_{CAL} \quad \{3\}$$

Por tanto el óptimo de la calidad **NOC** o mínimo **CSN**, lo conseguiremos cuando las derivadas parciales sean iguales y de signo contrario ecuación.

Y serán los mismos puntos de vista, si cabe cuando las rectas corten en un punto y éste a su vez sea el punto mínimo de la parábola del **CSN punto triple**.

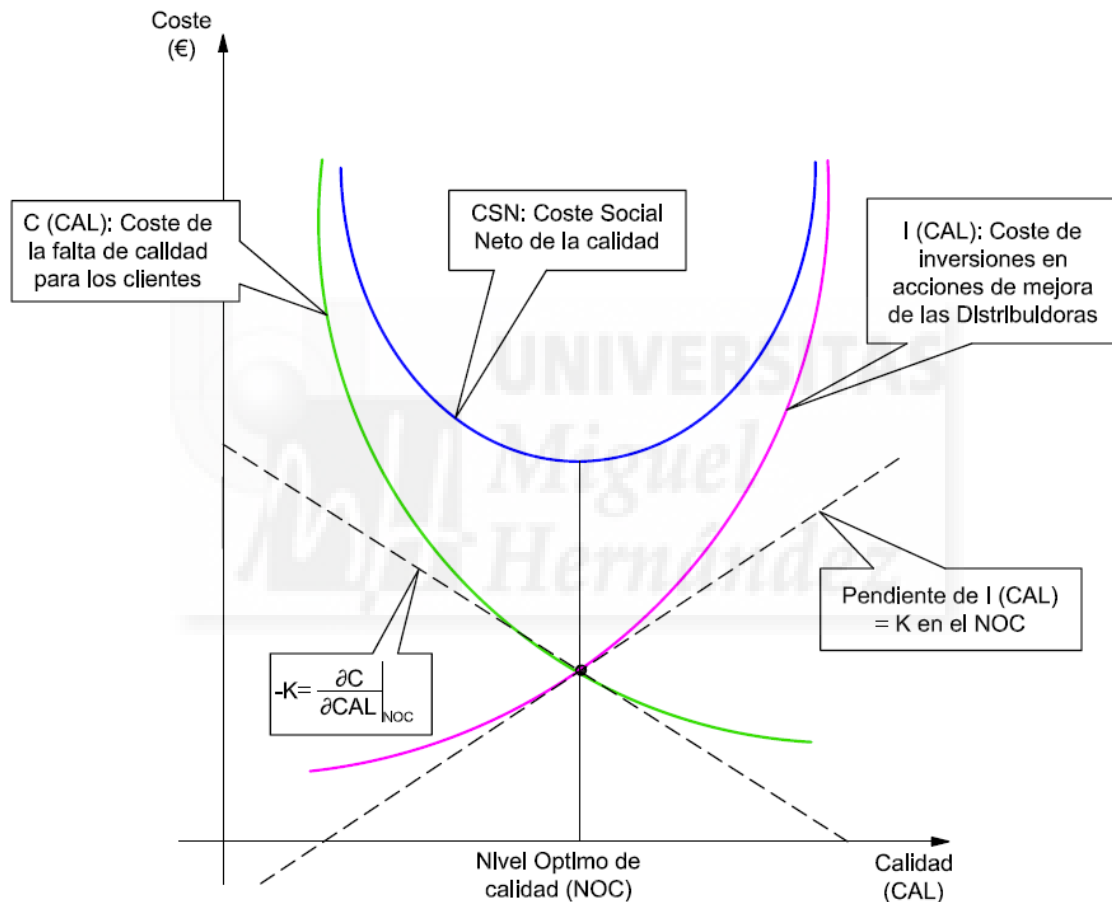


Figura 58. Coste social neto de la calidad. Punto triple. Con pendientes de $I_{(CAL)}$ e $C_{(CAL)}$. Fuente [179]. Elaboración propia.

$$\left| \frac{\partial I}{\partial Calidad} \right|_{NOC} = - \left| \frac{\partial C}{\partial Calidad} \right|_{NOC} = K \quad \{4\}$$

Por tanto, lo que se trata es de minimizar la ecuación anterior, obteniendo un **CSN** mínimo o nivel óptimo de calidad **NOC**. Para ello, hay que calcular las derivadas de las funciones I_{CAL} y C_{CAL} e igualarlas con signo contrario {4}.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$$\left| \frac{\partial I}{\partial \text{Calidad}} \right|_{\text{Calidad} \leq \text{Calidad óptima}} \leq \left| \frac{\partial I}{\partial \text{Calidad}} \right|_{\text{Calidad óptima}} = K = - \left| \frac{\partial C}{\partial \text{Calidad}} \right|_{\text{Calidad óptima}} \leq - \left| \frac{\partial C}{\partial \text{Calidad}} \right|_{\text{Calidad} \leq \text{Calidad óptima}} \quad \{5\}$$

Donde:

I_{CAL} = Coste marginal de mejorar la calidad a través de las inversiones. Se podría definir como el incremento del coste de las inversiones cuando la calidad aumenta en una unidad. Este coste de las inversiones aumenta a medida que lo hace la calidad de forma que, a niveles de calidad más elevados es mayor también el coste de mejorarla. De ahí que la pendiente de esta curva sea positiva y de pendiente más elevada a medida que aumenta la calidad, o lo que es lo mismo, a medida que nos desplazamos hacia la derecha en el eje X la pendiente de la curva se vuelve más pronunciada. Veamos qué sucedería gráficamente para clarificar este desarrollo Figura 59:

Por otro lado, el valor absoluto de la derivada de C_{CAL} decrece a medida que la calidad mejora. Dicho de otro modo, el beneficio marginal que obtienen los clientes debido a una mejora de calidad decrece a medida que la calidad aumenta. En el caso de estar en un nivel de calidad inferior al **NOC**, entonces el beneficio marginal siempre será superior al valor K de la pendiente en el **NOC**:

$$- \left| \frac{\partial C}{\partial C_{CAL}} \right|_{\text{Calidad} \leq \text{NOC}} \geq K \quad \{6\}$$

De lo expuesto anteriormente, se puede deducir que en el caso de encontrarse en un nivel de calidad inferior al **NOC**, el coste marginal de mejorar la calidad es inferior a K , que es a su vez inferior al beneficio marginal que obtienen los clientes debido a la mejora de la calidad. Estos tres valores se igualan en el **NOC** llegando así a un punto de equilibrio. Desde un punto de vista social, es rentable invertir para mejorar la calidad hasta que se llegue al **NOC**, a partir del cual el coste de mejora es mayor que el beneficio que se obtiene.

El problema para determinar el nivel óptimo de calidad reside en que por lo general no se conocen estas dos funciones. El coste de la obtención de un determinado nivel de calidad no está claro. Las Distribuidoras saben lo que les cuesta suministrar la electricidad con el nivel actual de calidad, pero no saben cuánto les costaría incrementar esa calidad, y mucho menos trazar la curva completa. Ni siquiera es posible separar completamente las inversiones destinadas a mejorar la **Calidad del Suministro**: el suministro de electricidad y su calidad no son productos separados, y una inversión en infraestructura para el suministro de electricidad se convierte automáticamente en inversión en calidad. Tampoco se están teniendo en cuenta las inversiones dedicadas a reducir pérdidas, que podrían considerarse en otro eje horizontal: un eje mide calidad, otro mide pérdidas, obteniéndose de esta forma una superficie de costes en vez de una curva. La generali-

zación del planteamiento propuesto para incluir pérdidas. Por otra parte, sí existen ciertas inversiones claramente orientadas a la mejora de la calidad: instalación de equipos de señalización y seccionamiento en las redes de distribución, conexiones alternativas, etc.

La función de coste de la falta de calidad para los clientes C_{CAL} , también es desconocida. No hay ningún método directo para conocer el perjuicio que está causando la falta de calidad. Se han hecho muchos estudios con diferentes enfoques, pero la dificultad radica en que es muy difícil llegar a saber qué costes indirectos aparecen detrás de un apagón (pérdidas de alimentos congelados, saqueos, disturbios...). Ni siquiera los costes directos son fáciles de determinar, ya que el suministro de electricidad es también un suministro de comodidad cuya ausencia es difícil de valorar.

Existe otra dificultad añadida al problema: estas curvas de costes no son únicas. La curva de costes de inversión varía con el mercado que hay que servir: no es lo mismo distribuir en una zona montañosa poco poblada que distribuir en una gran ciudad donde se alcanza una mucha mejor **Calidad de Servicio** con un coste mucho menor. Tampoco la falta de calidad supone los mismos costes a todos los clientes: por ejemplo, un cliente industrial seguramente necesitará mucha mejor **Calidad de Servicio** que un cliente doméstico. Incluso entre clientes domésticos existen grandes variaciones a la hora de valorar una interrupción de suministro.

Por otro lado, también está el problema del índice de calidad: se ha utilizado un índice genérico CAL que debe medir la calidad en su conjunto. Pero no existe ningún índice que mida todos los aspectos de calidad. Ni siquiera se puede decir que exista un índice para cada aspecto general de la calidad como puede ser la continuidad del suministro o la calidad de la onda. Además, el nivel de calidad puede variar con el tiempo, primero debido a su carácter aleatorio y, segundo, debido a variaciones de la demanda en el tiempo, etc.

Todos estos problemas son los que han llevado a utilizar siempre en la literatura técnica únicamente un planteamiento cualitativo del problema de la determinación del nivel óptimo de calidad.

Para analizar el desarrollo anterior gráficamente, representamos una variación cualquiera (para simplificar pongamos que la variación es de una unidad) sobre el eje X (calidad) desde el punto a hasta el punto b , y como vemos provoca una variación A en el eje Y (coste), es decir, ese aumento de la calidad descrito conllevaría una inversión de A (Figura 59). Al representar la misma variación en el eje X pero desplazándonos hacia la derecha, es decir, desde el punto c al punto d (siendo $b-a = d-c$) comprobamos como se produce en este caso una variación B sobre el eje Y . Es fácil apreciar como esta nueva variación (B) es mayor que la primera (A), con lo que queda comprobado el argumento anterior, al observar como a medida que nos desplazamos hacia la derecha en el eje X (es decir, a medida que aumenta la calidad), una variación en la misma provoca una

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

variación cada vez mayor (es decir, mayores inversiones en calidad). Esto es lo que hemos denominado coste marginal de las inversiones para mejorar la calidad.

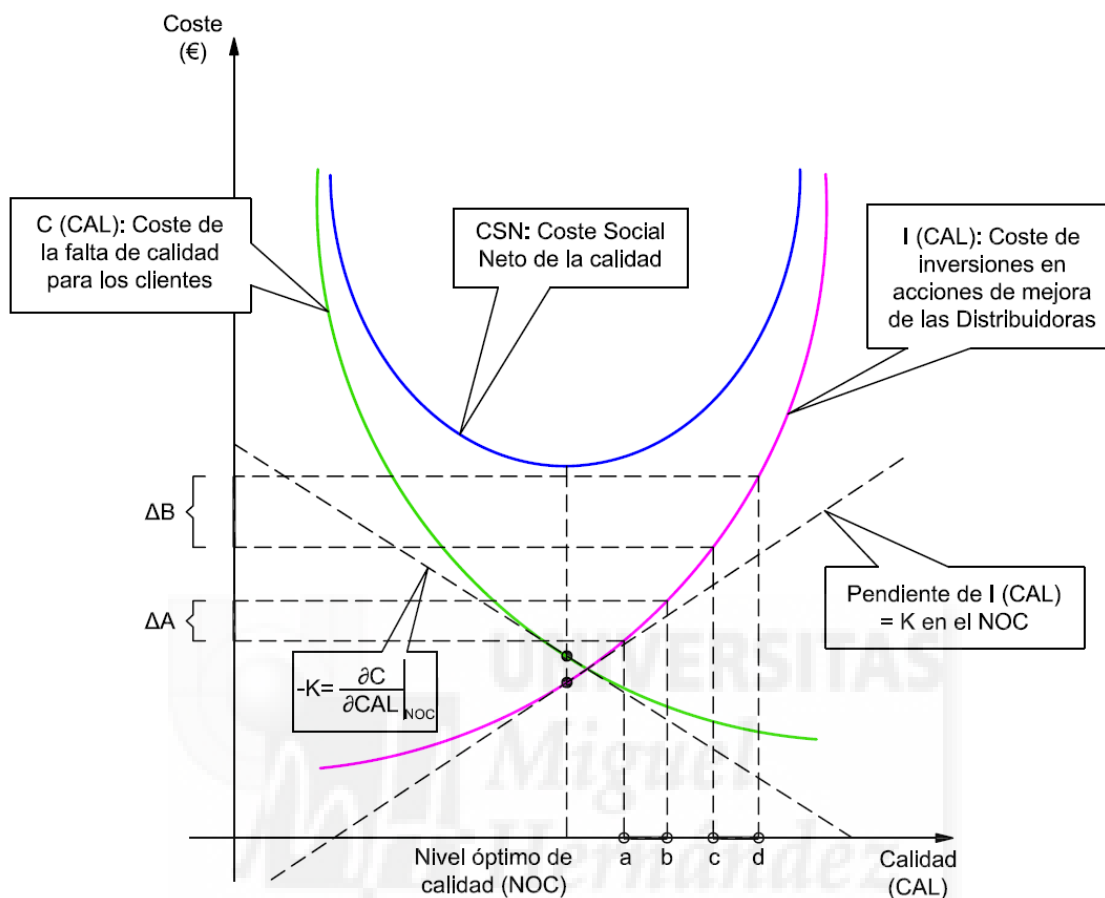


Figura 59. Coste social neto de la calidad. Por encima del nivel óptimo de calidad. Elaboración propia.

C_{CAL} = Coste marginal de la falta de calidad para los clientes. El valor absoluto de la derivada de este componente decrece a medida que aumenta la calidad. En este caso se trata más bien de un beneficio marginal (aunque genéricamente se denomine a todo coste marginal) puesto que al aumentar la calidad el cliente recibe una mejora o beneficio y por tanto se reduce el coste de la falta de calidad. De ahí que esta curva sea decreciente y de menor pendiente a medida que nos desplazamos a la derecha en el eje X (aumenta la calidad). Al contrario de cómo sucedía con la curva anterior, en este caso, los incrementos en la calidad producirán cada vez reducciones menos significativas sobre este coste, es decir, a niveles mayores de calidad los clientes son menos sensibles a posibles reducciones puesto que el coste de la falta de calidad a esos niveles será menor que a niveles de calidad inferiores. Si el nivel de calidad se sitúa por debajo del **NOC**, estaremos ante un coste de la falta de calidad a los clientes superior a K y por tanto insostenible (Figura 60).

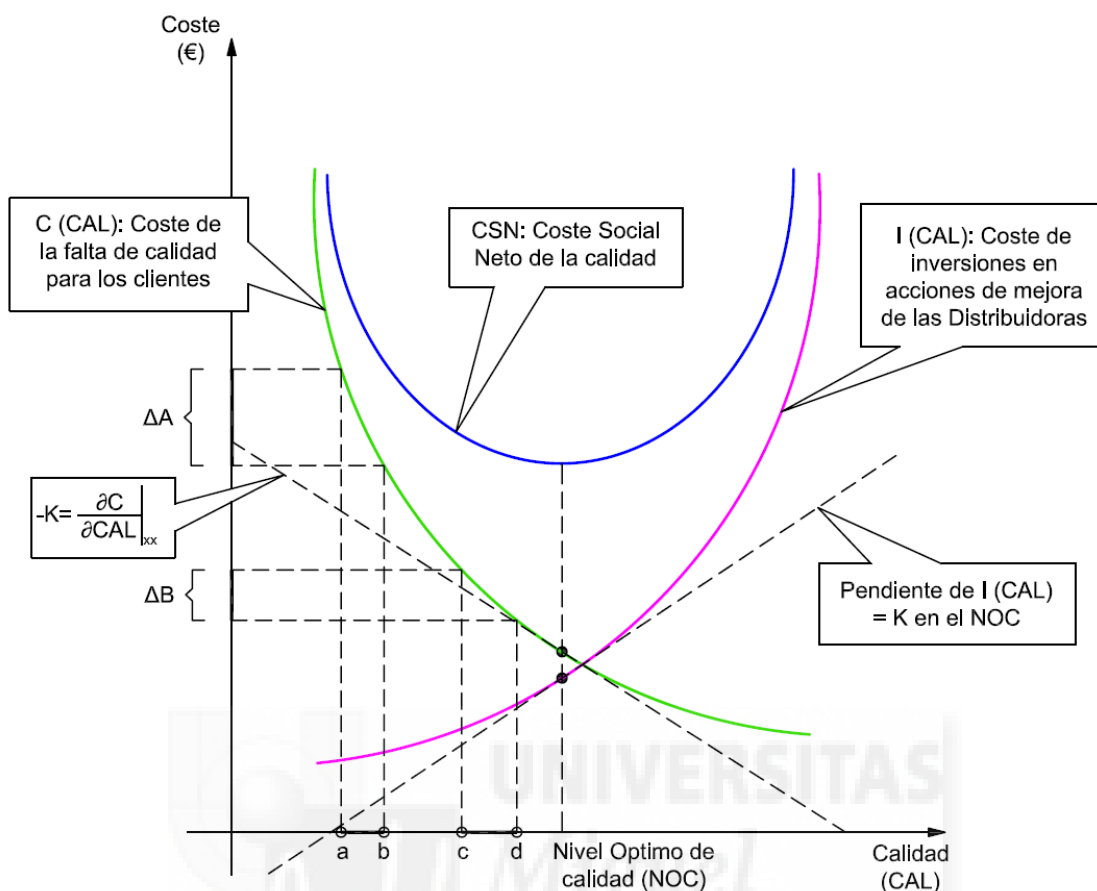


Figura 60. Costo social neto de la calidad, por debajo del nivel óptimo de calidad. Elaboración propia.

Gráficamente observamos cómo, a la inversa que en el caso anterior, los incrementos en la calidad (desplazamientos a la derecha en el eje **X**) provocan cada vez incrementos más pequeños en el coste de la falta de calidad de los clientes.

El regulador establecerá las reglas necesarias para alcanzar ese nivel óptimo, que equivale a maximizar el Beneficio Social Neto. Con ello reflejamos que se puede alcanzar el máximo beneficio en el mercado dejando que los agentes maximicen su propio beneficio individual. Por tanto, el regulador interviene en el mercado en una fase inicial, indicando las reglas que deben regir a los agentes. Pero en la siguiente fase, una vez que los agentes ya han definido su curva de costes derivados de la inversión, mantenimiento y operación, o los debidos a la falta de **Calidad del Servicio**, operan las reglas del libre mercado, dejando que este mismo se autoajuste y busque el punto de equilibrio sin necesidad de una nueva intervención externa. De esta forma, el comportamiento egoísta de los agentes del mercado en busca de su propio beneficio, consigue alcanzar el óptimo del mercado.

El problema reside en la determinación de dichos costes. El coste de obtención de un determinado nivel de **Calidad de Servicio** por parte de las compañías eléctricas de-

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

pende de muchos factores de difícil cualificación. Las inversiones en mejoras de infraestructuras son un indicativo de dicho coste. Pero el impacto de estas mejoras en la calidad sólo puede establecerse de forma aproximada. Y más problemático es si cabe en relación con el cliente, pues la falta de calidad que está dispuesto a aceptar el cliente se conecta con aspectos tan poco precisos como las pérdidas materiales e incluso inmateriales consecuencia de apagones.

Pero hay que tener en cuenta que las curvas de coste no son únicas dado que varían en función de los diferentes agentes (diferentes clientes y diferentes suministradores). Una propuesta de solución a ello es dividir el mercado servido en zonas con características similares y diferenciables las unas de las otras, y establecer un óptimo local para cada una de ellas. De hecho, el propio Real Decreto 1955/2000 [152] [153] señala la distinción mencionada en los apartados 3 y 4 del ya aludido artículo 99 relativo a la **Continuidad del Suministro**:

“Se reconoce la siguiente clasificación de la **Calidad de Servicio** en cuanto a su extensión:

4. *Calidad individual: es aquella de naturaleza contractual, que se refiere a cada uno de los consumidores.*

5. *Calidad zonal: es la referida a una determinada zona geográfica, atendida por un único distribuidor.*

A los efectos de la aplicación del presente capítulo, se establece la siguiente clasificación de zonas:

A. *Zona urbana: conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia aunque no lleguen a la cifra anterior.*

B. *Zona semiurbana: conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.*

C. *Zona rural:*

a. *Zona rural concentrada: conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.*

b. *Zona rural dispersa: conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros, así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.*

No obstante, para empresas eléctricas que distribuyan en aquellos ámbitos territoriales con dispersión de la localización de la demanda en diferentes núcleos de población dentro de un municipio, el Ministerio de Economía, a solicitud de la empresa distribuidora afectada, podrá definir las zonas urbanas, semiurbanas y rurales en función de los citados núcleos.”

Por tanto, la regulación de la **Calidad de Servicio** debe cumplir los siguientes objetivos:

- Ser objetiva, transparente y no discriminatoria.

- Conseguir que el nivel de calidad ofrecido por las empresas sea el óptimo social.
- Comprobar que las empresas prestan el servicio con la calidad que corresponde a la remuneración percibida por las empresas eléctricas.
- Garantizar un mínimo de calidad del suministro eléctrico a todos los clientes.
- El regulador puede controlar el cumplimiento de estos objetivos de dos formas:
 - Ofreciendo incentivos a la calidad.
 - Penalizando a las empresas que suministren niveles de calidad inferiores al nivel de calidad base regulado

Cada país utiliza un mecanismo diferente, siendo la penalización el más utilizado. Algunos incluso, como España, utilizan ambos.

3.3.6.- INVERSIONES

Cuando analizamos el coste, tratamos el tema de la inversión, y de cómo alcanzar el nivel de inversión óptimo en función del coste de los consumidores ante la falta de calidad y los costes de inversión, operación y mantenimiento de las empresas para mejorar la calidad. Es decir, las empresas tratarán de maximizar sus inversiones de forma que realizarán las inversiones necesarias hasta alcanzar el nivel óptimo de calidad que denominábamos **NOC**.

Es el regulador quien debe asegurarse de que las empresas lleguen a alcanzar el nivel de inversiones que consideran óptimo porque es que lleva aparejado el **NOC**, a la vez que se minimiza el coste social asociado con un nivel de calidad dado (**NOC**).

Por ello, el regulador establece un sistema de retribución a las empresas a través de la regulación de incentivos o a través de sanciones o multas a los operadores que no alcanzan el nivel de calidad considerado óptimo. De ahí que se regule, por ejemplo, el coste de una interrupción para el usuario a efectos de ser compensado por la falta de **Calidad de Servicio**, estimando que el coste para el usuario doméstico es de 10 veces su precio mientras que para el comercial e industrial será de 30 y 40 veces su precio. En problema de esta estimación es que solo refleja las pérdidas en sí mismas, sin incluir el **lucro cesante**, es decir, el beneficio que se ha dejado de ganar como consecuencia de la **falta de calidad**, en este caso, como consecuencia de una interrupción.

Sin embargo, el regulador no se limita a establecer un nivel óptimo de calidad y penalizar a las empresas que no lo alcancen, el regulador también se preocupa por la

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

eficiencia productiva de las empresas procurando que las inversiones en mejoras de calidad e incluso en expansiones de red^L se logren al **menor coste posible**.

Esta tarea no es fácil para el regulador ya que para ello necesita disponer de toda la información relativa al plan de inversiones de las empresas. Así nos adentramos en un ámbito de suma importancia, y no menos complejidad, como es la valoración de las inversiones. Tal importancia se deriva de que es la base para la fijación de tarifas.

La valoración de las inversiones puede hacer por diferentes métodos:

1. **Empresa modelo:** se diseña una empresa modelo cuyo conjunto de instalaciones y bienes físicos prestan el servicio en condiciones de eficiencia técnica y económica y con una calidad determinada. La empresa objeto de regulación se comparará con esta empresa modelo a los efectos de reconocer solo las cantidades y el coste de las obras que serán necesarios para alcanzar el nivel óptimo de calidad al mínimo coste.
2. **Análisis crítico al plan de inversiones:** el regulador valorará de manera objetiva la eficiencia técnica y económica de las inversiones realizadas por la empresa. Para ello es necesario que el regulador tenga gran conocimiento del plan de inversiones de la empresa, así como de las condiciones de calidad que se prestan en la red en el momento de estudio tarifario y las posibilidades técnicas de su mejoramiento.

3.3.7.- CONSIDERACIÓN FINAL

A lo largo de los últimos 7 años, se ha vivido en España una “revolución” jurídica en el sector energético, que no solo ha supuesto la adaptación de normas europeas a la legislación nacional, sino un cambio de rumbo en lo que se refiere al marco jurídico y sobre todo retributivo en el sector. Las causas principales que han conducido a tal cambio son la imprescindible solución a un déficit tarifario en imparable crecimiento, un sistema de retribución en el subsector de energías renovables mediante subvenciones a la producción, que se hacía insostenible por el aumento de instalaciones con costes de inversión decrecientes y mayor eficiencia en la producción, y la necesidad de adaptar la normativa española a las exigencias europeas para la consecución de un mercado interior de electricidad más competitivo.

^L Algunos autores consideran que la expansión es el nivel mínimo de calidad, en el sentido de que poseer el servicio es el primer paso de la calidad.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

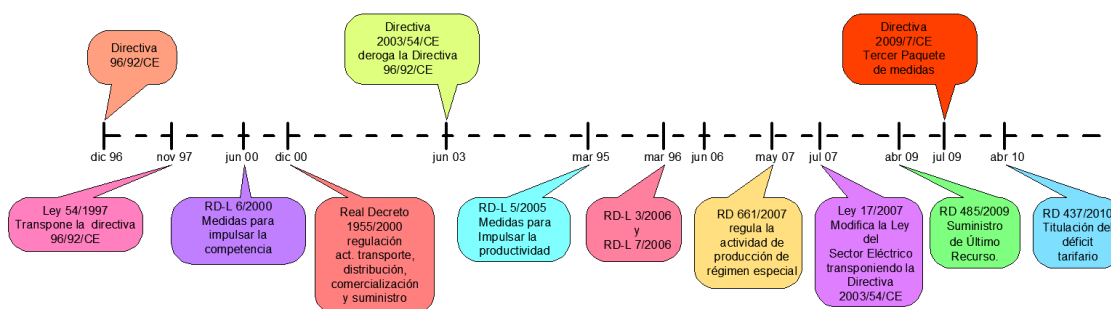


Figura 61. Evolución grafica de la legislación. Elaboración propia.

3.3.8.- EUROPA

Uno de los cambios de más trascendencia a escala europea lo introdujo la Directiva europea 85/374/CEE^{LI}. Con ella la electricidad quedaba definida como producto en su artículo 2 [180]. Actualmente [181] está en vigor la Directiva 2011/83/UE^{LII} y Directiva 2013/11/UE^{LIII} [182] y se transpone al derecho español por Ley 3/2014 para la Defensa de los Consumidores y Usuarios^{LIV} [183] [184].

“A los efectos de la presente Directiva, se entiende por « producto» cualquier bien mueble, excepto las materias primas agrícolas y los productos de la caza, aun cuando está incorporado a otro bien mueble o a uno inmueble. Se entiende por « materias primas agrícolas» los productos de la tierra, la ganadería y la pesca, exceptuando aquellos productos que hayan sufrido una transformación inicial. Por «producto» se entiende también la electricidad.”

Al considerar la electricidad como producto se permite al cliente exigir una determinada calidad. De no ser así, el cliente tiene la posibilidad de ser indemnizado por daños y perjuicios, siempre y cuando demuestre el daño denunciado y la conexión con la mala calidad del producto, artículo 4:

“El perjudicado deberá probar el daño, el defecto y la relación causal entre el defecto y el daño”

^{LI} Directiva del Consejo, de 25 de julio de 1985, relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros en materia de responsabilidad por los daños causados por productos defectuosos.

^{LII} Directiva 2011/83/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre los derechos de los consumidores, por la que se modifican la Directiva 93/13/CEE del Consejo y la Directiva 1999/44/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y se derogan la Directiva 85/577/CEE del Consejo y la Directiva 97/7/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

^{LIII} Directiva 2013/11/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2013, relativa a la resolución alternativa de litigios en materia de consumo y por la que se modifica el Reglamento (CE) nº 2006/2004 y la Directiva 2009/22/CE (Directiva sobre resolución alternativa de litigios en materia de consumo).

^{LIV} Ley 3/2014, de 27 de marzo, por la que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre..

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este tema es de suma importancia por cuanto se enlaza con los derechos del consumidor y la protección de los mismos. Por ello, hay que analizar el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley General para la defensa de Consumidores y Usuarios [185], que establece, en relación con esta materia, los siguientes derechos de los usuarios:

Derecho a obtener información precontractual gratuita (artículos 60 y 97) sobre:

- Precios, plazos de duración mínima (incluidas las cláusulas de penalización por baja anticipada)^{LV}.
- Derecho a recibir confirmación de la contratación realizada (artículos 63 y 98).
- Derecho a reclamar por medio que permita tener constancia de la reclamación y a recibir trato personalizado a través de **SAC**^{LVI} (artículos 21.1 y 2).
- Derecho a causar baja^{LVII} (artículos 62.3 y 62.4)
- Previsión contractual.
- Procedimiento sencillo (igual procedimiento exigido para contratar).
- Prohibición de plazos de duración excesiva.
- Prohibición penalizaciones excesivas por baja anticipada.
- Garantía del suministro (artículo 10 y 42 Ley 54/1997 [10]): Todos los consumidores tienen derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica en condiciones determinadas reglamentariamente (artículos. 10.1.1 y 42 Ley 54/1997 [10]).
- Denegación por falta de capacidad motivada en razones de seguridad, regularidad o calidad del suministro (artículo 42 Ley 54/1997 [10]).
- Deber del distribuidor de ampliar instalaciones para atender nuevas demandas de suministro.
- Discrepancias sobre condiciones conexión a red de distribución competencia Comunidades Autónomas.
- Libre elección de suministrador (artículo 44.2 Ley 54/1997 [10])
- Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores se consideran cualificados y por tanto, todos tienen derecho a elegir.
- Para potenciar cambio de suministrador (Ley 17/2007) [27]: Oficina de

^{LV} También se contempla en el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] el deber de los distribuidores de asesoramiento sobre opciones de contratación: tarifas, potencia, origen de energía, impacto medio ambiental... (artículos 41, k, 80.2, 81.6, 110 bis y 110 ter Real Decreto 1955/2000 [13] [14]).

^{LVI} Servicio de Atención Ciudadana que proporcione atención personal y directa, además de la telefónica y electrónica.

^{LVII} La obstaculización a este derecho debe considerarse una práctica abusiva (art. 87.6 TR LGDCU) y una infracción administrativa de consumo (art. 49.1, j TR LGDCU).

cambio de suministrador (artículo 47 bis Ley 54/1997 [10]) que permite realizar el cambio sin coste para usuario.

El Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, ha sido modificado por la Ley 3/2014 [183] [184].

El concepto de consumidor cualificado queda definido en el Real Decreto 1955/2000 [14] [13] en su artículo 75 en los siguientes términos:

“Tendrán la consideración de consumidores cualificados aquellos consumidores de energía eléctrica, cuyas características de consumo por instalación o por punto de suministro sean iguales o superiores a las que se establezcan por el Gobierno. En todo caso, tendrán la consideración de consumidores cualificados los titulares de instalaciones de transporte por ferrocarril, incluido el ferrocarril metropolitano.”

En términos más generales, el Real Decreto Ley 6/2000 [186] de 23 de junio define al consumidor cualificado como el consumidor que puede elegir suministrador de energía eléctrica. Como hemos dicho, a partir del 1 de enero de 2003 tienen la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica.

Sin embargo, con la entrada en vigor de la Ley 17/2007 [27] de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997 [10], desaparece la figura de consumidor cualificado que queda integrado en el concepto de consumidor. De acuerdo, con la citada ley los consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

Otro hito importante en el ámbito europeo es la Directiva 2003/54/CE [187], del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE [45] [188].

La nueva directiva viene a adaptar la normativa sobre el sistema eléctrico a un mercado interior que permita

“garantizar unas condiciones equitativas en el ámbito de la generación y reducir el riesgo de que aparezcan posiciones dominantes y comportamiento abusivo, garantizando así tarifas de transporte y distribución no discriminatorias mediante un acceso a la red basado en tarifas publicadas antes de su entrada en vigor, y velando por la protección de los derechos de los pequeños clientes y de los clientes vulnerables y la publicación de información sobre las fuentes de energía para producción de electricidad, así como referencia a las fuentes, cuando estén disponibles, que faciliten información sobre su impacto medioambiental”

La misma normativa matiza que (...)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“sólo un mercado interior plenamente abierto que permita a todos los consumidores elegir libremente a sus suministradores y a todos los suministradores abastecer libremente a sus clientes es compatible con la libre circulación de mercancías, la libre prestación de servicios y la libertad de establecimiento que el Tratado^{LVIII} garantiza a los ciudadanos europeos”.

Además, la directiva establece la necesaria intervención del Estado en el mercado eléctrico cuando exista falta de liquidez en los siguientes términos:

“Se requieren unos mecanismos de compensación de desequilibrios no discriminatorios y que reflejen los costes, a fin de garantizar a todos los operadores del mercado incluidos en las nuevas empresas un auténtico acceso al mercado. En cuanto el mercado de la electricidad tenga suficiente liquidez, este objetivo debe alcanzarse mediante el establecimiento de mecanismos transparentes de mercado para el suministro y la compra de la electricidad necesaria con el fin de compensar desequilibrios. De no existir un mercado con suficiente liquidez, las autoridades reguladoras nacionales deberán adoptar medidas para garantizar que las tarifas compensatorias no sean discriminatorias y reflejen los costes”

También se conceden potestades al Estado en cuanto a la fijación de tarifas, teniendo en cuenta que

“... las autoridades reguladoras nacionales deben velar por que las tarifas de transporte y distribución no sean discriminatorias y reflejen los costes, y tomar en consideración los costes marginales de la red evitados a largo plazo merced a la generación distribuida y a las medidas de gestión de la demanda”.

^{LVIII} Ya quedaba establecido en el Tratado de Roma de 1958 y reafirmado en el Acta Única Europea de 1986.

3.4.- LA CALIDAD DE SERVICIO Y SUS PERTURBACIONES

Las perturbaciones en la red ocasionan una menor **Calidad de Servicio** en la tensión eléctrica que le llega al cliente. El usuario, en principio, no llega a percibir esa falta de **Calidad de Producto**, que a veces, acaba en un mal funcionamiento de los equipos receptores de su vivienda, o en caso de consumidores eléctricos de industrias, en un mal funcionamiento de sus procesos productivos y a veces paro de sus máquinas de producción continua.

Las ondas de tensión, deben ser senoidales, con una frecuencia constante. Pero la realidad no es esa. Dichas ondas senoidales, se ven alteradas por desconexiones rápidas de grandes clientes, por descargas atmosféricas, de cortocircuitos en las redes, a veces de los propios usuarios, que tienen instalaciones que influyen en la propia calidad de la red. [189]

Los usuarios o consumidores de energía eléctrica, están eléctricamente conectados con las fases activas (según la tensión simple o compuesta) y con el neutro. Y por el sistema de protección español, siempre conectados a una puesta a tierra, que hace que estemos al final en paralelo con una puesta a tierra. Con lo cual, un cortocircuito, en el cual la falta que no sea cortada debidamente, puede llevar a alterar a otros usuarios, dependiendo claro está de la intensidad de falta, tensión, etc.

La energía eléctrica, según Real Decreto 1955/2000 [14] [13] tiene que venir en las condiciones de un producto, y no sólo es necesario que se mantenga dentro de unos límites la tensión del $\pm 7\%$ del valor nominal de 230/400 voltios artículo 104 punto 3 y Real Decreto 842/2002 [190] sino también dentro de unos parámetros que vamos a ir comentando seguidamente.

La **Calidad en el Suministro** eléctrico queda determinada según el Real Decreto 1955/2000 [14] [13] dentro del Capítulo II en sus artículos del 99 al 110. Este capítulo nombrado como **Calidad de Servicio**, la define como “*el conjunto de características técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigidos por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración*”. Esta calidad en el servicio viene configurada, dentro del artículo 99 apartado 2 por tres conceptos:

- a) Continuidad del suministro, relativa al número y duración de las interrupciones del suministro.
- b) Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión.
- c) Calidad en la atención y relación con el cliente, relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tanto el apartado “a” como el apartado “c” antes indicados quedan perfectamente detallados y desarrollados en dicho Real Decreto, concretamente en su artículo 101 referente a **Continuidad de suministro**, así como al artículo 103 referente a Calidad en la atención al consumidor, pero en referencia al apartado “b” Calidad del producto, el cual se refleja en el artículo 102, tendremos:

“1. La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión, la cual puede verse afectada, principalmente, por:

- a) Las variaciones del valor eficaz de la tensión estando comprendida esta variación en un intervalo de un $\pm 7\%$ de la tensión de alimentación,*
- b) La frecuencia deberá ser de 50 Hz,*
- c) Por las interrupciones de servicio y huecos de tensión de duración inferior a tres minutos.*

2. En referencia a los aspectos de la calidad deberemos tener en consideración lo que al respecto determina la norma UNE-EN 50.160 [191] o norma que pueda sustituirla, así como las instrucciones técnicas que puedan ser dictadas por el Ministerio correspondiente, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y a Competencia, en desarrollo del presente Real Decreto.”

Debido a la gran cantidad de perturbaciones que del funcionamiento ordinario, ya sea de los propios usuarios que introducen en la red de distribución (armónicos, conexión, desconexión de cargas, etc.). Como de la propia gestión de dicha red de distribución (cortes programador y/o disparos imprevistos, con la generación de impulsos, etc.) produce los denominados “ruidos” en la onda de tensión que modifican las características de ésta.

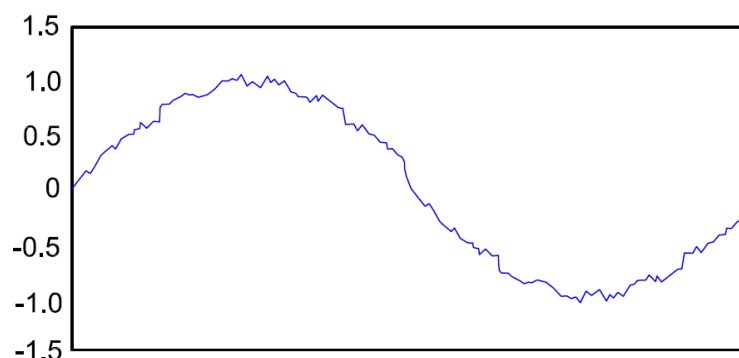


Figura 62. Ruidos en la forma de onda. Elaboración propia. Las perturbaciones de la red eléctrica [192] [193], las podemos clasificar en función de que sean aleatorias^{LIX} o estacionarias^{LX}.

^{LIX} “fenómenos aleatorios pasajeros que tienen su origen tanto en los elementos de la red eléctrica, como en la propia instalación del usuario. La consecuencia típica de estas perturbaciones es una caída de tensión transitoria, y en ocasiones un corte más o menos prolongado en algunas zonas de la red. Las causas típicas de estas perturbaciones son los rayos, las maniobras en alta tensión, las variaciones bruscas de cargas y los cortocircuitos.

^{LX} “fenómenos de carácter permanente, o que se extienden a lapsos bien definidos que desde el punto de vista de los fenómenos que estudiamos, podemos considerarlos como permanentes. Estas perturbaciones tienen, en su mayoría, origen en el funcionamiento de ciertos equipos localizados normalmente en la instalación del abonado”

Las perturbaciones que frecuentemente nos podemos encontrar en la red son las de **ruidos** e **impulsos**. Las podemos encontrar generalmente en instalaciones de baja tensión, en general entre tensiones compuestas o simples. Si se consideran de pequeño valor y frecuentes, las podemos denominar ruidos. [194]

Si son constantes e inferiores a 2 ms se denominan **ruidos** (Figura 62) y cuando son de tensiones superiores, las podemos denominar **impulsos** (Figura 63). Generalmente se producen con la conexión y desconexión de cargas o mal funcionamiento de receptores. [195]

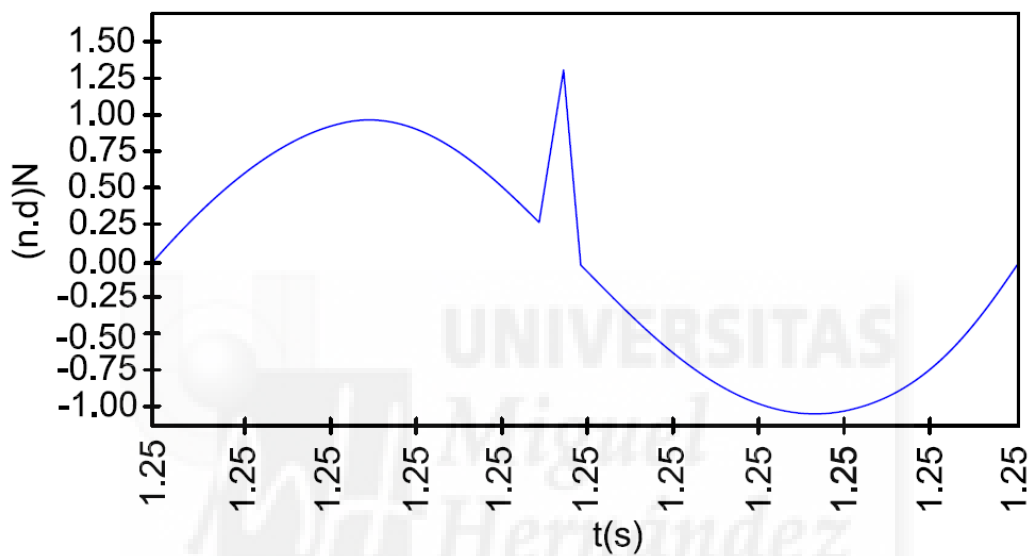


Figura 63. Impulsos en la onda. Elaboración propia.

Cuando se producen variaciones rápidas^{LXI} (Figura 67) o lentas^{LXII} (Figura 64) de tensión, también se ve alterada la onda senoidal, generalmente el punto de inflexión para considerarla lenta o rápida es de 10 ms.

Denominamos **microcortes** (Figura 69) a las bajadas de tensión por debajo del 60% de su valor nominal y con una duración menor de un ciclo de onda senoidal. Los receptores más afectados a nivel de usuario, son los ordenadores personales y en las industrias, muchas de las máquinas de control programado.

Cuando las bajadas de tensión están por debajo del 50% de la tensión nominal se denomina **corte largo de tensión**. Se producen generalmente por cortes en centros de transformación y maniobras en subestaciones eléctricas.

^{LXI} Por otra parte, una variación rápida de tensión tiene una duración menor a los 10 segundos. Se producen debido a la conexión y desconexión de cargas grandes y maniobras en las líneas de la red eléctrica. El daño que pueden causar en los equipos depende de su amplitud y su duración, dado que un equipo puede soportar una mayor amplitud en un menor tiempo y viceversa.

^{LXII} Se considera una variación lenta de tensión, aquella que se presenta con una duración de 10 segundos o más. Se produce debido a la variación de las cargas en redes eléctricas con impedancia alta de cortocircuito.

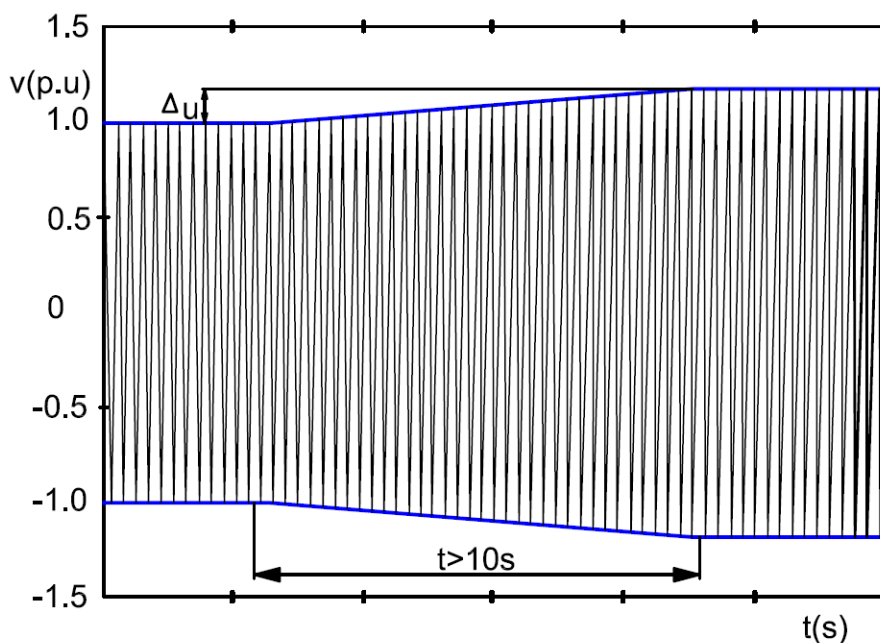


Figura 64. Variación lenta de la tensión. Elaboración propia.

No es usual, pero ocurre, que la onda varía en su **frecuencia** (Figura 66). En España, la frecuencia nominal es de 50 Hz así como en toda Europa, pero en América es de 60 Hz. Los fallos generales de una mala frecuencia en la red pueden ser debidos a generaciones aisladas, como huertos fotovoltaicos, parques eólicos, etc. Actualmente, con los sistemas que hay en el mercado, no se deben de dar este tipo de perturbaciones. [196] [197].

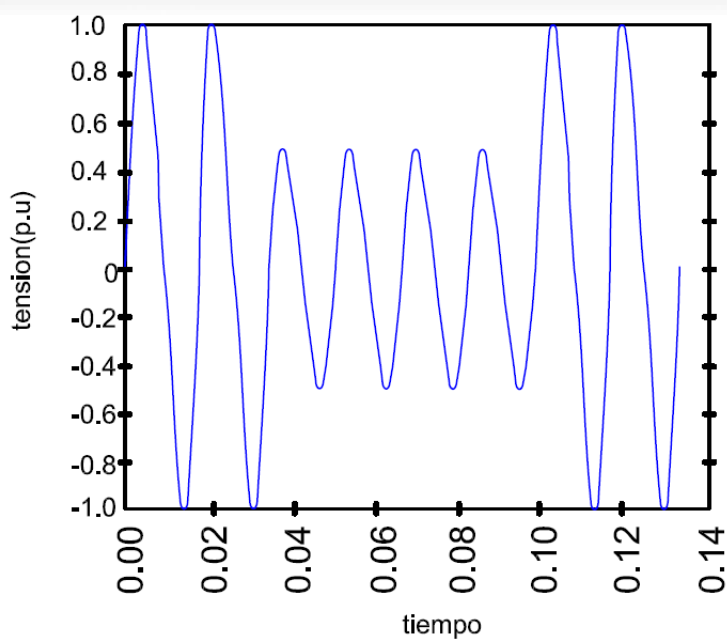


Figura 65. Corte largo de tensión. Elaboración propia.

3.4.1.- DESARROLLO DE LA NORMA UNE-EN 50.160 SOBRE CALIDAD EN EL SUMINISTRO

La norma UN-EN 50.160 [177], que es la que a continuación desarrollaremos, es la norma que especifica las características de la tensión que ha de ser suministrada por las redes generales de distribución.

3.4.2.- ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LA NORMA UNE-EN 50.160 SOBRE CALIDAD EN EL SUMINISTRO

El ámbito de aplicación de ésta se circunscribe a las características que ha de presentar la tensión que es suministrada por una red de distribución en el punto de suministro ya sea en baja o en alta tensión, con algunas exclusiones como son:

- a) Suministros provisionales como consecuencia de una avería o por trabajos de mantenimiento o construcción de una red o para limitar la extensión o duración de una interrupción de alimentación.
- b) En el caso de que las instalaciones o equipos de usuario, no cumplan con la norma que le sea de aplicación o a los requisitos técnicos de conexión que hayan sido establecidos bien por parte de la Administración o bien por la red de alimentación del distribuidor.

En este apartado se define el objeto de la Norma, teniendo como tal, las características de la tensión suministrada en relación:

- Frecuencia.
- Amplitud.
- Forma de onda.
- Simetría de las tensiones.

Claramente se define que los valores de todas estas características se ven alteradas como consecuencia de los fenómenos, eventos y del propio sistema de distribución de energía, con lo que dichos valores podrán ser sobrepasados en algún momento, ya que ciertos fenómenos son imprevisibles lo que hace muy difícil dar valores definidos para las características antes dadas, estos fenómenos, como huecos de tensión e interrupciones hacen que los valores dados debamos interpretarlos como consecuencia de esos fenómenos.

3.4.3.- CARACTERÍSTICAS DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA CALIDAD TÉCNICA DEL PRODUCTO

3.4.3.1.- USUARIO DE RED

Se define como usuario de red *“parte a la que se suministra o que suministra electricidad a una red de distribución”*, por lo que dentro de este apartado se engloban claramente los usuarios finales y los comercializadores, especificar que aunque en el artículo 41 del Real Decreto 1955/2000 [14] [13], una de las obligaciones del Distribuidor es proporcionar suministro eléctrico a los clientes a tarifa, éstos dejaron de ser tales según se especificó en el Real Decreto 485/2009 [198] en el que en su artículo 1 quedaban extinguidas las tarifas integrales de energía eléctrica.

3.4.3.2.- OPERADOR DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Es el responsable de la gestión de la red de distribución, con su explotación mantenimiento y desarrollo para asegurar la capacidad de la red en vista a nuevas demandas razonables, aquí englobaremos a las empresas distribuidoras.

3.4.3.3.- PUNTO DE SUMINISTRO

Se define como *“Punto en la red de distribución designado como tal y fijado contractualmente, en el cual se intercambia la energía entre las partes que han firmado el contrato”*, este punto se corresponde con el final de la acometida eléctrica (final de la red de distribución propiedad de la empresa distribuidora), en su punto de conexión con la Caja General de protección (primer punto propiedad del usuario), definiciones indicadas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión Real Decreto 842/2002 [190] en su Instrucciones Técnicas ITC-BT 11 (Acometidas) e ITC-BT-12 (Instalaciones de Enlace).

3.4.3.4.- TENSIÓN NOMINAL (U_n)

“Tensión que designa o identifica una red de distribución y a la cual se hace referencia para ciertas características del funcionamiento”.

3.4.3.5.- TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN DECLARADA (U_c)

Generalmente esta *“tensión de alimentación declarada (U_c) se corresponde con la tensión nominal de la red de distribución”*. No obstante puede y mediante un acuerdo entre el operador de la red de distribución (distribuidor) y el usuario de la red, la tensión aplicada en sus bornes difiere de la tensión nominal, esta nueva tensión correspondería a la tensión de alimentación declarada.

3.4.3.6.- BAJA TENSIÓN (BT)

“En el ámbito de esta norma europea UNE EN 56.160 [177], tensión cuyo valor eficaz nominal máximo es 1 kV”. Así como en el artículo 2 del Reglamento Electrotécnico par Baja Tensión Real Decreto 842/2002 [190].

3.4.3.7.- MEDIA TENSIÓN (MT)

“En el ámbito de la norma europea, tensión cuyo valor eficaz nominal es superior a 1 kV e inferior a 35 kV”.

Debemos tener en cuenta que según el Reglamento de Líneas eléctricas de Alta Tensión (**RLAT**) [199] en su artículo 2 cataloga a estas tensiones como de Alta Tensión y no de Media Tensión, quedando también así definida en el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] en su artículo 46.

3.4.3.8.- CONDICIONES NORMALES DE EXPLOTACIÓN

La norma la define como *“las condiciones que permiten responder a la demanda de la carga y de generación, a las maniobras de red y a la eliminación de las faltas mediante sistemas de protección automática, en ausencia de condiciones excepcionales debidas a influencias exteriores o a casos de fuerza mayor”*, es decir se están definiendo como las condiciones para las que fue diseñada, y realizada una red de distribución de energía eléctrica.

3.4.3.9.- PERTURBACIÓN CONDUcida

La definición dada por la norma para la perturbación conducida y que la define como *“fenómeno electromagnético propagado a lo largo de los conductores de las líneas de una red de distribución (...)”*, podemos sintetizarla como a la perturbación o fenómeno que se propaga por la red de distribución, incluyendo en ésta tanto las diferentes líneas, como equipos e incluso los transformadores ya que a través de sus arrollamientos dicha perturbación se transmite entre las diferentes líneas de AT y BT, pudiendo afectar e incluso dañar a los propios equipos de distribución, al propio sistema e incluso a los equipos de los usuarios de la red.

3.4.3.10.- FRECUENCIA DE LA TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN

“Tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión de alimentación, medida durante un intervalo de tiempo dado”, es decir el número de repeticiones por unidad de tiempo.

3.4.3.11.- VARIACIÓN DE TENSIÓN

Se define a ésta como el *“aumento o disminución de tensión, provocada normalmente por variaciones de carga”*, diferenciando entre variaciones lentas y rápidas, algunos autores determinan que una variación lenta será aquella que presenta una duración superior a 10 segundos.

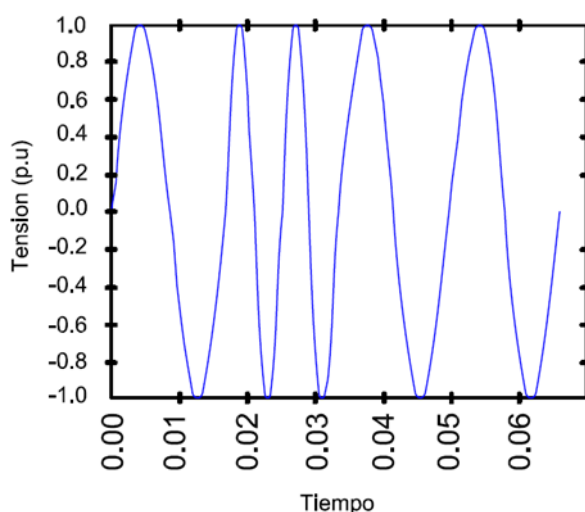


Figura 66. Variación de la frecuencia de la red eléctrica. Elaboración propia.

3.4.3.12.- VARIACIÓN RÁPIDA DE TENSIÓN

“Variación del valor eficaz de una tensión entre dos niveles consecutivos mantenidos durante intervalos de tiempo definidos pero no especificados”. Como se especifica en el punto anterior, algunos autores determinan que se considera una variación rápida aquella de duración inferior a 10 segundos, produciéndose debido a la conexión y desconexión de grandes cargas y de maniobras en la red.

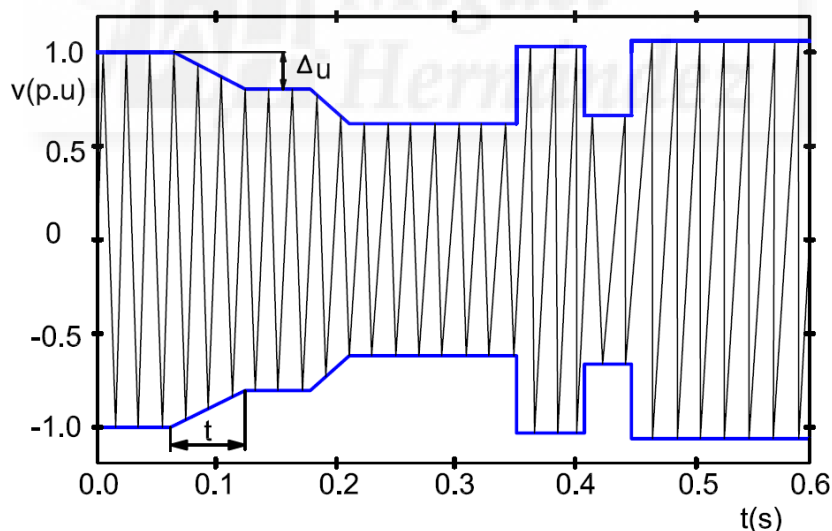


Figura 67. Variación rápida de la tensión. Elaboración propia.

3.4.3.13.- FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN

Queda definida en la norma como una “serie de variaciones de tensión o variación cíclica de la envolvente de la tensión”.

3.4.3.14.- PARPADEO (FLICKER)

La norma lo define (Figura 68) como “*impresión de inestabilidad de la sensación visual^{LXIII} debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo*”. Podemos considerar a éstos como un caso particular de una variación de tensión, pudiendo decirse que el parpadeo (*flicker*) es una variación de tensión de forma repetitiva, similar a la modulación de la amplitud de una onda de alta frecuencia por una onda de baja frecuencia. Recibiendo el nombre de parpadeo o *flicker* por el efecto que sobre las lámparas produce este fenómeno, un parpadeo en la luminosidad.

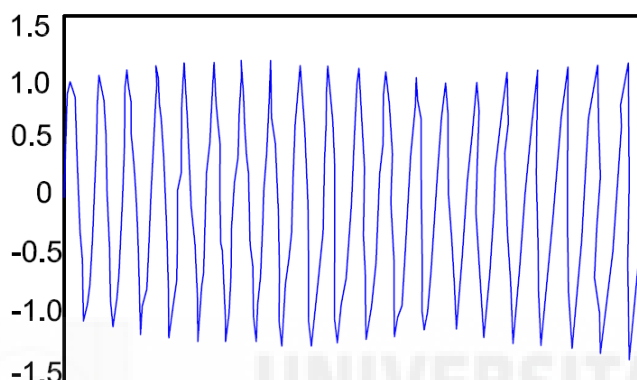


Figura 68. Variación tensión, repetitiva y rápida (*flicker*). Elaboración propia.

3.4.3.15.- SEVERIDAD DEL PARPADEO

“*Intensidad de la molestia provocada por el parpadeo definida por el método de medida UIE-CEI del parpadeo y evaluada según las cantidades siguientes:*

- *severidad de corta duración P_{st} medida en un período de 10 minutos.*
- *severidad de larga duración P_{lt} calculada a partir de una secuencia de 12 valores de P_{st} en un intervalo de 2 h, según la fórmula siguiente”:*

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{Psti}^3}{12}} \quad \{7\}$$

3.4.3.16.- HUECO DE LA TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN

“*Disminución brusca de la tensión de la alimentación a un valor situado entre el*

^{LXIII}Las fluctuaciones de tensión provocan variaciones de luminancia del alumbrado, lo que produce el fenómeno ocular llamado parpadeo. Por encima de un cierto umbral, el parpadeo se vuelve molesto. Esta molestia aumenta rápidamente con la amplitud de la fluctuación. Para ciertas tasas de repetición, incluso las amplitudes débiles pueden resultar molestas.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

90% y el 1% de la tensión declarada U_c seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 minuto. La profundidad de un hueco de tensión se define como la diferencia entre la tensión eficaz mínima durante el hueco de tensión (tensión residual) y la tensión declarada. Las variaciones de tensión que no reducen la tensión de alimentación a un valor inferior al 90% de la tensión declarada U_c no son consideradas como huecos de tensión”.

Claramente queda definida en el párrafo anterior la definición de hueco de tensión de alimentación, con la determinación de los umbrales máximo y mínimo de la tensión y de la duración del mismo así como la profundidad de dicho hueco.

En este apartado debemos incluir a los microcortes, pudiendo definir éstos como anulaciones de la tensión eléctrica o reducciones por debajo del 60%, según definición de varios autores.

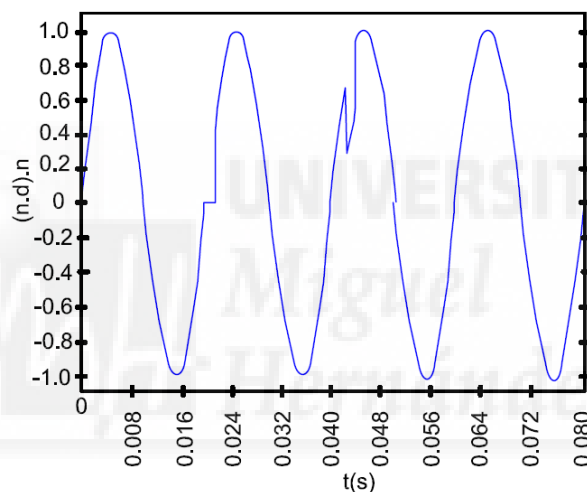


Figura 69. Microcortes de tensión. Elaboración propia.

Los huecos de tensión son debidos, generalmente a faltas que se producen en la red de alimentación o en las instalaciones de los usuarios, estos huecos aleatorios son imprevisibles, dependiendo su frecuencia del tipo de red de distribución y de donde sean observadas, no siendo uniforme a lo largo de todo un año.

3.4.3.17.- SOBRETENSIÓN TEMPORAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL

Sobretensión de una duración relativamente larga en un lugar dado. Como también se especifica en la norma estas sobretensiones temporales son habitualmente producidas por maniobras o faltas.

3.4.3.18.- SOBRETENSIÓN TRANSITORIA

“Sobretensión oscilatoria o no oscilatoria de corta duración en general fuertemente amortiguada y que dura como máximo algunos milisegundos”, en este tipo de

sobretensiones se incluyen las producidas por cortes o maniobras en el suministro eléctrico así como también las producidas por la caída de rayos tanto en la red como en la proximidad de la red o de los usuarios

3.4.3.19.- TENSIÓN ARMÓNICA

“Tensión sinusoidal cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación. Las tensiones armónicas pueden ser evaluadas:

- *Individualmente: según su amplitud relativa U_h con relación a la tensión fundamental U_1 , donde h representa el orden del armónico.*

*Globalmente: es decir según el valor de la tasa de distorsión armónica total **THD** calculada utilizando la fórmula siguiente”.*

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2} \quad \{8\}$$

Estas tensiones se producen principalmente por cargas no lineales de los usuarios que al generar corrientes armónicas, que debido a las impedancias del circuito, producen esas tensiones armónicas, pudiendo llegar en algunos casos a entrar en resonancia con las inductancias de los bobinados de los transformadores de distribución y producir problemas graves.

Estas tensiones armónicas se producen principalmente por la conexión a la red de máquinas con núcleo magnético saturado, por convertidores estáticos y como se indica en el párrafo anterior por cargas no lineales.

La presencia de armónicos en la red produce una deformación de la onda de tensión.

3.4.3.20.- TENSIÓN INTERARMÓNICA

Queda definida como *“Tensión sinusoidal cuya frecuencia se sitúa entre las frecuencias de los armónicos, es decir, cuya frecuencia no es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental”.*

3.4.3.21.- DESEQUILIBRIO DE TENSIÓN

“Condición en un sistema polifásico en la cual los valores eficaces de las tensiones de línea (componente fundamental), o los ángulos de fase entre tensiones de línea consecutivas, no son todos iguales. El grado de desigualdad se expresa normalmente como

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

la relación entre las componentes de las secuencias homopolar e inversa y la componente de la secuencia directa”.

Podemos condensar este punto como la desigualdad entre los valores de tensión de cada una de las fases o de los ángulos entre dichas tensiones.

3.4.3.22.- SEÑALES DE INFORMACIÓN TRANSMITIDAS POR LA RED

Se define como la *“señal superpuesta a la tensión suministrada, con objeto de transmitir información por la red general de distribución y a las instalaciones de los usuarios de red. Los tres tipos de señales en la red general pueden ser clasificadas de la siguiente manera:*

- *señales de telemando centralizado: tensión sinusoidal superpuesta en el rango de 110 Hz a 3.000 Hz;*
- *señales de corriente portadora: tensión sinusoidal superpuesta en el rango de 3 kHz a 148,5 kHz;*
- *señales de marcado de onda: impulsos (transitorios) de corta duración superpuestos en instantes elegidos sobre la onda de tensión”.*

Actualmente y debido a la gran cantidad de información que debe manejar (control de disparos, información de calidad y de estado de los distintos elementos que componen la red, maniobrabilidad de los distintos elementos, medidas eléctricas, etc.), estas señales con cada vez más numerosas.

3.4.4.- CARACTERÍSTICAS DE LA ALIMENTACIÓN EN BAJA TENSIÓN

Después de describir las definiciones básicas de los parámetros, la norma continúa con las características de cada una de las descripciones descritas en los puntos anteriores, marcando los valores del suministro en baja tensión en primer lugar.

3.4.4.1.- FRECUENCIA

Los valores de la frecuencia nominal en la Norma EN 50.160 queda definido en un valor de 50 Hz, debiendo situarse, *“en condiciones normales de explotación, y medida en periodos de 10 segundos deberá situarse dentro de los siguientes intervalos:*

- *Para redes acopladas por conexiones síncronas a un sistema interconectado:*
 - *50 Hz \pm 1% (49,5 Hz - 50,5 Hz) durante el 99,5% de un año.*
 - *50 Hz +4% - 6% (47 Hz - 52 Hz) durante el 100%”.*

Como podemos observar estos son los valores máximos y mínimos en los que debe moverse la frecuencia.

- *“Para redes sin conexión síncrona a un sistema interconectado (este es el suministro que se produce en ciertas islas sin conexión con red de transporte o distribución):*
 - *50 Hz \pm 2% (49 Hz -51 Hz) durante el 99,5% de un año.*
 - *50 Hz \pm 15% (42,5 Hz -57,5 Hz) durante el 100%”.*

3.4.4.2.- AMPLITUD DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

El valor nominal de la tensión normalizada U_n para las redes generales de baja tensión es de 230 v. entre fases y neutro o sólo entre fases dependiendo del sistema de alimentación, dando la norma los siguientes valores:

- *“en el caso de un sistema trifásico de 4 conductores:*
 - *$U_n = 230$ v. entre fase y neutro.*
- *en el caso de un sistema trifásico de 3 conductores:*
 - *$U_n = 230$ v. entre fases”.*

3.4.4.3.- VARIACIONES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

Mientras que la referida norma especifica que las variaciones de tensión no deberían exceder de $\pm 10\%$, el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] artículo 104 apartado 3 se indica que los límites máximos de variación de la tensión será del $\pm 7\%$.

Claramente se excluyen del cumplimiento de este apartado las situaciones que puedan surgir a consecuencia de falta o interrupciones de tensión que escapen al control razonable de las partes implicadas.

En el punto 4.3.2 se determina el método de ensayo que para condiciones normales de explotaciones especifican dos:

- 1) Para cada periodo de una semana, el 95% de los valores eficaces de la tensión suministrada estará en un intervalo del $\pm 10\%$
- 2) Los valores eficaces de la tensión suministrada y promediados cada 10 minutos se encontraran entre un intervalo del $+10\%$ y -15% .

3.4.4.4.- VARIACIONES RÁPIDAS DE LA TENSIÓN

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este punto se subdivide en dos apartados:

3.4.4.4.1.- VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN ESPORÁDICAS

Según la norma tendremos que *“las variaciones rápidas de tensión provienen de variaciones de carga en las instalaciones de los usuarios o por maniobras en la red de distribución”*.

Estas variaciones rápidas no sobrepasan generalmente el 5% de U_n , pudiendo llegar hasta valores de hasta un 10% de U_n en algunas circunstancias, siempre hablando de condiciones normales de explotación.

3.4.4.4.2.-SEVERIDAD DEL PARPADEO.

En este apartado de variaciones rápidas de tensión, queda determinado la severidad del parpadeo, como punto integrante del mismo, especificándose, que en condiciones normales de explotación, y para un periodo de una semana el nivel de severidad de larga duración del parpadeo como consecuencia de fluctuaciones de la tensión debería ser $P_{lt} \leq 1$ durante el 95% del tiempo.

3.4.4.5.- HUECOS DE TENSIÓN

Los huecos de tensión, se producen generalmente, como consecuencia de faltas en la propia red de distribución o por faltas producidas en las instalaciones interiores de usuarios, dependiendo su frecuencia del tipo de red de distribución y del punto de observación del mismo, no siendo regular su distribución a lo largo del año.

La norma nos indica valores indicativos ya que estos pueden ir de algunas decenas a millares durante un periodo de un año. Se especifica que la mayor parte de dichos huecos tienen una duración de menos de un segundo y una tensión residual superior al 40%, pudiendo producirse, no obstante, huecos de mayor duración y de mayor profundidad respecto a la tensión residual. En ciertos lugares, es frecuente que se produzcan huecos de tensión con una tensión residual entre el 85% y el 90% de U_n que están provocadas por conmutaciones de carga en las instalaciones de los usuarios de la red.

3.4.4.6.- INTERRUPCIONES BREVES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

Al igual que en el punto anterior la norma nos indica valores indicativos, especificando que dichas interrupciones breves pueden variar desde decenas a centenas siendo su duración aproximadamente el 70% de las interrupciones breves que se producen inferiores a 1 segundo.

3.4.4.7.- INTERRUPCIONES LARGAS DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

Este tipo de interrupciones, generalmente son de tipo accidental y están originadas por causas externas o sucesos que no pueden, el distribuidor, saber cuándo se pueden producir, no pudiéndose especificar un valor que nos indique la frecuencia y/o duración de dichas interrupciones. Como valores indicativos de la norma se especifica como frecuencia anual de interrupciones que sobrepasan los 3 minutos el valor de 10 pudiendo alcanzar hasta 50 dependiendo de regiones.

3.4.4.8.- SOBRETENSIONES TEMPORALES EN LA RED ENTRE CONDUCTORES ACTIVOS Y TIERRA

Este tipo de sobretensiones temporales, causadas generalmente durante una falta de la red general de la red de distribución o de una instalación de usuario desaparece en el momento que se elimina la falta. El valor de estas sobretensiones puede llegar, según indica la norma hasta valores de 440 v. para redes de 230/400 V, a causa de la eliminación del neutro en la red de distribución trifásica, dependiendo de varios factores (por avería en la red, desconexión accidental del neutro, etc.). Esta falta está limitada al tiempo que tardan las protecciones de media tensión en actuar, las cuales, generalmente, no superan los 5 segundos.

Si la falta se produce aguas arriba del transformador puede producir sobretensiones en el lado de baja tensión, las cuales, generalmente no sobrepasan valores eficaces de 1,5 kV.

3.4.4.9.- SOBRETENSIONES TRANSITORIAS ENTRE CONDUCTORES ACTIVOS Y TIERRA

Las sobretensiones transitorias que se puedan producir entre los conductores activos y tierra no sobrepasan, generalmente, lo 6 kV de valor de cresta.

En este apartado aparecen 3 notas, las cuales especifican, tiempo tanto de subida y bajada, la segunda nota se refiere a la energía de la sobretensión ya sea como consecuencia de sobretensión por rayo o maniobra, y la tercera nota se refiere a las protecciones que tanto la instalación y equipos en su diseño o en la propia instalación, deberán soportar las sobretensiones producidas por rayos o maniobras.

3.4.4.10.- DESEQUILIBRIO DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

Sobre los desequilibrios de la tensión suministrada, en condiciones normales de explotación, y para periodos de una semana, el 95% de los valores eficaces en 10 minutos de la componente inversa de la tensión de alimentación deberá localizarse dentro del intervalo 0 % - 2 % de la componente directa. Este valor puede llegar hasta el 3% en algunas regiones en las que la red de distribución es parcialmente monofásicas o trifásicas.

3.4.4.11.- TENSIONES ARMÓNICAS

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En referencia los valores que la norma específica sobre tensiones armónicas, tendremos que para “cada periodo de una semana, el 95% de los valores eficaces de cada tensión armónica, promediados en 10 minutos, no debe sobrepasar los valores que se especifican en la tabla 1”. Se especifica que pueden existir tensiones más elevadas para un armónico determinado pero que éstas se deberán a resonancias entre la propia frecuencia del armónico y las inductancias de la red.

Además, tendremos que la **TDH** especificada en el apartado 3 de la presente Norma, no podrá sobrepasar el 8%, estando comprendidos todos los armónicos hasta el de orden 40, llegado hasta este armónico de orden 40 por convenio.

ARMÓNICOS IMPARES					
NO MÚLTIPLOS DE 3		MÚLTIPLOS DE 3		ARMÓNICOS PARES	
Orden h	Tensión relativa (U _n)	Orden h	Tensión relativa (U _n)	Orden h	Tensión relativa (U _n)
5	6,0%	3	5,0%	2	2,0%
7	5,0%	9	1,5%	4	1,0%
11	3,5%	15	0,5%	6 ... 24	0,5%
13	3,0%	21	0,5%		
17	2,0%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

NOTA Los valores que corresponden a los armónicos de orden superior a 25, que son generalmente débiles y muy imprevisibles debido a los efectos de resonancia, no están indicados en esta tabla.

Tabla 14. Valores de las tensiones de armónicos individuales en los puntos de suministro, hasta el armónico de orden 25, expresados en porcentaje de la tensión fundamental U_n.

Los armónicos en la red producen deformaciones en la onda de tensión, recibiendo el nombre de Distorsión Armónica Total abreviadamente **TDH**.

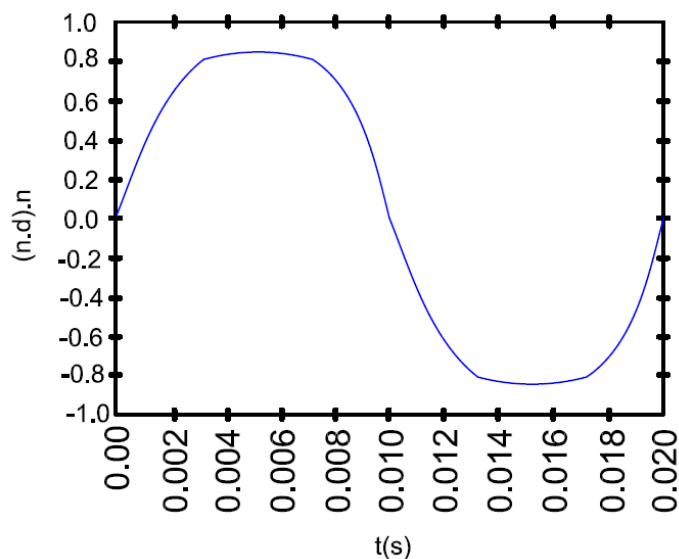


Figura 70. Distorsión Armónica. Elaboración propia.

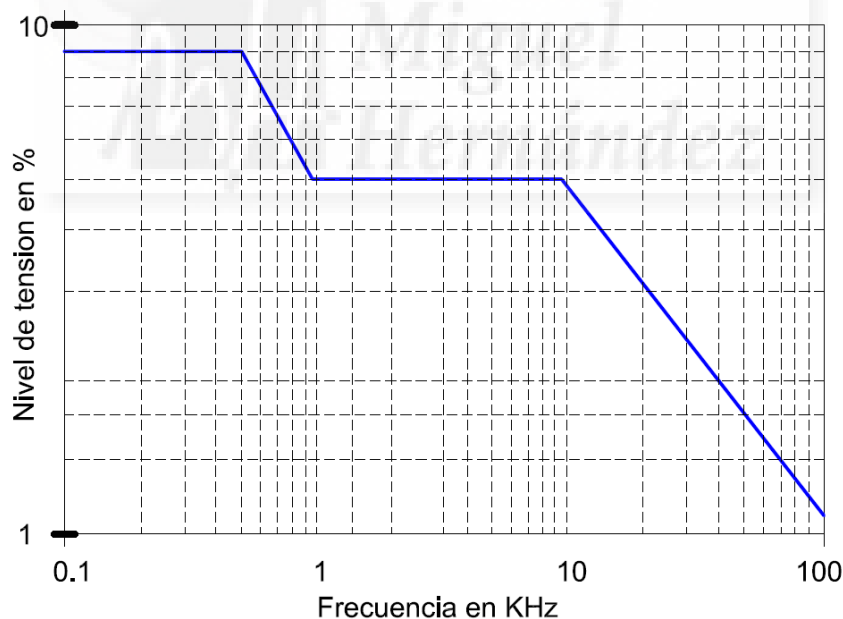
3.4.4.12.- TENSIONES INTERARMÓNICAS

Debido a la presencia de un mayor número de equipos electrónicos, como convertidores de frecuencia y otros equipos, el nivel de interarmónicos va aumentando, no quedando definidos como consecuencia de la poca experiencia que actualmente se tiene sobre este campo.

No obstante cabe destacar que en ciertos casos estos interarmónicos incluso los de bajo nivel, pueden provocar parpadeo de las lámparas o interferencias en sistemas de telemando centralizado.

3.4.4.13.- TRANSMISIÓN DE SEÑALES DE INFORMACIÓN POR LA RED

Cada vez por las redes de distribución de baja tensión se transmite un mayor número de señales e información, concretamente y con la nueva reglamentación en sistemas de telemedida y telegestión con la colocación de los nuevos contadores de medida, esta cantidad de información se verá claramente aumentada. No obstante debemos destacar que el valor de las tensiones transmitidas por las señales de información, promediado en 3 segundos, no podrán sobrepasar los valores que se especifican en la Gráfica 1, en un tiempo de duración igual al 99% de un día.



Gráfica 1. Niveles de tensión de las frecuencias de las señales en porcentaje de U_n utilizadas en la red general de distribución de BT. Elaboración propia.

En instalaciones de clientes la norma permite la utilización de señales de corriente con frecuencias comprendidas entre 95 kHz y 148,5 kHz están permitidas tensiones a estas frecuencias que lleguen hasta 1,4 v eficaces en la red general de Baja Tensión, pudiendo ser necesario para el cliente proteger o asegurar una inmunidad apropiada a

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

su instalación de transmisión, por posibles interferencia con señales vecinas.

3.4.5.- CARACTERÍSTICAS DE LA ALIMENTACIÓN EN MEDIA TENSIÓN

A partir de este punto se marcan las características para redes de distribución de tensión superior a 1 kV como consecuencia de que las necesidades de capacidad son sobrepasadas por las necesidades de los usuarios, por lo que el suministro no se produciría en baja tensión sino en media tensión.

Debemos destacar que como anteriormente se ha indicado los diferentes Reglamentos nombras a las tensiones superiores a 1 kV. Esta normase aplicará a tensiones de alimentación declarada que no supere los 35 kV.

3.4.5.1.- FRECUENCIA

Los valores de la frecuencia nominal en la Norma EN 50.160 [4] queda definido en un valor de 50 Hz, debiendo situarse, *“en condiciones normales de explotación, y medida en periodos de 10 segundos deberá situarse dentro de los siguientes intervalos:*

- *Para redes acopladas por conexiones síncronas a un sistema interconectado:*
 - 50 Hz \pm 1% (49,5 Hz - 50,5 Hz) durante el 99,5% de un año.
 - 50 Hz +4% - 6% (47 Hz - 52 Hz) durante el 100%”.

Como podemos observar estos son los valores máximos y mínimos en los que debe moverse la frecuencia.

- *“Para redes sin conexión síncrona a un sistema interconectado (este es el suministro que se produce en ciertas islas sin conexión con red de transporte o distribución):*
 - 50 Hz \pm 2% (49 Hz -51 Hz) durante el 99,5% de un año.
 - 50 Hz \pm 15% (42,5 Hz -57,5 Hz) durante el 100%”.

3.4.5.2.- AMPLITUD DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

El valor nominal de la tensión normalizada U_c , no especificándose valor al depender de la tensión de alimentación al usuario, pudiendo variar desde tensiones superiores a 1 kV hasta valores de tensión de 35 kV.

3.4.5.3.- VARIACIONES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

Mientras que la referida norma específica que las variaciones de tensión no deberían exceder de $\pm 10\%$, el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] artículo 104 apartado 3 se indica que los límites máximos de variación de la tensión será del $\pm 7\%$.

Claramente se excluyen del cumplimiento de este apartado las situaciones que puedan surgir a consecuencia de falta o interrupciones de tensión que escapen al control razonable de las partes implicadas.

En el punto 5.3 se determina que *“para condiciones normales de explotaciones, para cada periodo de una semana, el 95% de los valores eficaces de la tensión suministrada estará en un intervalo del $\pm 10\%$ ”*.

3.4.5.4.- VARIACIONES RÁPIDAS DE LA TENSIÓN

Este punto se subdivide en dos apartados:

3.4.5.4.1.- VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN ESPORÁDICAS

Al igual que se especifica en el apartado de baja tensión, estas variaciones rápidas de tensión provienen de *“variaciones de carga en las instalaciones de los usuarios o por maniobras en la red de distribución”*.

Estas variaciones rápidas no sobrepasan generalmente el 4% de U_c , pero en ciertas circunstancias se pueden alcanzar valores de hasta un 6% de U_c , siempre hablando de condiciones normales de explotación.

3.4.5.4.2.-SEVERIDAD DEL PARPADEO.

En este apartado de variaciones rápidas de tensión queda determinado la severidad del parpadeo, como punto integrante del mismo, especificándose, que en *“condiciones normales de explotación, y para un periodo de una semana el nivel de severidad de larga duración del parpadeo como consecuencia de fluctuaciones de la tensión debería ser $P_{lt} \leq 1$ durante el 95% del tiempo”*.

3.4.5.5.- HUECOS DE TENSIÓN

“Los huecos de tensión, generalmente son debidos a faltas producidas en las instalaciones de los usuarios de la red o en la propia red general”, dependiendo su frecuencia del tipo de red de distribución y del punto de observación del mismo, siendo su distribución muy irregular a lo largo del año.

La norma nos indica valores indicativos ya que estos pueden ir de algunas decenas a millares durante un periodo de un año. Se especifica que la mayor parte de dichos huecos tienen una duración de menos de un segundo y una tensión residual superior al

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

40%, pudiendo producirse, no obstante, huecos de mayor duración y de mayor profundidad respecto a la tensión residual. En ciertas zonas, es frecuente que se produzcan huecos de tensión de profundidad comprendida entre el 10% y el 15% de U_c que están provocadas por conmutaciones de carga en las instalaciones de los usuarios de la red.

3.4.5.6.- INTERRUPCIONES BREVES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

Al igual que en el punto anterior la norma nos indica valores indicativos, especificando que dichas interrupciones breves pueden ser desde decenas a centenas, siendo su duración aproximadamente el 70% de las interrupciones breves que se producen inferiores a 1 segundo.

3.4.5.7.- INTERRUPCIONES LARGAS DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

Por causas externas o sucesos que se puedan producir en la red y que no puedan ser previstos por el distribuidor se producen interrupciones accidentales. No es posible indicar el número y tiempo de dichas interrupciones, debido a la arquitectura de las redes de distribución en los diferentes países, así como, al tipo de eventos imprevistos que se pueden producir.

Dentro de este tipo de interrupciones también cabe destacar la existencia de interrupciones programadas que con motivo de los mantenimientos propios de la red de cada empresa distribuidora, se deben realizar, no dando valores indicativos ya que dichas interrupciones, son puestas en conocimiento de los clientes con antelación.

Como valores indicativos de la norma se especifica como frecuencia anual de interrupciones que sobrepasan los 3 minutos el valor de 10 pudiendo alcanzar hasta 50 dependiendo de regiones.

3.4.5.8.- SOBRETENSIONES TEMPORALES EN LA RED ENTRE CONDUCTORES ACTIVOS Y TIERRA

Este tipo de sobretensiones temporales, causadas generalmente durante una falta de la red general de la red de distribución o de una instalación de usuario desaparece en el momento que es eliminada la falta. Este valor de las sobretensiones depende del tipo de puesta a tierra de la red. Para redes con neutro a tierra conectado directamente o mediante impedancia la sobretensión no debe exceder el valor de $1,7 U_c$. Siendo este valor para redes de neutro aislado o resonante valores que no deben sobrepasar $2,0 U_c$. El tipo de puesta a tierra, antes especificado será el que indique el distribuidor.

3.4.5.9.- SOBRETENSIONES TRANSITORIAS ENTRE CONDUCTORES ACTIVOS Y TIERRA

Las sobretensiones transitorias aparecen en la red como consecuencia de maniobra en la red o por caída de rayos, ya sea por caída directa o por inducción, siendo de

menor amplitud las causadas por maniobra que las debidas a rayo, teniendo un tiempo de subida más corto y/o pudiendo durar más tiempo.

Debemos destacar la nota que en la noma aparece en este apartado y que especifica que el usuario de la red debe programar un plan de coordinación de aislamiento compatible con el distribuidor.

3.4.5.10.- DESEQUILIBRIO DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

Sobre los desequilibrios de la tensión suministrada, en condiciones normales de explotación, y para periodos de una semana, el 95% de los valores eficaces en 10 minutos de la componente inversa de la tensión de alimentación deberá localizarse dentro del intervalo 0% - 2% de la componente directa. Este valor puede llegar hasta el 3% en algunas regiones.

3.4.5.11.- TENSIONES ARMÓNICAS

En referencia los valores que la norma específica sobre tensiones armónicas, tendremos que para *“cada periodo de una semana, el 95% de los valores eficaces de cada tensión armónica, promediados en 10 minutos, no debe sobrepasar los valores que se especifican en la tabla 2”*. Se especifica que pueden existir tensiones más elevadas para un armónico determinado pero que éstas se deberán a resonancias entre la propia frecuencia del armónico y las inductancias de la red.

Además, tendremos que la **TDH** especificada en el apartado 3 de la presente Norma, no podrá sobrepasar el 8%, estando comprendidos todos los armónicos hasta el de orden 40, llegado hasta este armónico de orden 40 por convenio.

ARMÓNICOS IMPARES				ARMÓNICOS PARES	
NO MÚLTIPLOS DE 3		MÚLTIPLOS DE 3			
Orden h	Tensión relativa (U _c)	Orden h	Tensión relativa (U _c)	Orden h	Tensión relativa (U _c)
5	6,0%	3	5,0%	2	2,0%
7	5,0%	9	1,5%	4	1,0%
11	3,5%	15	0,5%	6 24	0,5%
13	3,0%	21	0,5%		
17	2,0%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

NOTA Los valores que corresponden a los armónicos de orden superior a 25, que son generalmente débiles y muy imprevisibles debido a los efectos de resonancia, no están indicados en esta tabla.

Tabla 15. Valores de las tensiones de armónicos individuales en los puntos de suministro, hasta el armónico de orden 25, expresados en porcentaje de la tensión fundamental U_c.

3.4.5.12.- TENSIONES INTERARMÓNICAS

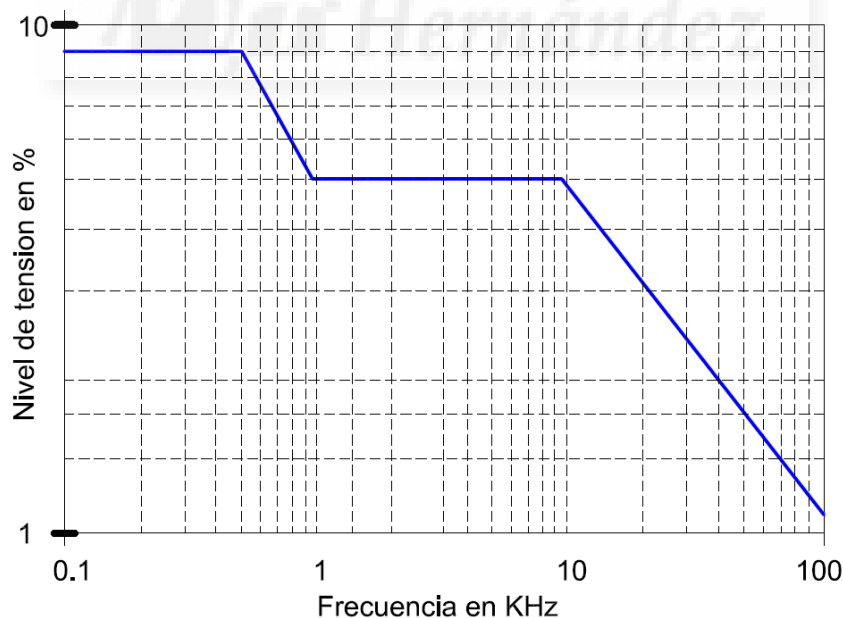
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Debido a la presencia de un mayor número de equipos electrónicos, como convertidores de frecuencia y otros equipos, el nivel de interarmónicos va aumentando, no quedando definidos como consecuencia de la poca experiencia que actualmente se tiene sobre este campo.

No obstante cabe destacar que en ciertos casos estos interarmónicos incluso los de bajo nivel, pueden provocar parpadeo de las lámparas o interferencias en sistemas de telemando centralizado.

3.4.5.13.- TRANSMISIÓN DE SEÑALES DE INFORMACIÓN POR LA RED

Cada vez por las redes de distribución de alta tensión se transmite un mayor número de señales e información, concretamente y con la nueva reglamentación en sistemas de telemedida y telegestión con la colocación de los nuevos contadores de medida, y por los acopladores, las señales de baja tensión son inyectadas en la redes de alta tensión para ser posteriormente captadas en los centros de mando y control, también destacar que la maniobrabilidad del red así como las medidas de magnitudes de la misma se trasmite a través de las redes de alta tensión. No obstante debemos destacar que el valor de las tensiones transmitidas, promediado en 3 segundos, no podrá sobrepasar los valores que se especifican en la Gráfica 5, en un tiempo de duración igual al 99% de un día. Están en estudio valores para las frecuencias comprendidas entre 9 kHz y 95 kHz.



Gráfica 2. Niveles de tensión de las frecuencias de las señales en porcentaje de U_c utilizadas en la red general de distribución de MT. Elaboración propia.

3.5.- ELEMENTOS DE FIABILIDAD PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO

La mayoría de las faltas en las líneas de alta tensión, son producidas por defectos temporales o transitorios (entre un 80 y 95%) que pueden venir por rayos, viento, contactos con arbolado, electrocuciones de aves, etc. El resto, son de origen permanente.

Cuando esto ocurre, nos encontramos que la compañía eléctrica, debe de reaccionar lo antes posible, ya que dejará de facturar energía, con lo cual el Comercializador no percibirá esos ingresos y el Distribuidor, o en su caso el Transportista, tendrán en unas circunstancias de tiempo y número de interrupciones que bonificar al usuario.

El criterio para el diseño de líneas y de sus elementos de protección está basados en criterios deterministas de planificación llamados de indisponibilidad simple (*n-1*). El criterio más exigente de *n-2* está pensado para elementos de transporte, líneas de doble circuitos, etc. Del análisis del *n-1* se obtiene un valor de Potencia No Garantizada **PNG**, con ello se hace una hipótesis de fallo de una línea o transformador, viendo sus consecuencias [200].

Cuando tenemos líneas de alta tensión, definidas por su tensión nominal de la red como U_n de 20 kV^{LXIV}, aparecen efectos:

- Resistivos, debido al calentamiento del conductor o efecto Joule.
- Inductivos debido a la reactancia propia de la línea {10}.
- Capacitativos debidos al dipolo fase con respecto al terreno {11}.

Por todo ello para líneas de longitud considerable, tendremos que estudiar dichos efectos. Para líneas de hasta 20 kV, el efecto capacitativo, podemos prescindir de él. Por tanto su esquema equivalente sería el de la Figura 71. Así, para mantener una tensión dentro de unos límites fijados por la normativa actual debemos de poder regular la tensión o la intensidad dentro de unos parámetros legales, para conseguir una buena **Calidad de Servicio**.

Como sabemos, la tensión al principio de una línea de alta tensión, no es igual que la que existe al final de la misma, como hemos dicho debido a su resistencia, inductancia y capacitancia, o dicho de otra manera a su impedancia {9}.

^{LXIV} Se define alta tensión según el Real Decreto 223/2008 [199] [226] [227], de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. En concreto la ITC-LAT 06 en su punto 1.2.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

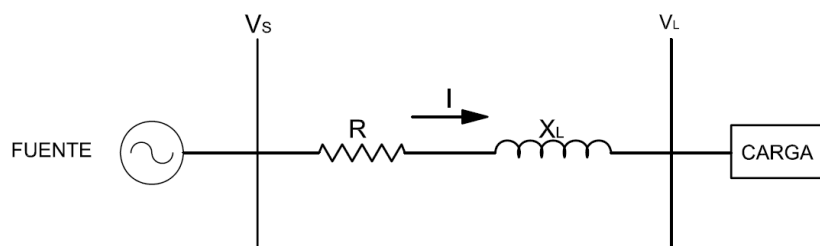


Figura 71. Esquema simplificado de una línea de 20 kV en el que se ha despreciado el efecto capacitivo.

La impedancia viene dada por:

$$Z = \sqrt{R^2 + (X_L + X_C)^2} \left[\frac{\Omega}{Km} \right] \quad \{9\}$$

Siendo a su vez la reactancia inductiva:

$$X_L = \omega \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot L \left[\frac{\Omega}{Km} \right] \quad \{10\}$$

Y la reactancia capacitiva:

$$X_C = \frac{1}{\omega \cdot C} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot C} \left[\frac{\Omega}{Km} \right] \quad \{11\}$$

Dependiendo de los valores que tome la reactancia capacitiva, así como la inductiva, tendremos un ángulo entre la tensión y la intensidad, con un desfase φ . Figura 72.

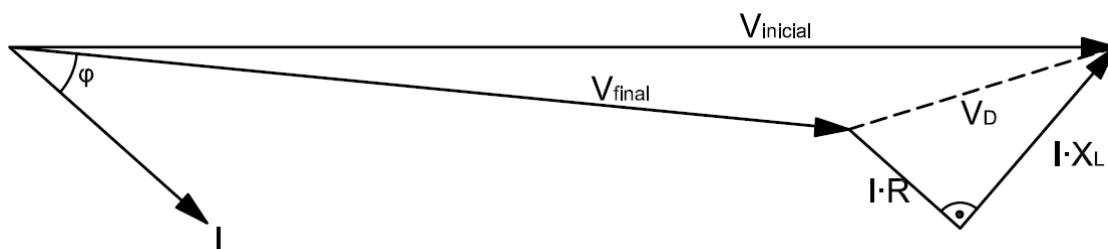


Figura 72. Esquema vectorial de la tensión a principio de línea, con respecto a final de línea, en el que se incluye el desfase debido al efecto inductivo de la línea. Nota: se desprecia la reactancia capacitiva para su representación. Elaboración propia.

La tensión recibida al final V_f de la línea es menor que la tensión de alimentación en cabecera V_i . Por tanto podemos deducir la caída de tensión como V_D {12} y el ángulo φ que existe entre la tensión final y la intensidad.

$$V_D = V_i - V_f = I (R + jX_L) \quad \{12\}$$

Los siguientes elementos que vamos a ir comentando, de una manera u otra contribuyen a que se aumente la **Calidad de Servicio**, en unos casos haciendo que el tiempo

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

de intervención de los equipos humanos de reparación o detección de averías disminuya, en otros casos que se repitan en el menor número de veces y en otros mejorando la calidad de la onda y en capítulo aparte por su importancia, se analizará la calidad de atención al cliente, que son los puntos fundamentales en los que está centrada la **Calidad de Servicio**.

Por tanto es permanente o debería de serlo, para toda empresa distribuidora, la búsqueda de la **Calidad de Servicio**, detectando averías, haciendo más rápidas las maniobras de las redes cuando hay faltas y por supuesto, sería óptimo la localización de la avería lo antes posible.

3.5.1.- LÍNEAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN

Pero las compañías eléctricas en general, por temas de optimización del stock en sus almacenes, suelen utilizar una serie de conductores eléctricos de aluminio y acero tipificados. Tanto Endesa como Iberdrola, utilizan los de la norma UNE 21.018 [201] y UNE-EN 50.182 [202].

DENOMINACIÓN PROYECTO TIPO	DENOMINACIÓN UNE-EN 50.182
LA-56	47-AL1 / 8-ST1 A
LA-110	94-AL1 / 22-ST1 A
LA-180	147-AL1 / 34-ST1 A

Tabla 16. Conductores empleados por los distribuidores de energía eléctrica habituales.

Las características fundamentales de estos conductores figuran en la Tabla 17 siguiente^{LXV}.

DENOMINACIÓN		A-56	A-110	A-180	LARL-56	LARL-125	LARL-180	
SECCIÓN TRANSVERSAL	ALUMINIO mm ²	46,80	4,20	147,30	46,80	107,20	147,30	
	ACERO mm ²	7,79	2,00	34,30	7,80	17,90	34,30	
	TOTAL mm ²	54,60	16,20	181,60	54,60	125,10	181,60	
COMPOSICIÓN	ALUMINIO	Nº ALAMBRES	6	0	30	6	6	30
		DIÁMETRO (mm)	3,15	2,00	2,50	3,15	4,77	2,50
	ACERO	Nº ALAMBRES	1	7	7	1	1	7

^{LXV} Recordemos que el Distribuidor, podría emplear caídas de tensión diferentes, ya que es el propietario de las mismas. La obligación es con respecto al cliente final. Cuando sean líneas de alta tensión para su cesión al distribuidor. Se estará a lo que digan las normas particulares de las compañías eléctricas.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DENOMINACIÓN		A-56	A-110	A-180	LARL-56	LARL-125	LARL-180
	DIÁMETRO (mm)	3,15	2,00	2,50	3,15	4,77	2,50
DIÁMETRO	NÚCLEO ACERO (mm)	3,15	6,00	7,50	3,15	4,77	7,50
	CABLE COMPLETO (mm)	9,45	14,00	17,50	9,45	14,31	17,50
CARGA ROTURA (daN)		1629	4317	6494	1720	3560	6598
RESISTENCIA ELÉCTRICA A 20°C (Ω/km)		0,613	0,307	0,196	0,5808	0,2568	0,1818
MASA (kg/m)		0,189	0,433	0,676	0,1797	0,412	0,634
PESO (daN/m)		0,186	0,425	0,663	0,176	0,404	0,621
MÓDULO ELASTICIDAD TEÓRICO (daN/mm ²)		7900	8000	8000	7500	7500	7500
COEFICIENTE DILATACIÓN LINEAL (°C×10 ⁻⁶)		19,1	17,8	17,8	9,3	19,3	18

Tabla 17. Características fundamentales conductores de líneas aéreas de alta tensión en 20 kV.

Para este tipo de líneas la caída de tensión ΔU^{LXVI} viene dada por:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi) [V] \quad \{13\}$$

Donde:

ΔU = Caída de la tensión compuesta, expresada en V.

I = Intensidad de la línea en A.

X = Reactancia por fase en Ω/km.

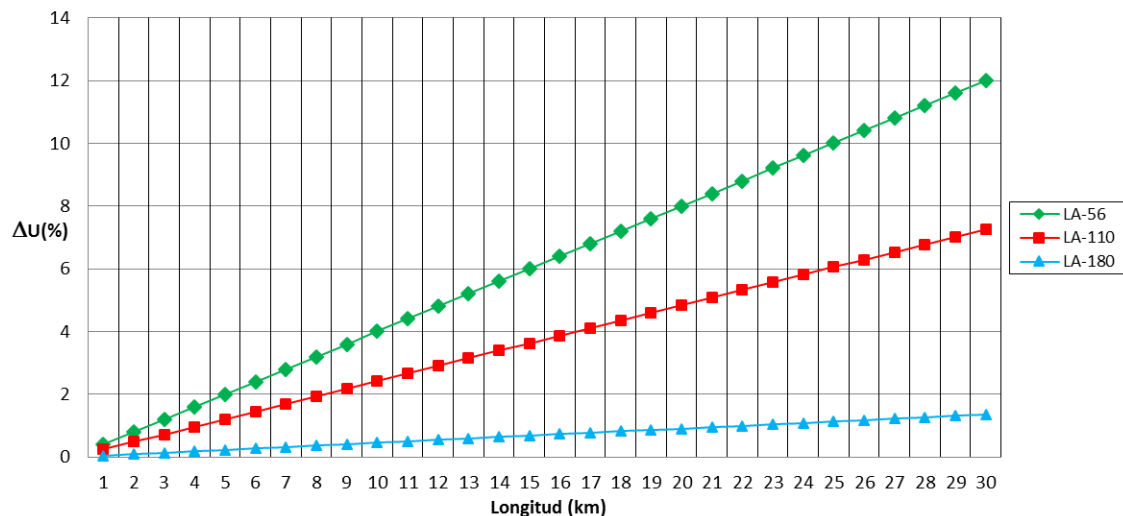
R = Resistencia por fase en Ω/km.

φ = Angulo de desfase.

L = Longitud de la línea en kilómetros.

^{LXVI} Como hemos comentado anteriormente la caída de tensión empleada generalmente es de un 5% en líneas de alta tensión y del ±7% de 230 V de tensión simple o 400 V en tensión compuesta. Real Decreto 1955/2000 [13] [14], de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Art. 104 p.3.

Evolucion de la c.d.t. de una línea en función de la sección de los conductores



Gráfica 3. Evolución de la caída de tensión en función de la distancia.

Por tanto podremos calcular para cada conductor cual es la máxima longitud a transportar para una potencia media de un determinado plan parcial tipo^{LXVII}.

$$\Delta U\% = \frac{100 \cdot \Delta U}{U} = \frac{P \cdot L \cdot (R + tg\varphi)}{10 \cdot U^2} \quad \{14\}$$

Tomando las caídas máximas indicadas anteriormente del 5%, obtenemos, para un coseno de φ medio de 0,85^{LXVIII}:

Hemos obtenido la media de la potencia de los últimos planes parciales presentados en la Generalitat Valenciana de los últimos 10 años. En concreto de la provincia de Alicante. Siendo el resultado de 6 MW.

Las compañías eléctricas suelen hacer sus cálculos para cosenos de φ de 0,8, de 0,9 y de 1. Se ha consultados de diferentes fuentes de las compañías eléctricas de la zona y se ha obtenido un coseno de φ medio de 0,85.

$$L = \frac{10 \cdot \Delta U\% \cdot U^2}{P \cdot (R + tg\varphi)} [m] \quad \{15\}$$

^{LXVII} Hemos obtenido la media de la potencia de los últimos planes parciales presentados en la Generalitat Valenciana de los últimos 10 años. En concreto de la provincia de Alicante. Siendo el resultado de 6 MW.

^{LXVIII} Las compañías eléctricas suelen hacer sus cálculos para cosenos de φ de 0,8, de 0,9 y de 1. Se ha consultados de diferentes fuentes de las compañías eléctricas de la zona y se ha obtenido un coseno de φ medio de 0,85.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONDUCTOR	RESISTENCIA ELÉCTRICA 20°C (Ω/km)
LA-56	0,613
LA-110	0,307
LA-180	0,196
LARL-56	0,581
LARL-125	0,256
LARL-180	0,182

Tabla 18. Resistencias de los conductores más empleados por las compañías eléctricas

Sustituyendo valores en obtenemos:

CONDUCTOR TIPO	LONGITUD (m)
LA-56	1903,3
LA-110	2306,3
LA-180	2498,1
LARL-56	1938,7
LARL-125	2390,6
LARL-180	2524,6

Tabla 19. Caídas de tensión máximas en función del conductor tipo.

Por lo tanto podemos decir que la longitud media de una línea de LA-56, de LA-110 y LA-180, que son los conductores comúnmente utilizados en líneas de 20 kV, son respectivamente de 1903,3, 2306,3 y 2498,1 metros de longitud.

Los valores de longitud se han calculado para 20°C. Si quisiéramos emplear otra temperatura, emplearíamos la ecuación {16}

$$R = R_t \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20)) \left[\frac{\Omega}{Km} \right] \quad \{16\}$$

Siendo:

R = resistencia del conductor a la temperatura de servicio (Ω/km).

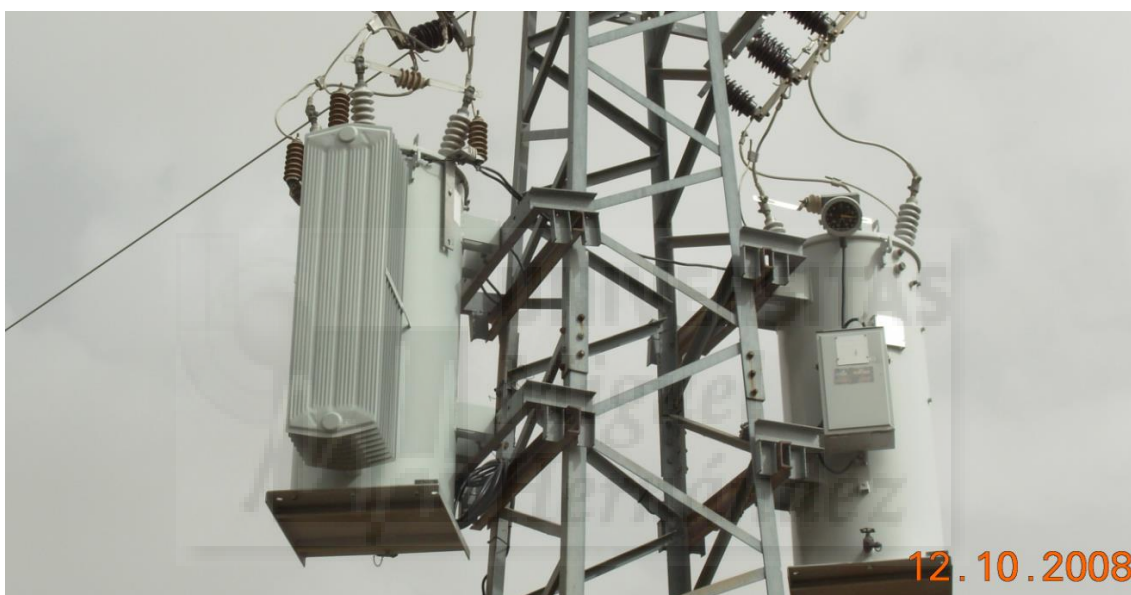
R_t = resistencia del conductor a la temperatura de 20°C (Ω/km).

A = coeficiente de temperatura del conductor a 20°C (°C⁻¹) y para el aluminio α = 0,00377°C⁻¹.

θ = temperatura de servicio del conductor (°C).

3.5.2.- REGULADORES DE TENSIÓN

Las líneas de 20 kV están dimensionadas generalmente para distancias cortas Figura 73. Las compañías distribuidoras, a veces por el propio crecimiento vegetativo de la red Figura 74, y circunstancias especiales, se las hace necesario a las compañías eléctricas, disponer de líneas de una longitud elevada, en las cuales la regulación del propio transformador, no es a veces suficiente, para compensar la caída de tensión. Como se sabe el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] establece un rango de tensión^{LXIX} entre $\pm 7\%$ de la tensión nominal para que el cliente o usuario tenga una tensión, más o menos constante, entre 213,9 y 246,1 voltios. Por tanto en su diseño, las líneas de 20 kV se trazan para que sus caídas máximas de tensión estén en esos valores reglamentados.



Fotografía 17. Reguladores de tensión. 20 kV. Fuente propia.

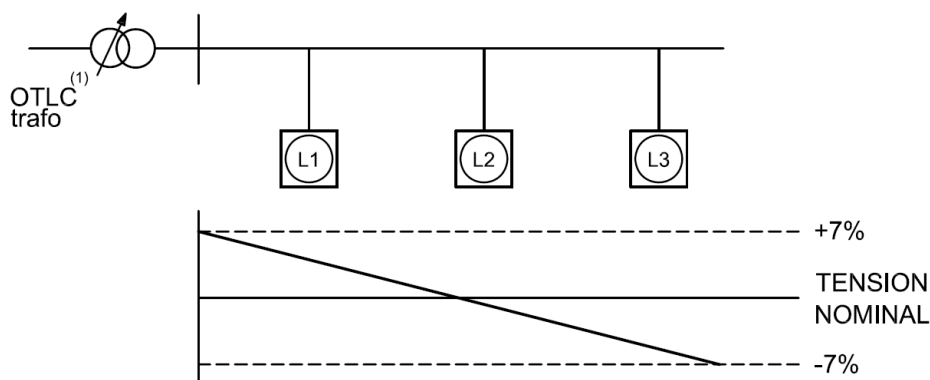


Figura 73. Regulador de tensión en el propio transformador de MT. Elaboración propia.

^{LXIX} $\pm 7\%$ de 230 V de tensión simple o 400 V en tensión compuesta. Real Decreto 1955/2000 [13] [14], de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Art. 104 p.3.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Por ello, un aumento de la potencia demandada es normal, pero la inversión de nuevas líneas de 20 kV, desaconsejan su uso. Es por eso donde este aparato de regulación de tensión [203] en punta cumple dichos objetivos. Supongamos que dicha línea de 20 kV aumenta en longitud y en potencia según cargas L_3 , L_4 , L_6 y L_7 . Lo que supondría que la última carga o receptor, o usuario estaría fuera de parámetros legislativos $\pm 7\%$. Figura 74.

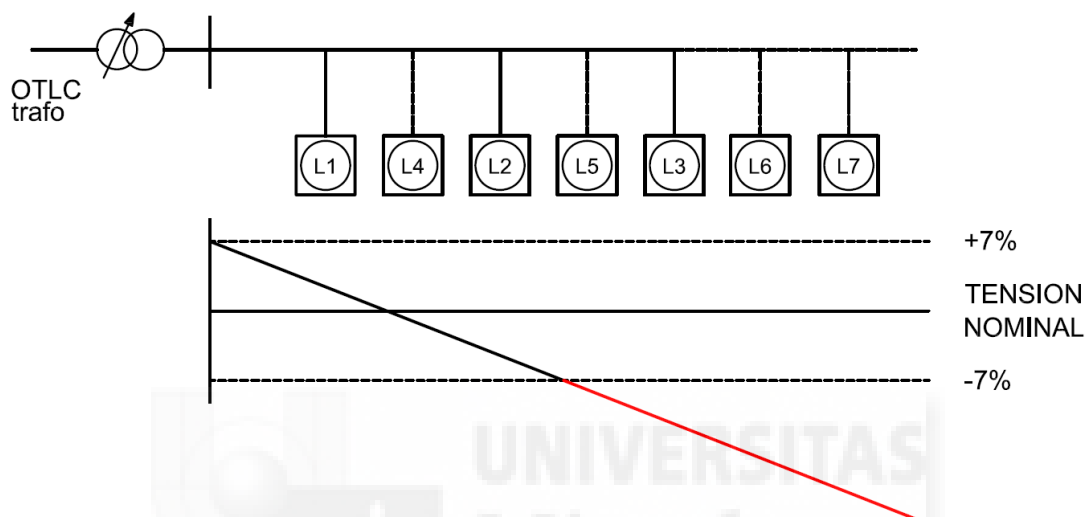


Figura 74. Diferentes cargas, fuera del rango de la legislación vigente por ampliación de sus redes. Elaboración propia.

Las posibles soluciones son las de efectuar una nueva línea de MT, con los costes que ello conlleva. La segunda la de sustitución del conductor por ejemplo pasar de un LA 56 a un LA 110^{LXX}, pero ello incrementa a su vez el costo por inversión de la compañía eléctrica. Así como una tercera solución la de emplear baterías de condensadores, para así mejorar el factor de potencia o coseno de phi de la instalación.

Por razones triviales como la de permisos, expropiaciones por cambio de conductor y autorizaciones de puesta en marcha, estos métodos desaconsejan estos usos. Por tanto una solución óptima, desde este punto de vista, es la de emplear un regulador de tensión [203] en el punto óptimo para ello. Se podría calcular por parámetros distribuidos, pero en la práctica no es así como se hace. Se busca el punto óptimo que en la Figura 75 situamos entre L_2 y L_5 .

Un regulador de tensión es un autotransformador con la posibilidad de cambiar continuamente la tensión de salida y ajustarse así a la demanda de la red. Podemos emplear otros métodos, como pueden ser el empleo de condensadores al principio de la línea, pero queda limitada por la potencia de los mismos [204] [205].

^{LXX} Repotenciación.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

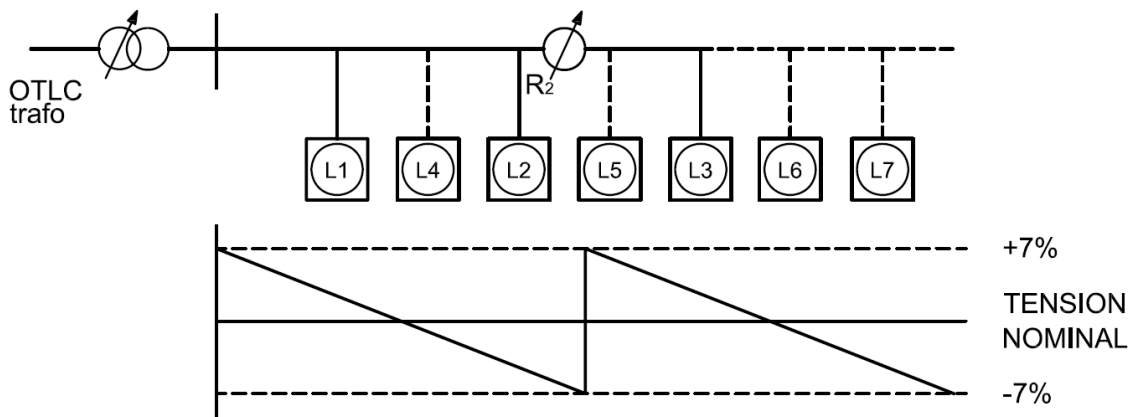


Figura 75. Regulador de tensión colocado en el punto óptimo de reparto de cargas. Elaboración propia.

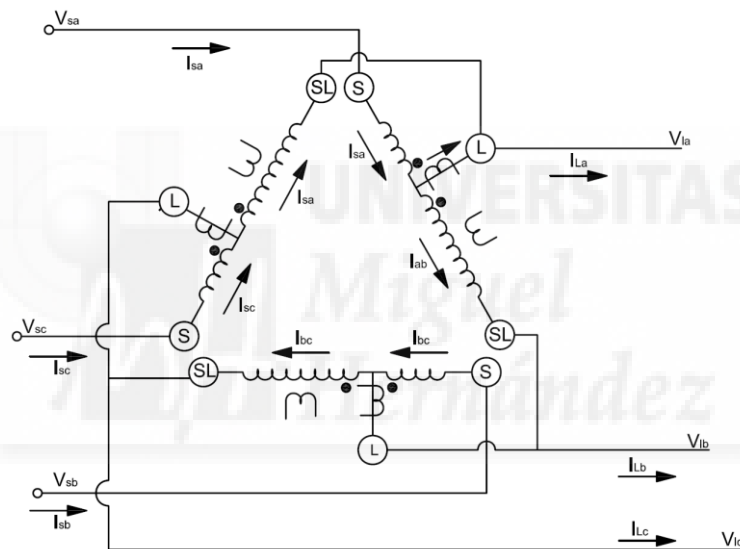


Figura 76. Esquema de un regulador de tensión trifásico. Elaboración propia.

3.5.3.- CONDENSADORES 20 kV

Como sabemos, el empleo de condensadores en baja tensión es muy usual para compensar el factor de potencia. Con ello, gracias al empleo de condensadores, conseguimos que la potencia reactiva sea lo menor posible. Hacen menor la potencia reactiva, al poner reactancias capacitativas X_c tanto en triángulo como en estrella. Una manera de mejorar el producto, como se ha ido comentando, en referencia a tener la tensión nominal U_n dentro de unos parámetros de $\pm 7\%$ puede ser también la del empleo de condensadores en puntos específicos de la red de media tensión, para así mejorar la **Calidad de Servicio**.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

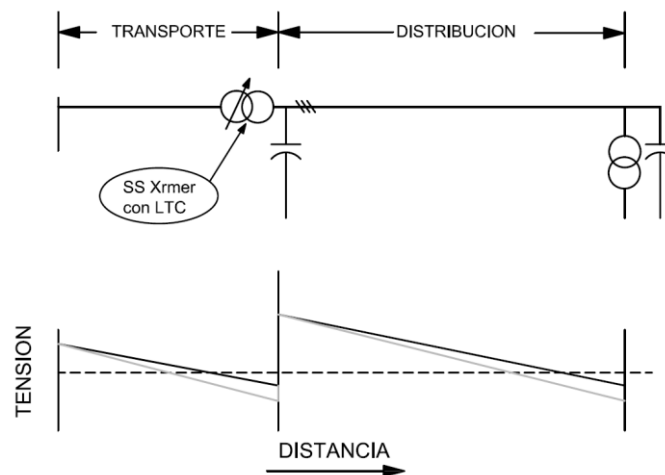


Figura 77. Aplicación de condensadores en medio de la línea de MT lejos de la carga. Elaboración propia.

Con esta configuración, podríamos poner unos condensadores a la salida de la subestación [206] de transporte Figura 77, con lo cual podemos variar la potencia reactiva, y por tanto hacer la línea más económica, con menos pérdidas y por tanto más eficaz.

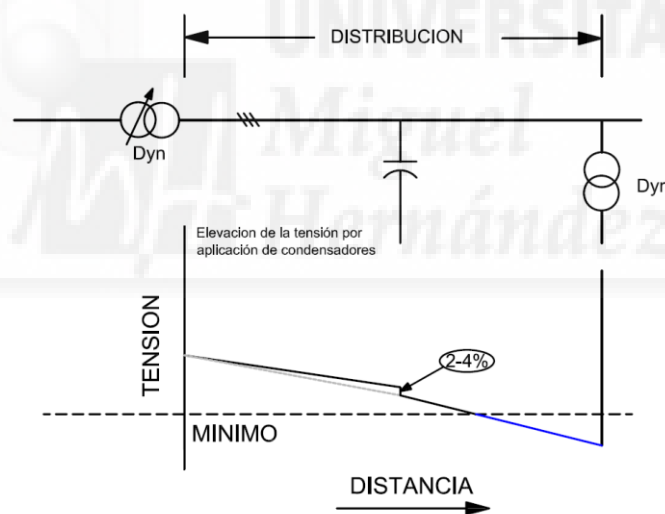


Figura 78. Condensador puesto en el punto óptimo de una distribución de media tensión 20 kV. Elaboración propia.

Con el sistema de elevación de la tensión por medio de condensador, podemos alcanzar entre el 2 y el 4 % de la tensión nominal U_n . Para conseguir el óptimo respecto al usuario final, los condensadores deberían estar lo más próximos a la carga. En general se pueden establecer unas reglas para su ubicación:

- En las líneas, donde las cargas pueden considerarse uniformemente repartidas en toda su longitud. Los bancos deberían ubicarse en el último tercio de la red 2/3 de distancia desde la subestación.
- En las líneas, donde las cargas se reparten en forma decreciente en su

longitud. Los bancos deberían ubicarse hacia la mitad de la red en longitud 1/2 de distancia desde la subestación.



Fotografía 18. Condensadores en Subestación. 20 kV. Fuente propia.



Fotografía 19. Reactancia homopolar en transformador de potencia. Fuente propia.

3.5.4.- DETECTOR DE PASO DE FALTAS

Este tipo de aparatos [207], están pensados para líneas de media tensión, para tramos subterráneos. Su misión principal es la de detectar el tramo de línea que tiene la avería, y así ganar tiempo, para que la interrupción sean lo menor posible. Este aparato, puede ser combinado con otros que veremos más adelante como reconectores, etc. optimizando así el tiempo de respuesta.

Los defectos más usuales en la líneas subterráneas de media tensión, son generalmente en un 99,9 % permanentes [208], o roturas y en la mayoría de sus casos polifásicos o en todas sus fases **R, S y T**.

El funcionamiento básico [209] es que al producirse una falta en la red y el elemento detecta una corriente superior a la nominal (sobrecorriente) y superado un tiempo que puede ser por ejemplo 50 ms, el equipo, provoca una señalización y una posible desconexión si la celda del centro de transformación está motorizada.

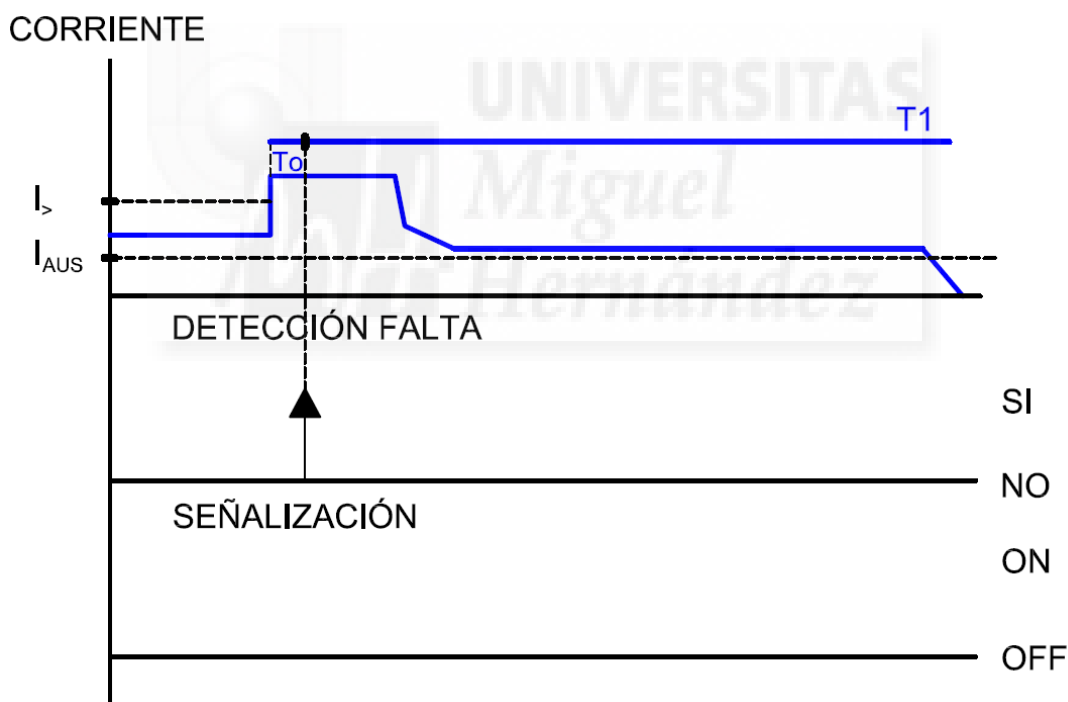


Figura 79. Sobrecorriente sin falta. Elaboración propia.

La falta está representada como una sobrecorriente la cual es detectada, pero no señalizada como falta. La sobrecorriente dura un tiempo T_0 .

CORRIENTE

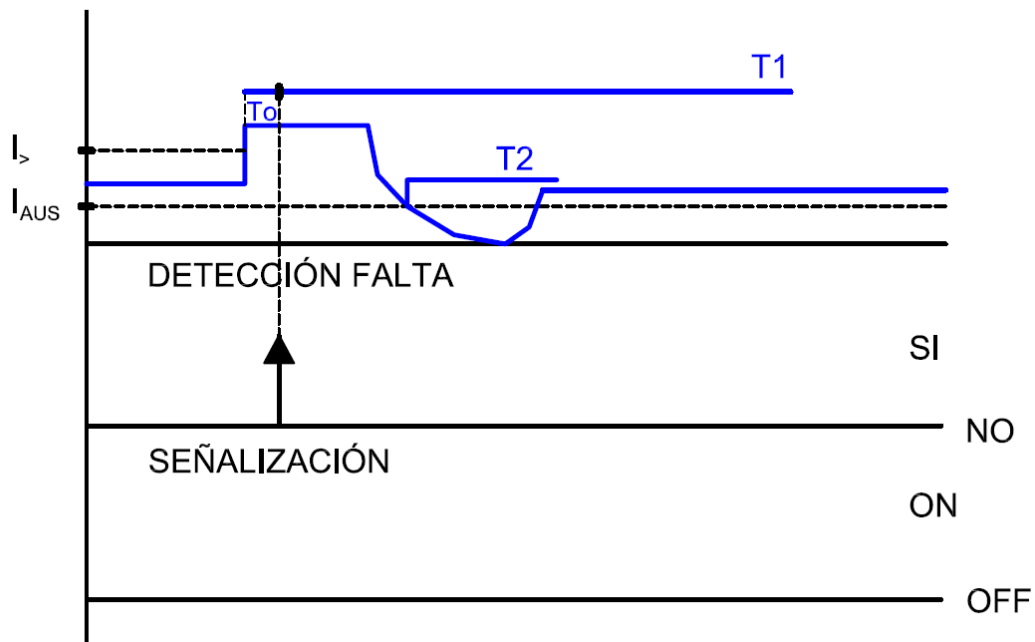


Figura 80. Restauración del servicio. Elaboración propia.

Si la bajada de intensidad está dentro del margen programado, o dicho de otra manera la intensidad vuelve, dentro de un margen el equipo solo marca la falta y vuelve al estado inicial, ya que se considera que ha habido desconexión cuando la corriente es menor que el umbral de ausencia de corriente.

CORRIENTE

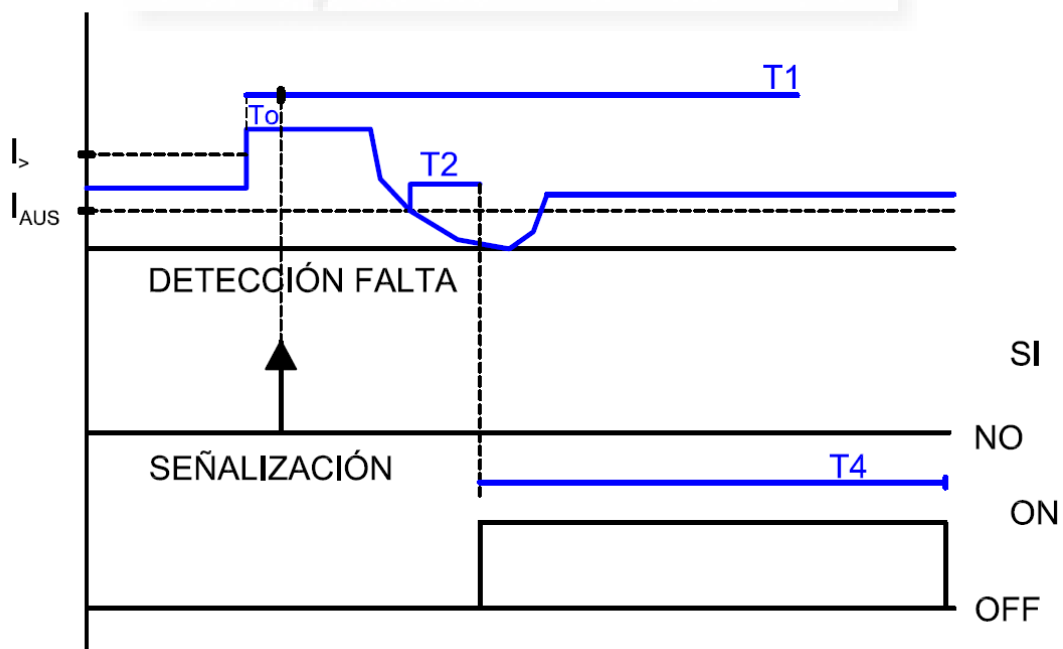


Figura 81. Falta permanente. Elaboración propia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el caso de una bajada de intensidad Figura 81, o en su caso ausencia de la misma un tiempo T_2 , se señalaría la falta y quedaría registrada.

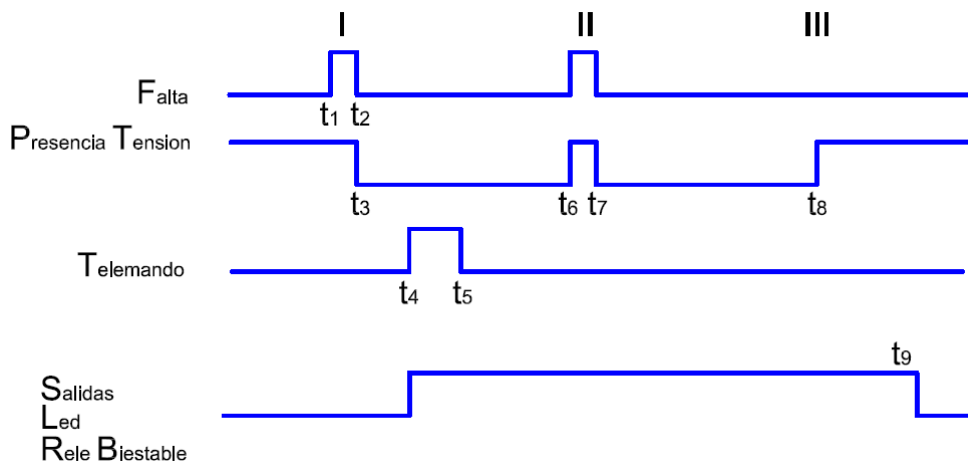


Figura 82. Diagrama de tiempos.

La combinación de estos elementos detectores de faltas, junto con un reconector o un telemando, puede optimizar los tiempos de reposición del suministro Figura 82.

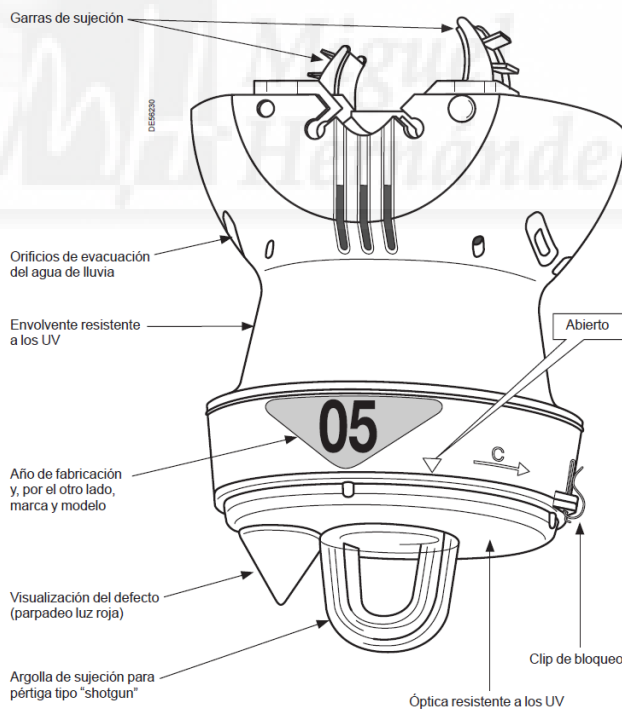


Figura 83. Detectores de paso de falta aérea

Existen también detectores de paso de falta aérea [210], los cuales mediante un dispositivo, emite una señal luminosa, con la que nos permite localizar un defecto por ejemplo en una línea aérea de media tensión, sin necesidad de que una brigada, vaya

comprobando todo el trazado de dicha línea aérea de media tensión.

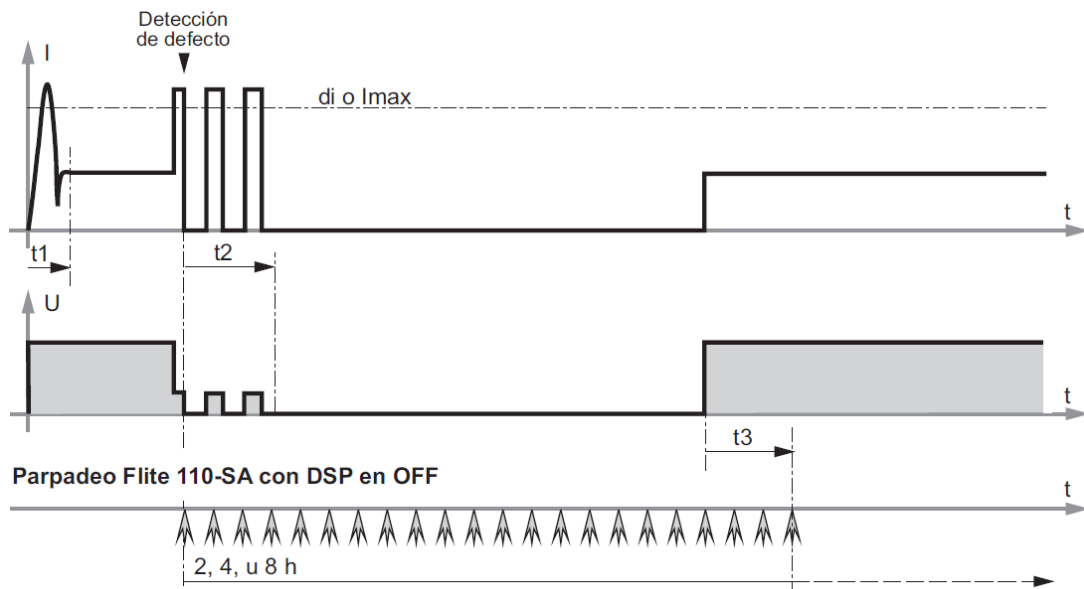


Figura 84. Cronograma de una falta semipermanente. [211]

Existe otra variedad algo más sofisticada [211], que permite distinguir entre defectos simples entre fase y tierra. La indicación de este defecto es direccional. La dirección del defecto viene indicada por el color del destello. Y otra tipología de defecto a detectar es el defecto multifase o entre fases y tierra.

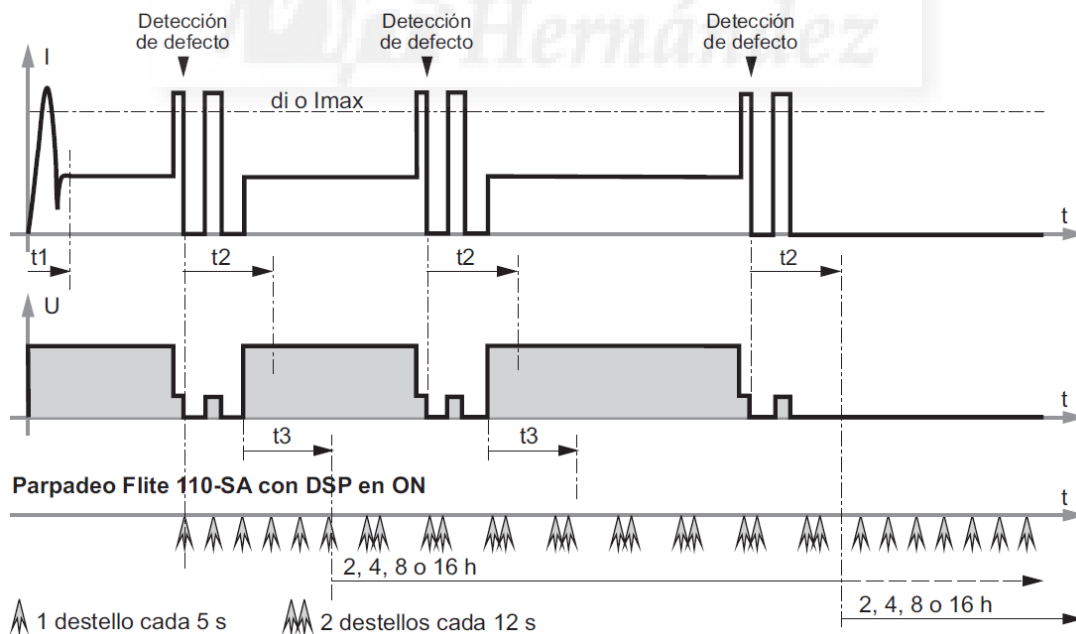


Figura 85. Cronograma de una falta semipermanente. [211]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

También se pueden colocar detectores de paso de falta en centros de transformación de interior [208]. Con ello se consigue que se tomen las medidas oportunas lo antes posible, para así tener el mínimo de tiempo de corte y por tanto que no disminuya la **Calidad de Servicio**.

Consiste en detectar una intensidad mayor que la que se haya ajustado. Luego detectar la falta de tensión y señalar esa falta de tensión.

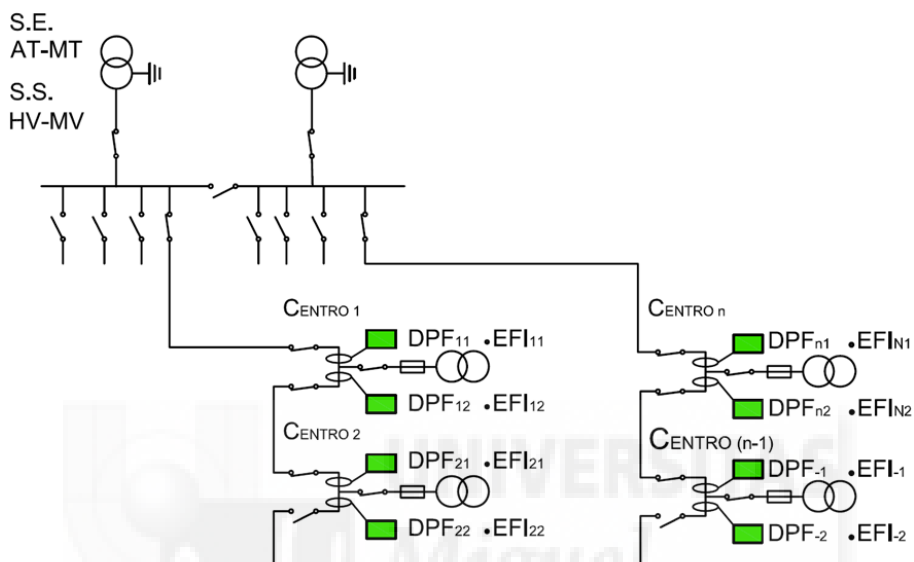


Figura 86. Detectores de falta en estado de reposo. Elaboración propia.

En Figura 86 se representa un anillo de 20 kV, que está formado por 8 centros de transformación (CT). Todos los abonados disponen de suministro eléctrico, bien a través de la posición 1 o la 2 de la posición de la subestación (ST).

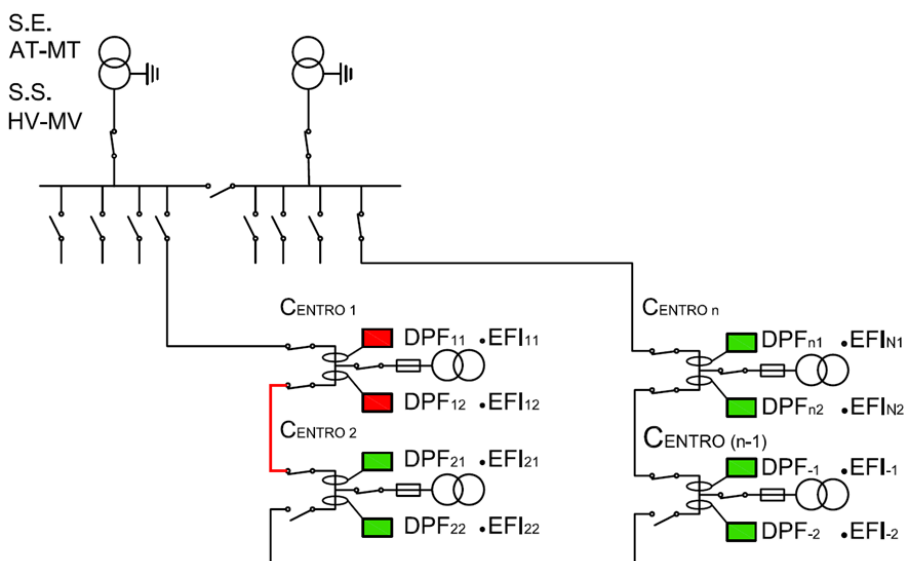


Figura 87. Localización del tramo del defecto. Elaboración propia.

Si se produce un fallo en la red, por avería en la zona marcada en rojo los **DPF** señalarán el paso defecto y en el caso de que existan remotas en los centros de transformación, se podrá actual casi de manera inmediata dando servicio por la parte derecha de la figura.

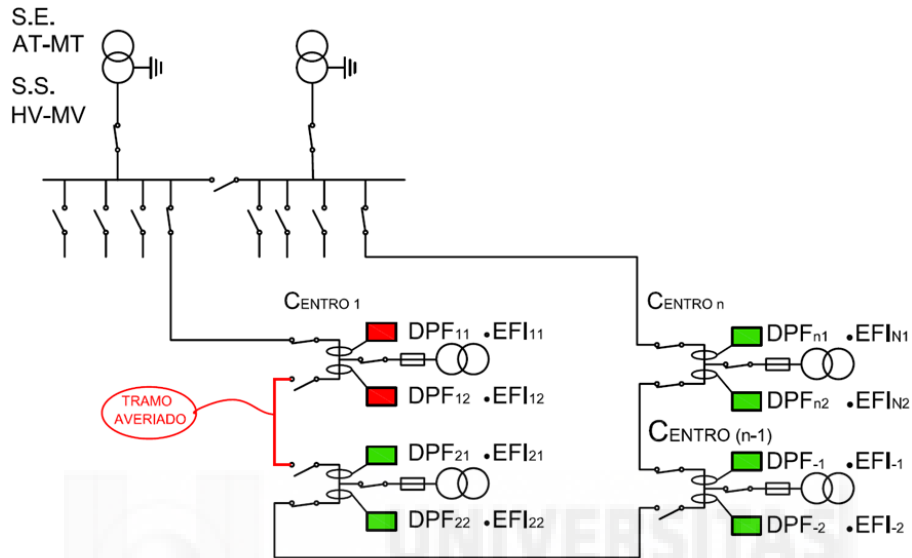


Figura 88. Detección de la falta y accionamiento del relé de apertura de celda y cierre en subestación. Elaboración propia.



Fotografía 20. Interruptor automático telemandado. Fuente propia.

3.5.5.- FACTS

Su funcionamiento básico, es la de poder cambiar los flujos de energía y así poder contralar y en definitiva disminuir el riesgo de una saturación de potencia por una línea eléctrica. La dificultad cada vez mayor de poder construir nuevas instalaciones de alta tensión, sobre todo de líneas aéreas conlleva a que las líneas, en algunos casos trabajen al límite. La demanda eléctrica, índice indicativo de la economía de un país, conlleva que hay que dar suministro eléctrico, pero si la dificultad para construir una línea, es tal que entre proyectos, autorizaciones, exposiciones públicas del proyectos, declaración de impacto ambiental, etc. hacen inviable acometer tales demandas, a menos que se haga a futuro una buena planificación.

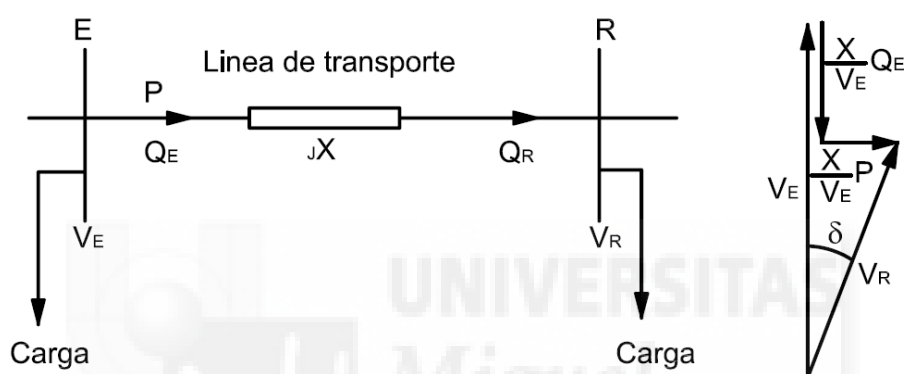


Figura 89. Flujo de potencia por una línea de energía eléctrica. Elaboración propia.

Uno de los más empleados son los sistemas **FACTS^{LXXI}**, es un elemento que se puede colocar en las líneas de alta tensión, que evita los posibles desequilibrios en las redes, pudiendo así adecuar los flujos de energía por las mismas.

En las líneas de 20 kV, en las cuales podemos despreciar los efectos capacitivos.

$$P = \frac{V_E \cdot V_R}{X} \cdot \text{sen}(\delta) \quad \{17\}$$

Suponemos que X es la reactancia equivalente de la línea, V_E la tensión en el punto E , que suponemos a mayor potencial que R y V_R la tensión en el punto receptor.

$$Q_E = \frac{V_E^2}{X} - \frac{V_E \cdot V_R}{X} \cos(\delta) \quad \{18\}$$

La potencia activa generada P se consume en R y la potencia reactiva Q_E es la suma

^{LXXI} Flexible Alternating Current Transmission Systems (Sistemas para el Transporte Flexible de la Energía Eléctrica en Corriente Alterna).

de la que consume el nudo **R** que llamamos Q_R y la que consume la línea $\frac{V_R^2}{X}$.

$$Q_R = \frac{V_E \cdot V_R}{X} \cdot \cos(\delta) - \frac{V_R^2}{X} \quad \{19\}$$

Por tanto con los dispositivos **FACTS** se pueden flexibilizar la distribución de la energía y por tanto aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico y por tanto la **Calidad de Suministro**. [212] [213]

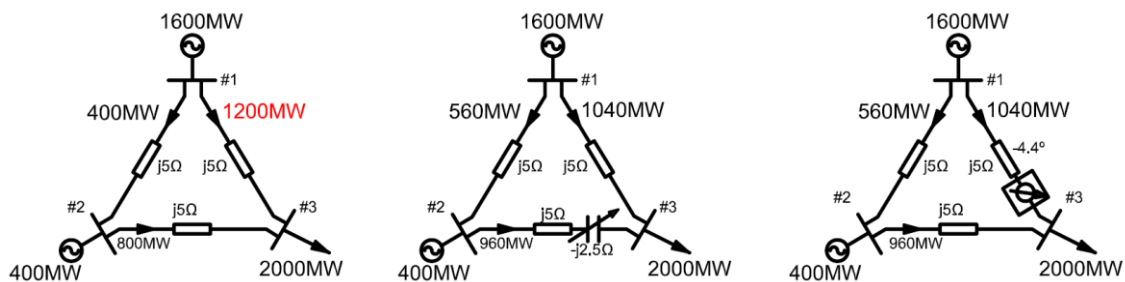


Figura 90. Sistema mallado y ventajas de un FACTS. Elaboración propia.

3.5.6.- TRANSFORMADORES DESFASADORES

Los transformadores desfasadores, producen un desfase en sus extremos, pudiendo así variar la potencia activa de transporte. Es utilizado entre líneas distintas de transmisión de energía que permite controlar el flujo de potencia a través del cambio en el ángulo de fase de la tensión de línea.

Sin elementos de control de flujo, el flujo de potencia viene determinado por las impedancias relativas de ambos ramas. Si en un camino tiene una impedancia 0,2 p.u. y en el otro 0,8 p.u. el flujo de potencia sería el expresado en la siguiente figura.

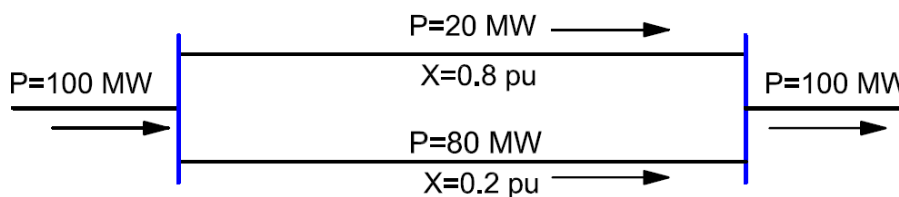


Figura 91. Principio de funcionamiento transformador desfasador. Sin elemento de control. Fuente REE. Elaboración propia.

Si en el circuito anterior se instala un desfasador en la línea que tiene menor impedancia y se ajusta a un ángulo de desfase tal que produzca un flujo circulante de 30 MW, se igualarán los flujos en ambos circuitos. Como sabemos, la impedancia propia de la línea es constante, por tanto se trata de poder variar la misma de forma que podamos repartir el flujo a demanda de la red.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

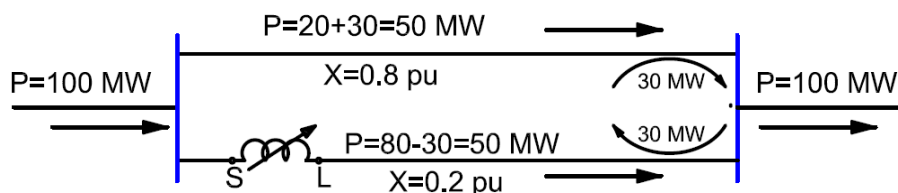


Figura 92. Elemento de control de flujo. Transformador desfasador. Fuente REE. Elaboración propia.



Fotografía 21. Transformador desfasador en San Miguel de Salinas, Alicante, Comunidad Valenciana. Fuente propia.

Para realizar este cambio del ángulo de fase se suma a la tensión de un extremo del desfasador una tensión fuera de fase con ella (generalmente una tensión en cuadratura). La suma de esta tensión provoca la aparición de un desfase entre las tensiones existentes en ambos extremos del desfasador. Cuando el ángulo adelanta, aumenta el flujo de potencia activa desde el extremo de la línea donde está el desfasador hacia el extremo opuesto (o baja el flujo de potencia que viene del extremo opuesto de la línea) y cuando retarda disminuye el flujo de potencia activa hacia el extremo opuesto (o aumenta el que viene del extremo opuesto).

Para poder realizar esta suma se necesita un devanado en serie con el circuito en el que se quiere desfasar la tensión. La tensión en cuadratura se obtiene aprovechando que la diferencia entre las tensiones de las fases 4 y 8 está en cuadratura de la tensión de la fase 0. Normalmente se dispone de un cambiador de tomas que permite regular el ángulo de desfase y, con él, la potencia activa que circula por la línea. En ocasiones se suma también una tensión en fase para compensar caída de tensión en la reactancia del desfasador y para poder controlar de forma independiente la potencia reactiva que circula por la línea. [214]

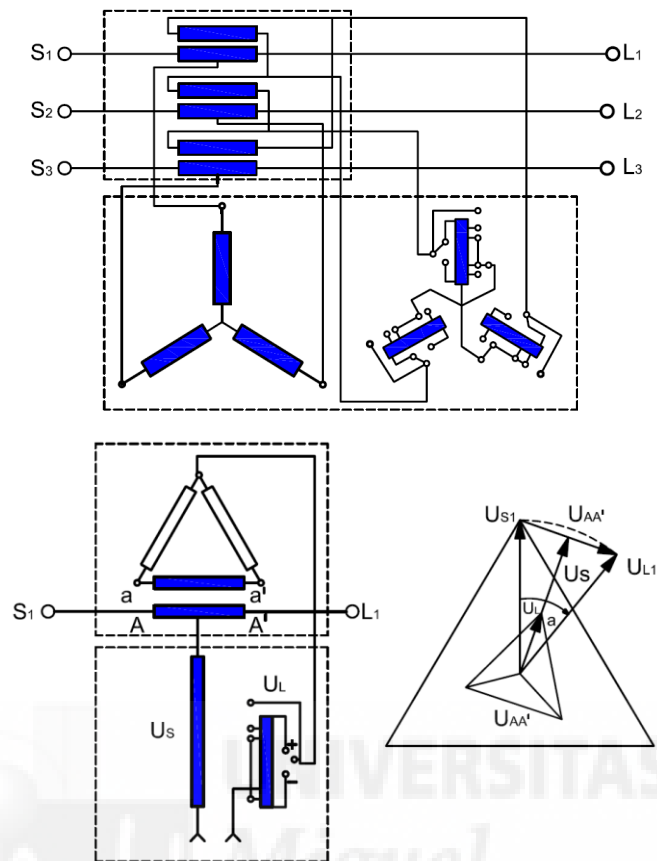


Figura 93. Desfaseador simétrico con unidad de excitación. Fuente REE. Elaboración propia.

Las características más importantes de un desfaseador son:

- Ángulo máximo de desfase en vacío. Este ángulo cambiará cuando circule carga por la línea debido a la impedancia serie del desfaseador.
- Potencia del desfaseador. Esta potencia se refiere a la potencia que puede circular por la línea y no a la potencia de los transformadores que formen el desfaseador.
- Escalones de regulación. Hay desfaseadores que desfasan un ángulo fijo, mientras otros tienen varias tomas para poder controlar la potencia activa que circula por la línea.
- Impedancia serie. Es la impedancia que aparece en serie con el desfaseador. Cuando hay regulador de tomas su valor varía con la toma, siendo menor para desfase cero y máxima para desfase máximo.

El principio de funcionamiento está basado en la siguiente ecuación:

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \cdot \text{sen}(\delta) \quad \{20\}$$

- P = Potencia activa que circula por la línea desde el extremo 1 al 2.
- V_1 = Tensión del extremo 1 de la línea.
- V_2 = Tensión del extremo 2 de la línea.
- δ = Ángulo entre las tensiones entre extremos de la línea.
- X = Reactancia de la línea.

3.5.6.1.- DESFASADORES ASIMÉTRICOS

En estos desfasadores el módulo de la tensión de entrada es diferente al módulo de la tensión de salida. Son válidos para ángulos de desfase pequeños (hasta $\approx 20^\circ$). Si los ángulos son grandes la tensión de salida es muy elevada por lo que no se pueden emplear. Hay de varios tipos. Los principales son:

- a) Configuración con unidad de excitación y unidad en serie.
- b) Transformador normal con cambiador de tomas en el lado de alta y opción de desfase.

El principal problema que tienen estos equipos es que no pueden desfasar ángulos grandes ya que el incremento del módulo de tensión es muy elevado.

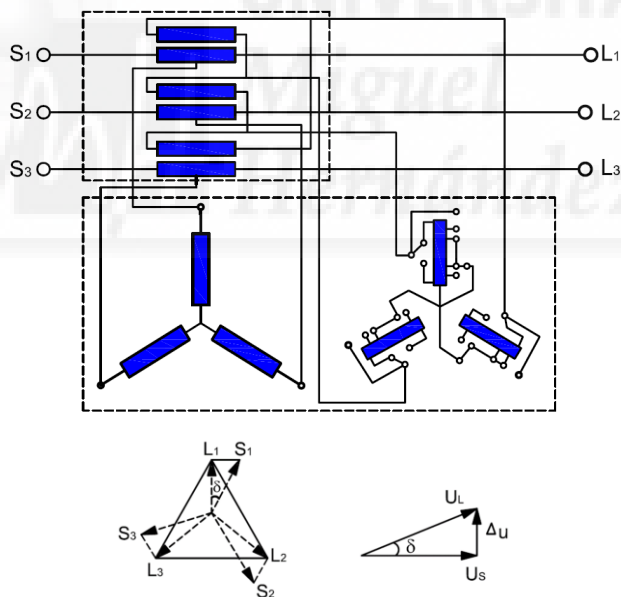


Figura 94. Desfasador asimétrico. Fuente REE. Elaboración propia.

3.5.6.2.- DESFASADORES SIMÉTRICOS

En estos desfasadores el módulo de la tensión de entrada es el mismo que el de la tensión de salida cuando no circula carga por la línea. Algunos de estos desfasadores incorporan la opción de modificar a voluntad el módulo de la tensión de salida, con lo que pueden controlar tanto la potencia activa como la potencia reactiva que puede pasar por una línea. Hay numerosos tipos de desfasadores simétricos por lo que solo se

citarán los más importantes.

- a) Configuración en Triángulo.- Un solo núcleo magnético.
- b) Configuración Triángulo-Hexágono. Un solo núcleo magnético.
- c) Configuración con unidad de excitación y unidad serie. Dos núcleos magnéticos. Es el desfasador más utilizado en Europa y Estados Unidos para muy alta tensión. Se puede añadir otro devanado para poder aumentar o disminuir a voluntad la tensión de salida.

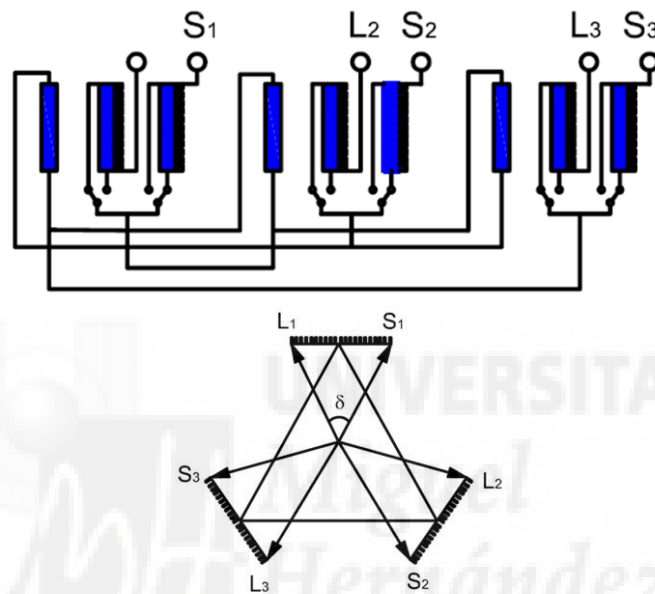


Figura 95. Desfasador simétrico en triángulo. Fuente REE. Elaboración propia.

Los principales problemas de esta disposición es que los cambiadores de tomas están en el devanado serie, directamente conectados a la línea y expuestos a las corrientes de cortocircuito y a las sobretensiones. Las tensiones e intensidades del cambiador de tomas vienen determinadas por los requisitos de ángulo y de potencia del desfasador, no pudiendo modificarse estos valores para obtener unas condiciones óptimas. Si algunos de estos parámetros exceden del máximo admisible por el cambiador de tomas no podrá realizarse este desfasador.

3.5.7.- CONDUCTORES ESPECIALES

Una forma de aumentar la Calidad de Servicio, sin tener que proceder a la construcción de nuevas líneas, con nuevos permisos, nuevas expropiaciones, etc. aparte del impacto ambiental y paisajístico que ello conlleva es el empleo de nuevos conductores.

Los cables de composite siguen siendo de aluminio, pero en su interior se sustituye el conductor de acero por composite.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El núcleo de composite está fabricado con fibra de carbón y fibra de vidrio con resina. Las fibras de carbón son ligeras y de fuerte elasticidad, y las de vidrio son ligeras, más elásticas que las de carbón y otorgan la capacidad de poner en contacto el aluminio y el carbón sin ningún problema de oxidación galvánica.

Con estos conductores, se producen una serie de mejoras sustanciales:

- Al ser más ligero la flecha del cable es menor, con lo que se puede aumentar la distancia entre los postes y reducir el número de postes.
- Las fibras del núcleo de Composite ocupan menos espacio que el núcleo de acero y se consigue aumentar la corriente máxima que puede atravesar el cable, además también se reduce la resistencia eléctrica y esto también contribuye a poder transportar más corriente.
- Más resistencia a tracción.
- Las temperaturas de utilización de los cables aumentan hasta 180° y como su resistencia varía menos con la temperatura que el acero se puede doblar la capacidad.
- Los cables de composite son más ligeros y resisten más las tracciones con lo que la superficie necesaria para el núcleo es menor.
- Por la razón anterior el cable de composite al reducir el núcleo del cable para una misma sección introduce un 28% más de aluminio en el cable.
- Los cables de composite suelen usar formas trapezoidales para los conductores de aluminio con lo que se aumenta la superficie útil del conductor.



Fotografía 22. Conductor convencional y con núcleo de composite.



Figura 96. Conductor de aluminio y en su interior composite.^{LXXII}

^{LXXII} En la imagen anterior se puede observar un cable con núcleo de Composite donde las fibras de vidrio son la segunda capa contando desde el interior y las fibras de carbón son la capa interior del cable, además en este cable se observa que los conductores de aluminio en vez de ser redondos, tienen forma trapezoidal con lo que aumentan la superficie útil del conductor y de esta forma la capacidad de transporte de corriente de este.

3.5.8.- BOBINA PETERSEN

La Bobina Petersen (*arc supression coils*) se utiliza para compensar la corriente capacitiva generada durante defectos a tierra. Deben conectarse al punto neutro del transformador. La Bobina Petersen [215] [216] [217] o dispositivo Neutro Resonante que puede ser aplicado en un centro de transformación o en una subestación. Sus estudios y aplicaciones se deben al científico alemán Waldemar Peterson (1880-1946) experto en Sobretensiones y corrientes de cortocircuito. Alemania es el país con mayor utilización de puesta a tierra resonante en su red. Más de 60% de su red de 11 kV, 95% de su red de 20 kV y 78% de su red de 110 kV tienen instaladas las Bobinas Peterson.

La bobina Petersen, en general no tiene gran influencia sobre las tensiones equilibradas y cargas simétricas, pero como sabemos nuestra red es asimétrica y tiene un sistema de cargas desequilibradas entre fases. Por tanto deben de tenerse en cuenta esas posibles cargas desequilibradas, esas posibles corrientes defectuosas y sus posibles sobretensiones. Las faltas monofásicas en sistemas con puesta a tierra de baja impedancia, como es nuestro caso en España^{LXXIII}, en la que los valores medios son de 12 a 20 ohmios, provocan grandes pasos de intensidad, con lo cual conviene despejarlas lo antes posible. Por tanto un sistema muy bueno para ello, es el empleo de una bobina Petersen o bobina resonante en la cual la intensidad de falta es minimizada o compensada haciendo que la reactancia inductiva de la bobina compense en cada instante a la reactancia capacitiva del sistema. Las sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas a tierra son una de las principales causas de fallos en líneas aéreas de distribución con un bajo nivel de aislamiento. [218] [219] [220] [221]

3.5.9.- AVIFAUNA

La legislación de obligado cumplimiento que debemos de cumplir viene dada por el Real Decreto 1432/2008 [222]. Dicho Real Decreto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión, es fundamental para evitar que se instalen más tendidos de diseño peligroso en las áreas más sensibles para las aves en España y permitirá una mayor dotación económica para la corrección de líneas eléctricas por las cuáles están muriendo a diario multitud de aves protegidas teóricamente por la ley. Cuando un ave se electrocuta tocando fase – tierra, generalmente muere electrocutada, pero esto hace que la red de media tensión, de 20 kV, en general, salte su elemento de protección, provocando un

^{LXXIII} En la actualidad, en la compañía eléctrica Iberdrola, todos los sistemas de puesta a tierra del neutro en sus redes de media tensión se encuentran conectados a tierra a través de una impedancia con idea de limitar a valores predeterminados la intensidad de cortocircuito, la caída de tensión en la línea y las sobretensiones en las fases sanas. Este método de puesta a tierra presenta el inconveniente de la magnitud de las corrientes de falta a tierra que obliga, por una parte, a una interrupción del suministro en detrimento de la **Calidad del Servicio** ofrecido por la compañía eléctrica y, por otra parte, a un diseño más complejo de la puesta a tierra del sistema. Con idea de disminuir estos inconvenientes Iberdrola ha instalado, en una de sus subestaciones, una bobina de compensación como método de puesta a tierra del neutro.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

corte que afecta a la **Calidad de Servicio**. [223] [224].

Por tanto podemos abordar el problema desde dos puntos de vista:

- El aspecto ecológico con la colisión de las aves con los conductores eléctricos y especialmente con el conductor de tierra y las electrocuciones cuando entran en contacto con fase y tierra (apoyo).
- El aspecto técnico económico. Ya que las electrocuciones provocan disparos en las líneas y por tanto empeoran la **Calidad del Servicio**.



Fotografía 23. Electrocción de un ave con un apoyo eléctrico de alta tensión. [378]



Fotografía 24. Baliza de señalización. No tiene nada que ver con la avifauna. Se utiliza para los vuelos en helicóptero en los apoyos terminados en 0 y 5 por REE. Fuente propia.

Para evitar la electrocución, lo que debemos es aumentar la distancia entre conductores desnudos. El Real Decreto 1432/2008 [222] establece unas distancias mínimas [225].

- Estas redes eléctricas se han de realizar con cadenas de aisladores suspendidos, evitando su disposición rígida en los apoyos de alineación.
- Los apoyos que dispongan de puentes, seccionadores, fusibles, transformadores de distribución, de derivación, anclaje, amarre, especiales, ángulo, fin de línea, se han de diseñar para que no se sobrepasen con elementos en tensión las crucetas o semicrucetas no auxiliares de los apoyos. De todos modos, se deberá aislar la unión entre elementos en tensión.
- En el caso del armado canadiense y tresbolillo (atirantado y plano), se debe guardar un espaciado mayor de 1,5 metros entre la semicruceta inferior y el conductor superior.
- En el caso de crucetas o armados tipo bóveda, debe existir un espaciado superior a 0,88 metros entre la cabeza del fuste y el conductor central, o se debe aislar el conductor central 1 metro por cada lado desde el punto de enganche. En siguiente lugar, se muestra una imagen del encintado de dichos conductores:
- Los armados de las torres eléctricas han de disponer armados con unas distancias mínimas de seguridad "d" tal y como se mostrará a continuación para los cada uno de los diferentes tipos de apoyos:

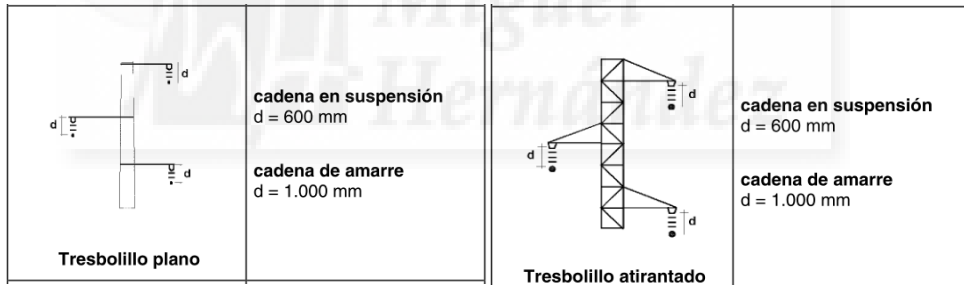


Figura 97. Cruceta tipo tresbolillo plano. Fuente: Real Decreto 1432/2008 [222]

Figura 98. Cruceta tipo tresbolillo atirantado. Fuente: Real Decreto 1432/2008 [222]

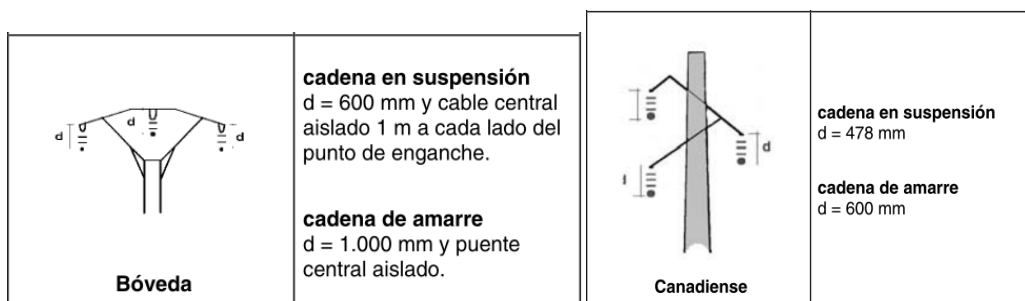


Figura 99. Cruceta tipo bóveda. Fuente: Real Decreto 1432/2008 [222]

Figura 100. Cruceta tipo canadiense. Fuente: Real Decreto 1432/2008 [222]

Y unas medidas convencionales como son las de:

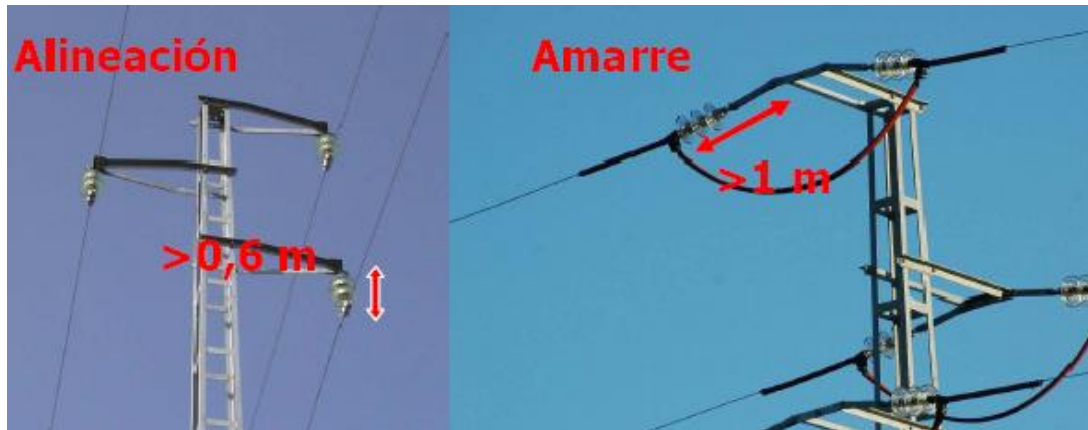
- **Enterramiento de líneas:** Al igual que para electrocución, esta medida es una alternativa que elimina completamente el problema, sin embargo esta opción no es habitual debido a la orografía del terreno, la cual dificulta su ejecución.
- **Instalación de cable trenzado aislado:** Al utilizar un único cable, este aumenta su sección y es más fácil de visualizar por parte de las aves. No obstante, al tener que adaptar la totalidad de tendidos actuales, esta medida no dispone de la suficiente viabilidad económica, por lo que su implantación queda descartada.
- **Utilización de crucetas tipo bóveda:** Esta medida posibilita ubicar los conductores en un mismo plano, lo que hace que el área ocupada por los mismos disminuya considerablemente y de este modo, el riesgo colisión con ellos por parte de la avifauna disminuya. Sin embargo, la instalación de esta opción es solo viable económicamente para líneas nuevas por lo que su adopción se ve limitada.



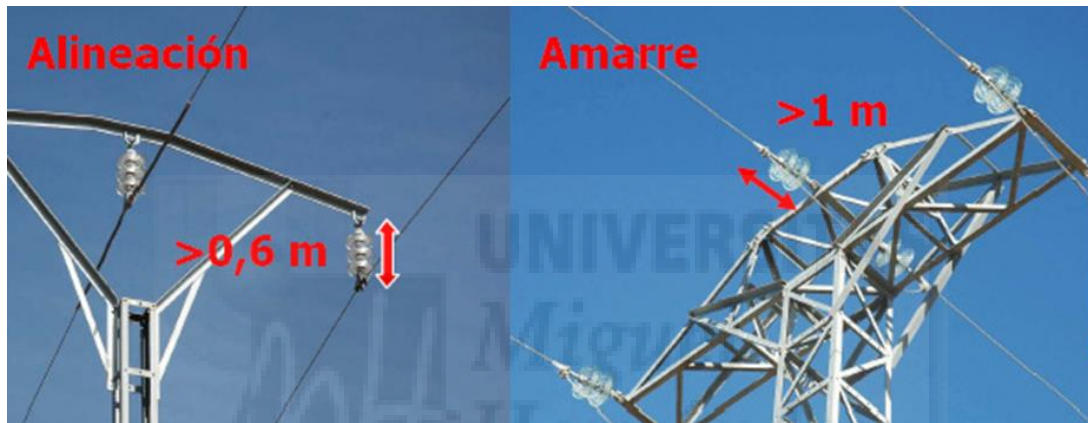
Fotografía 25. Distancias mínimas para apoyos en tresbolillo entre conductor y semicruceta inferior



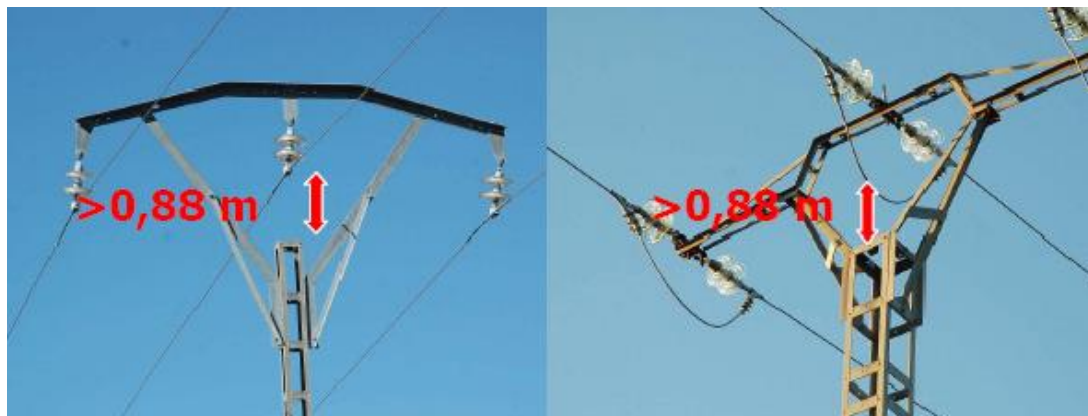
Fotografía 26. Distancias mínimas para apoyos en tresbolillo canadiense entre conductor y semicruceta.



Fotografía 27. Distancias mínimas para apoyos en tresbolillo canadiense y entre conductor y semicruceta.



Fotografía 28. Distancias mínimas para apoyos en bóveda entre conductor y cruceta.



Fotografía 29. Distancias mínimas para apoyos en bóveda entre conductor de la fase central y cabecera del apoyo

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Fotografía 30. Distancias mínimas para apoyos en bóveda entre conductor de la fase central 1 m a cada lado

Para evitar la colisión el Real Decreto 1432/2008 [222] establece unas distancias mínimas [225].

- Las nuevas líneas eléctricas deberán disponer de salvapájaros o señalizadores cuando así sea ratificado por el órgano competente de la comunidad autónoma.



Fotografía 31. Señalizador espiral avifauna. Fuente propia.

- Dichos salvapájaros o señalizadores visuales han de ser ubicados en los cables de protección (tierra) por ser éstos usualmente los de menos sección. En el caso no hubiera conductor de tierra y solo haya un conductor por fase, el dispositivo se colocará sobre los conductores cuyo diámetro no exceda los 20 mm. Estos elementos tendrán que ser de materiales opacos y se emplazarán distanciados 10 metros entre sí (para un único cable de tierra) o alternadamente, cada 20 metros (si hay dos cables de tierra paralelos o si se instalan en los conductores). Además en tramos donde la visibilidad

sea insuficiente debido a la presencia de niebla u otro efecto, el órgano competente de la comunidad autónoma podrá actuar, reduciendo estas distancias.



Fotografía 32. Señalizadores de avifauna anticollisión. Fuente propia.

Dichos elementos han de disponer de las siguientes dimensiones mínimas:

- Espirales: Con 30 cm de diámetro x 1 metro de longitud.
- De dos tiras en X: de 5 x 35 cm.

3.5.10.- REPOTENCIACIÓN

Las líneas de transporte de energía se diseñan en unas determinadas condiciones para unas demandas concretas y a veces se prevé algún aumento de la demanda, pero cuando la línea se queda pequeña en cuanto a la cantidad de energía que puede transportar en un momento dado ya que la demanda ha aumentado o se ha instalado una estación generadora cerca o alguna otra razón tenemos varias soluciones para transportar más energía y cubrir las demandas de transporte de las líneas.

Podemos realizar otra línea que transporte la nueva demanda de energía, supone realizar otra línea completamente nueva con lo que tendríamos que expropiar terrenos y realizar un estudio de impacto ambiental resultando entre ambos un proceso largo y



Figura 101. Repotenciación línea Tambre. Unión FENOSA Montaje.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

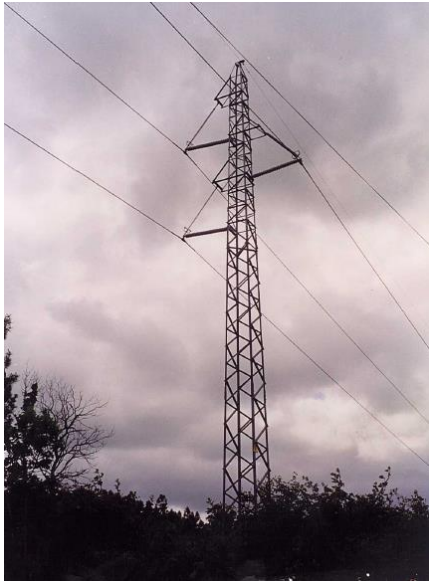


Figura 102. Repotenciación línea Tambre. Unión FENOSA. Montada.

costoso. La otra opción es repotenciar la línea lo que supone utilizar la línea existente y modificarla para que pueda transportar más energía, con esto tienes la gran ventaja de que como ya estas utilizando una instalación existente que lleva estudio de impacto ambiental, ya tienes los terrenos expropiados y las servidumbres no se modifican con lo que el proceso es mucho más rápido y más barato.

Quando se cambia la tensión de una línea ya ejecutada, o en algunos otros casos, se pasa un circuito de simplex a dúplex las distancias al terreno cambian por tanto tal y como se observa en la fotografía hay que recrecer la estructura de los apoyos. Las distancias al terreno vienen dadas por el Reglamento de líneas de alta tensión, Real Decreto 223/2008^{LXXIV} [199] [226] [227]. En Alicante, se repotenció una línea de 220 kV, pasándola de circuito simplex a dúplex.

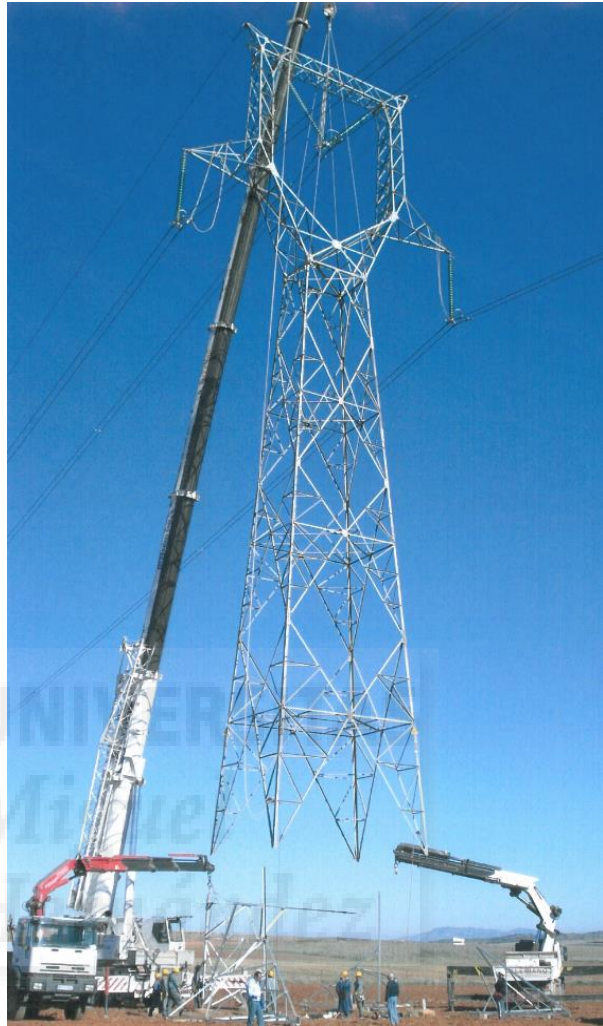


Fotografía 27. Repotenciación de una línea de transporte. Fuente propia.

^{LXXIV} Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. Publicado en B.O.E. núm. 68 de 19 de Marzo de 2008.

Los métodos que se pueden utilizar para repotenciar una línea manteniendo las servidumbres son los siguientes:

- Aumentar el voltaje de las líneas.
- Cambiar los conductores existentes por otros de mayor calibre con lo que conseguimos una mayor capacidad de transporte de corriente.
- Añadir conductores por fase (Dúplex, Triplex, etc.).
- Usar dispositivos de electrónica de potencia (**FACTS**).
- Cambiar los conductores por otros con mayores prestaciones, como los Composite que hemos descrito en la primera parte del trabajo y transportan mucha corriente con una elevada temperatura.
- Elevar las temperaturas de operación de los conductores si estos lo permiten.



Fotografía 33. Repotenciación línea 220 kV. Fuente propia.

3.5.10.1.- REPOTENCIACIÓN CON AUMENTO DE VOLTAJE Y CASO PRÁCTICO EN ALICANTE

Esta opción se realizó en enero de 2007 por Iberinco^{LXXV} en la línea de Jijona - La Nucía (Alicante) pasando de ser una línea de 132 kV a una línea de 220 kV. Este tipo de opción, es bastante útil cuando no hay restricciones técnicas y de normativa, que en el caso de lo expuesto sí que las había. Además hay que contemplar que el cambio de nivel de tensión de una línea involucra el cambio de los equipos de potencia que se han instalado en las subestaciones a las que se conecta la línea.

^{LXXV} Ingeniería que trabaja indistintamente para REE y para Iberdrola Distribución.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los aspectos que hay que tener en cuenta en este tipo de repotenciación son:

- Diseño
- Tramitación
- Construcción

Dentro de los aspectos de diseño se tuvo en cuenta

- El aislamiento
- El efecto corona
- La geometría de la línea (Vanos, distancias entre conductores)
- Distancias al terreno y a los cruzamientos
- Nuevos esfuerzos en los apoyos
- Transmitir los esfuerzos al terreno, modificaciones en cimentaciones

En el caso de Iberinco mencionado antes se encontraron diferentes problemas.

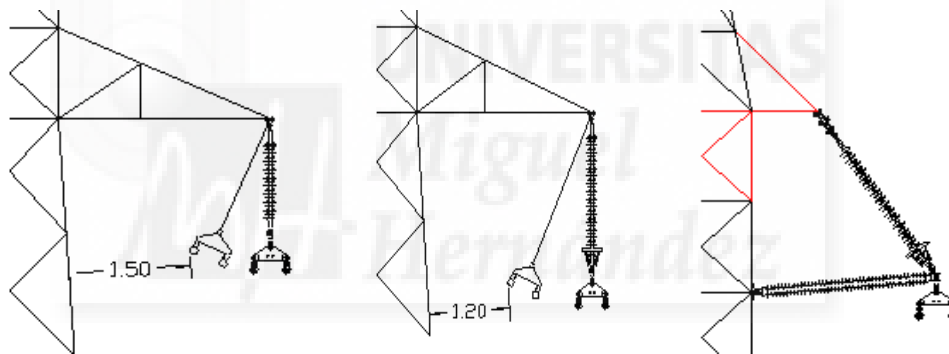


Figura 103. Diferentes anclajes del apoyo en su repotenciación.

El aislamiento de las suspensiones no cumplía reglamentariamente al tener que aumentar la longitud de los aisladores, la distancia hasta horizontal hasta la torre ya no se cumplía cuando se producía balanceo por viento. Esto se soluciona colocando cruce-tas giratorias con lo que se anula el balanceo debido al viento y se aumenta la altura de los conductores.

Además se sustituyen los aisladores de amarre por otros de 220 kV para cumplir la normativa, poniendo especial atención a la ejecución de los puentes. También se comprueba que para los conductores dúplex Hauk que están colocados no se produce el efecto corona en el caso más desfavorable.

También hay que prestar atención especial a las longitudes de vano máximas permitidas para la tensión de 220 voltios y modificar la longitud de la cruceta inferior para que cumpla con las distancias mínimas entre estas, teniendo en cuenta también las flas máximas.

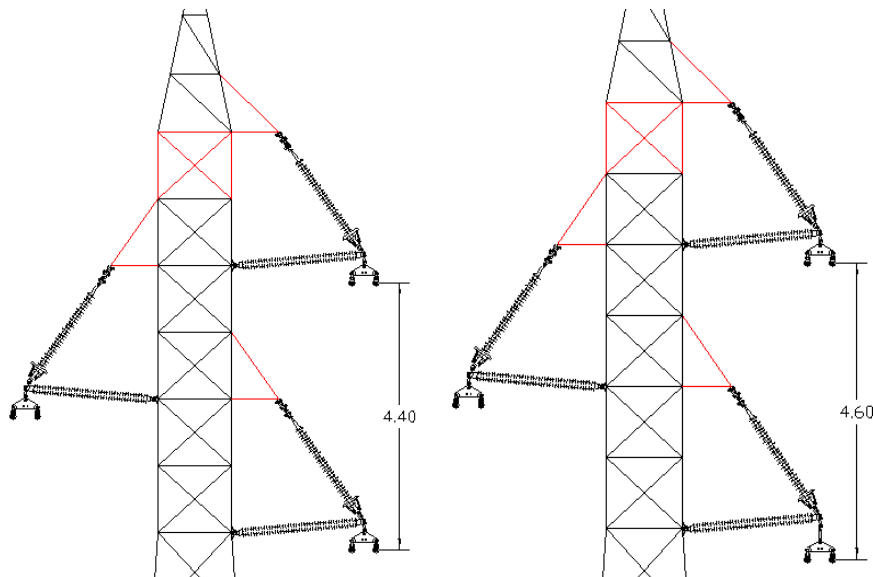


Figura 104. Cambio de cabezas de apoyo, para conseguir distancias de seguridad.

Con las transformaciones en las cabezas se ha elevado la altura de los conductores sobre el terreno, y esta elevación ha sido suficiente para cumplir las distancias mínimas hasta el terreno.

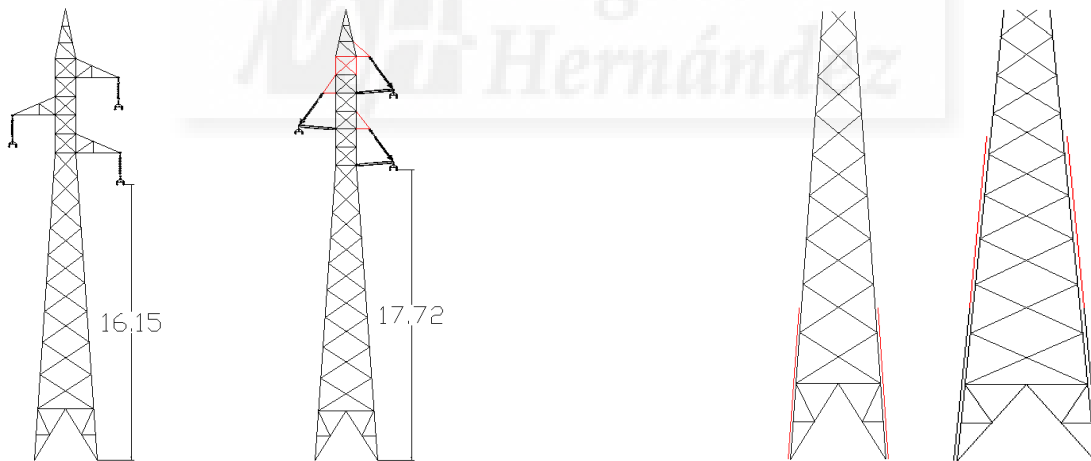


Figura 105. Cambio de bases de la torre, para conseguir distancias de seguridad al terreno.

También se tuvo que modificar algunas líneas de media tensión para cumplir las distancias mínimas de los cruzamientos. Al tener en cuenta los incrementos de los esfuerzos en los apoyos, se tuvo que reforzar estos mediante un doble montante en el primer tramo de la torre y en caso de ser necesario en el segundo tramo también, además para dar continuidad al doble montante se realizó un cubo de hormigón armado con un anclaje del perfil doble.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

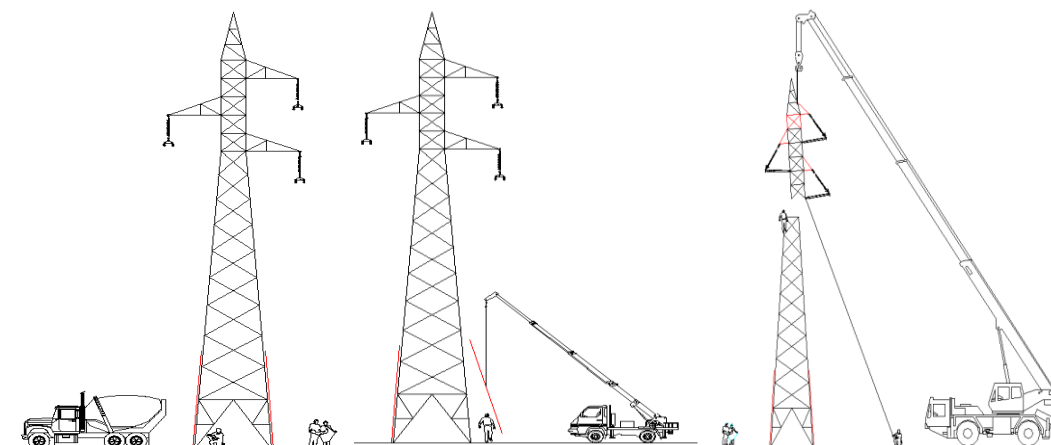


Figura 106. Refuerzo en la cimentación del apoyo.

Tras todos estos pasos, finalmente se llega a la fase de construcción separando la fase de construcción en dos partes, las tareas que se pueden realizar en tensión, que serían el refuerzo de la estructura y el refuerzo de las cimentaciones.

Y la segunda fase de los trabajos se realizará sin tensión y consistirá en sustituir los aisladores en los amarres, y sustituir las cabezas de apoyo suspensiones por las nuevas crucetas giratorias. Para realizar esto primero se bajaran los cables al tronco de la torre, se sustituirán las cabezas de las torres por las nuevas y finalmente se repondrán los conductores en las nuevas crucetas.

3.5.11.- AUTOMATIZACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Como hemos comentado, los elementos de fiabilidad deben de poder proporcionar tiempos de respuesta cada vez mayores, no solo por las exigencias cada vez mayores de los consumidores, sino por el concepto de **Calidad de Suministro**. Para ello, es fundamental poder actuar sobre los centros de transformación en el menor tiempo posible.



Fotografía 34. Centro de transformación motorizado y con "remota". Fuente propia.

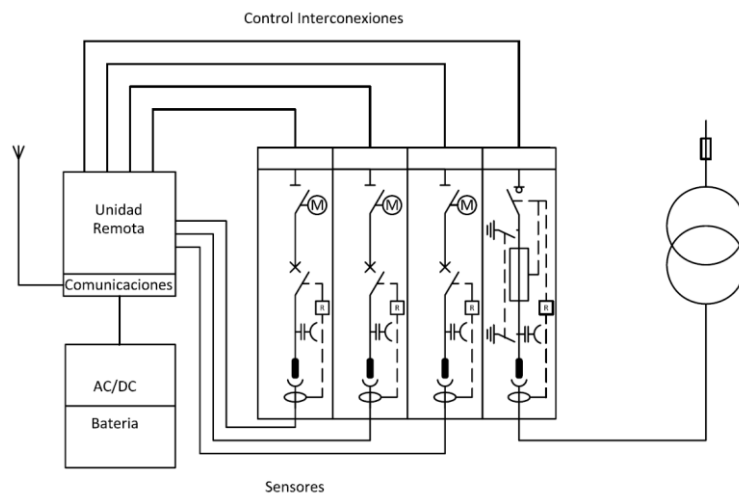


Figura 107. Control de las celdas de corte de entrada y salida a través de señales de control.

La finalidad de todo centro telemando es optimizar dichos tiempos de reenganche, una vez despejada la falta. Para ello cada celda de entrada y salida, se pueden actuar remotamente sobre ellas. Para ello, se conectan una serie de “remotas” sobre estas celdas. Dichos mecanismos, están accionados por medio de unos sensores de intensidad. La instalación de la batería asegura, independientemente de los posibles cortes en la red de BT del centro de transformación poder continuar con su función Figura 107.

A veces ocurre que los detectores de falta actúan de manera incorrecta sobre la indicación de las faltas Figura 108, y ello puede llevar a una pérdida de tiempo en su localización.

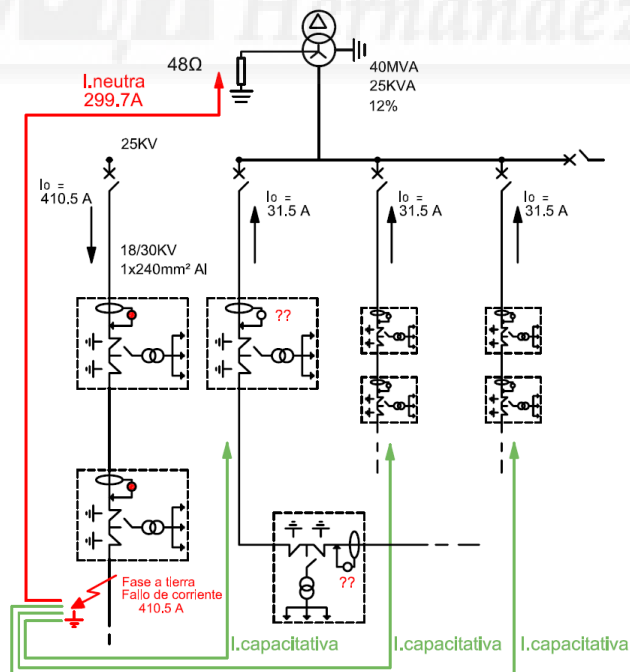


Figura 108. Falta de fase y tierra en una red de distribución con cable.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las celdas motorizadas, con control remoto, permiten localizar faltas fase – fase, fase y tierra, detección de tensión, posibilidad de maniobra y lo que más hacen de ella su instalación en los centros de transformación, su posibilidad de control remoto, todo ello conlleva a unos menores tiempos de interrupción y por tanto una mejora en la *Calidad de Servicio*.

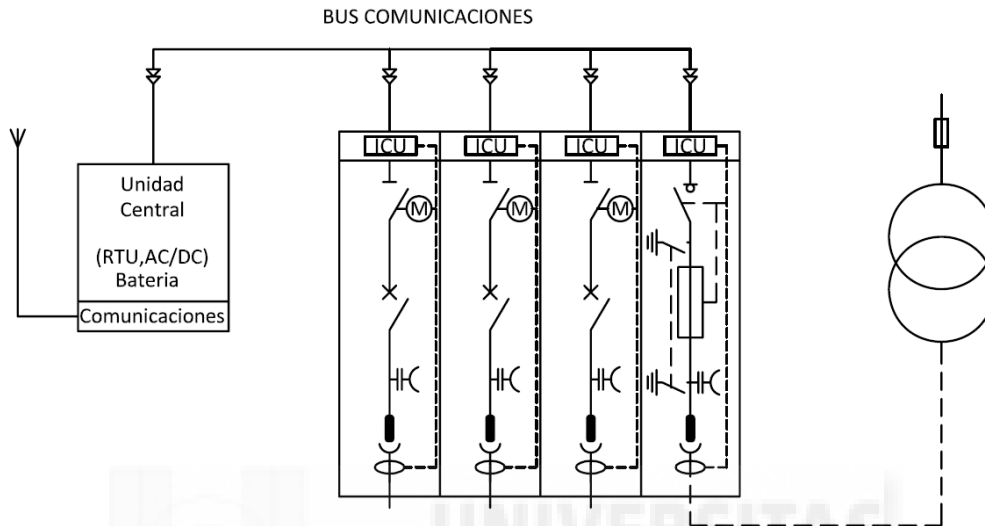


Figura 109. Celdas monitorizadas.

3.6.- EVOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE SERVICIO EN ESPAÑA Y EUROPA

Se pretende poner de manifiesto, con los datos oficialmente publicados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y el desglose ofrecido por el mismo, cual es la situación y la calidad en el sector de la distribución eléctrica.

Como índices de calidad los datos oficiales se ciñen al número y tiempos de interrupción de los suministros ya tratados, descritos y conocidos como son el **TIEPI** y **NIEPI**. El periodo de datos oficiales publicados es de 2003 a 2011, Como tipología de suministros distingue entre suministros en **zona urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa**. El Ministerio los viene ofreciendo en su página web [228].

Los datos publicados pueden obtenerse de dicho soporte informático mediante un menú de selección por anualidad, tipo de suministro y zona geográfica concreta, y permiten el conocimiento de unos datos para esos criterios concretos, pero no permite, una posibilidad de una visión global y de su evolución a lo largo del periodo completo.

Por ello ha sido necesaria la descarga y conformado y tratamiento de todos los datos oficiales ofrecidos hasta el momento para los distintos tipos de suministro, zonas, anualidades, etc. al objeto de poder tener una visión global de los distintos parámetros y poder así analizar su evolución, su justificación y los efectos en el sistema de distribución.

Del tratamiento de dicha información se han escogido y se reproducen a continuación las representaciones gráficas de evolución en el tiempo de los parámetros más importantes para el análisis de la situación y evolución del sistema y que permiten ofrecer conclusiones sobre el volumen y **Calidad del Servicio** y su evolución a los efectos del oportuno conocimiento y previsión.

3.6.1.- ESPAÑA

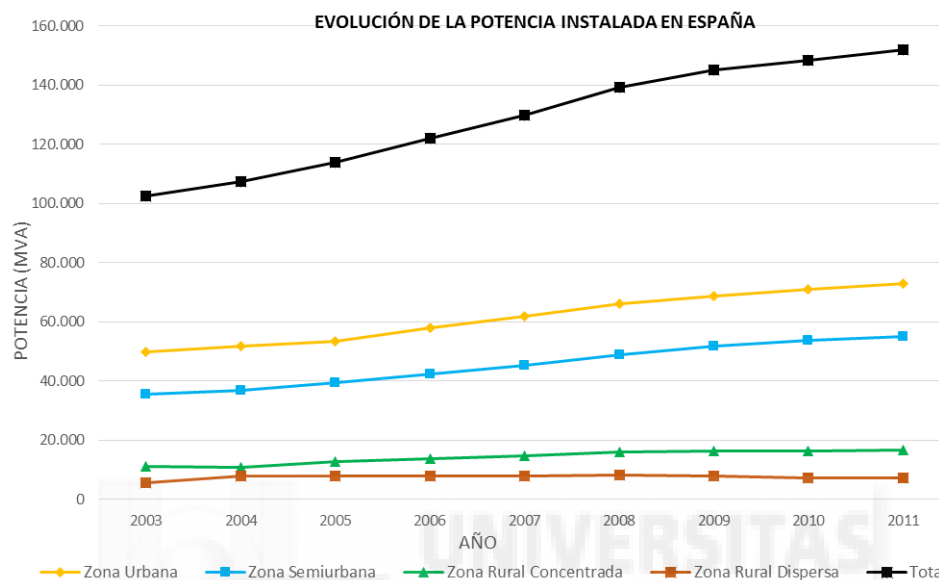
3.6.1.1.- EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA

Para estimar la evolución de la demanda y analizar los fenómenos de migración y usos poblacionales este parámetro de potencia instalada, tiene la virtud frente al de la energía consumida, ya que permite observar la evolución de la demanda atenuada frente a los fenómenos transitorios por fluctuaciones de la economía generalmente cíclicos.

Se observa en este periodo, del que se dispone de datos oficiales del Ministerio, un crecimiento claro de la potencia instalada en las zonas urbana y semiurbana que se consolida en torno a unos 2.000 y 1.500 MVA anuales respectivamente, y ello después del fuerte incremento habido en el periodo de 2005 a 2008.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se observa asimismo una consolidación sin crecimiento apreciable de la potencia en zonas rurales, con un discreto retroceso en zonas rurales dispersas, por lo que se observa, incluso analizadas por separado estas zonas de tipo rural, la consolidación de una tendencia.



Gráfica 4. Evolución de la potencia instalada en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Dichos efectos vienen a confirmar la tendencia poblacional a establecerse en núcleos consolidados, lo que, desde el punto de vista de los servicios públicos en general y en particular de la distribución de energía, tiene como efecto positivo que no solo que facilitará en el futuro la prestación de los servicios y disminuirán los costes del sistema, además, ello procurará una mayor eficacia por concentración de cargas y disminución relativa de los costes de transporte y distribución.

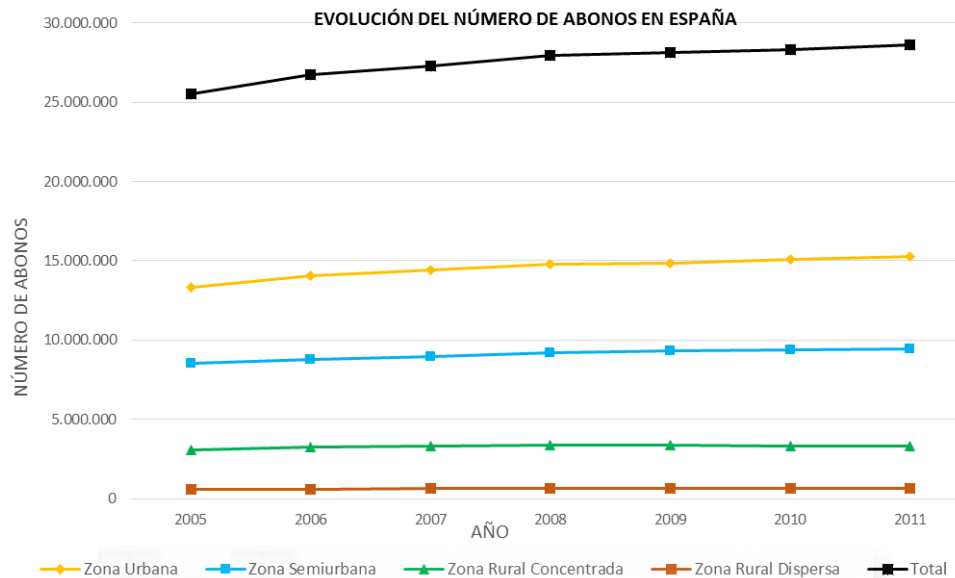
Será necesario esperar a la publicación oficial de datos posteriores, en particular por la influencia del ciclo económico actual, no obstante la tendencia en este parámetro es sólida y parece estabilizado por razones de tendencias estratégica poblacional y demográficas y no parece verse demasiado afectado, al menos a la baja, por fenómenos económicos de tipo cíclico.

Independientemente del crecimiento en la potencia instalada, es la concentración de la demanda que se observa la que permite la posibilidad de una espectacular mejora de la **Calidad del Suministro**, debiendo quedar a la espera de la publicación oficial de los datos que la confirme.

3.6.1.2.- EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE SUMINISTROS CONTRATADOS EN ESPAÑA

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La representación de la evolución del número de abonos, comparada con la anterior de potencia instalada viene a confirmar el análisis anterior e introduce además al análisis el hecho de que la previsión observada obedece a las dos tendencias.



Gráfica 5. Evolución del número de suministros contratados en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Los incrementos en el número de abonos son coherentes con los de potencia instalada pero no la justifican por sí solos, es decir, que como podría intuirse, se confirma un aumento de potencia instalada unitaria o lo que es lo mismo un incremento en la potencia instalada media por abono. Los usuarios están contratando potencias mayores de forma consolidada.

La previsión evolución futura de esta tendencia es asimismo al alza, fundamentalmente por dos razones, la instalación de sistemas de medida y control de potencia centralizados, como el Programa **STAR**^{LXXVI} en la Comunidad Valenciana y la progresiva incorporación al sistema de las cargas correspondientes a vehículos de tracción mecánica, recientemente (Diciembre de 2014) regulada para el sector terciario y doméstico, son suficientemente efectivas en este sentido, por lo que supone como adecuación de las potencias contratadas a las realmente solicitadas al sistema como por la necesidad de ir suministrando paulatinamente desde el sistema eléctrico cargas que hasta ahora han sido suministradas exclusivamente desde el sector de los hidrocarburos, la carga nocturna de estos vehículos procurará estabilidad en la demanda y por tanto mayor eficacia al sistema, reduciendo los excedentes en las llamadas horas valle.

Se consolidan pues dos tendencias:

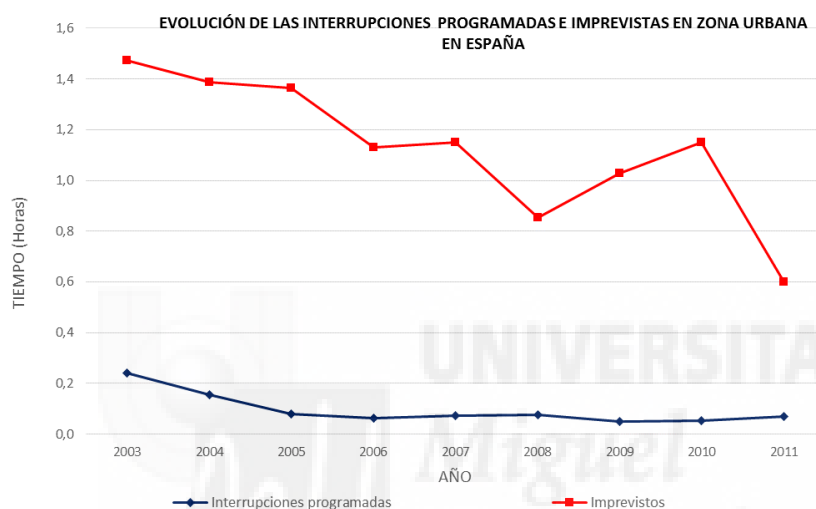
^{LXXVI} En España, IBERDROLA continúa con el Proyecto STAR (Sistema de Telegestión y Automatización de la Red), una ambiciosa iniciativa con el objetivo de transformar la tecnología en el campo de las redes inteligentes.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- El traslado de la demanda a zonas consolidadas en servicios.
- El aumento de las potencias demandadas por los usuarios.

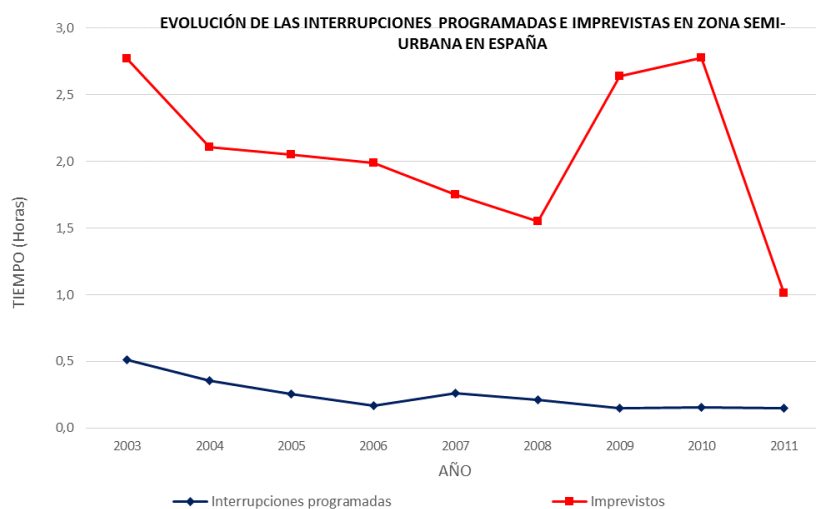
3.6.1.3.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA URBANA EN ESPAÑA

A continuación se ofrecen los resultados obtenidos para los tiempos de interrupción en España para los distintos tipos de suministro, en el periodo 2004-2011 del que se han publicado datos oficiales por parte del Ministerio.



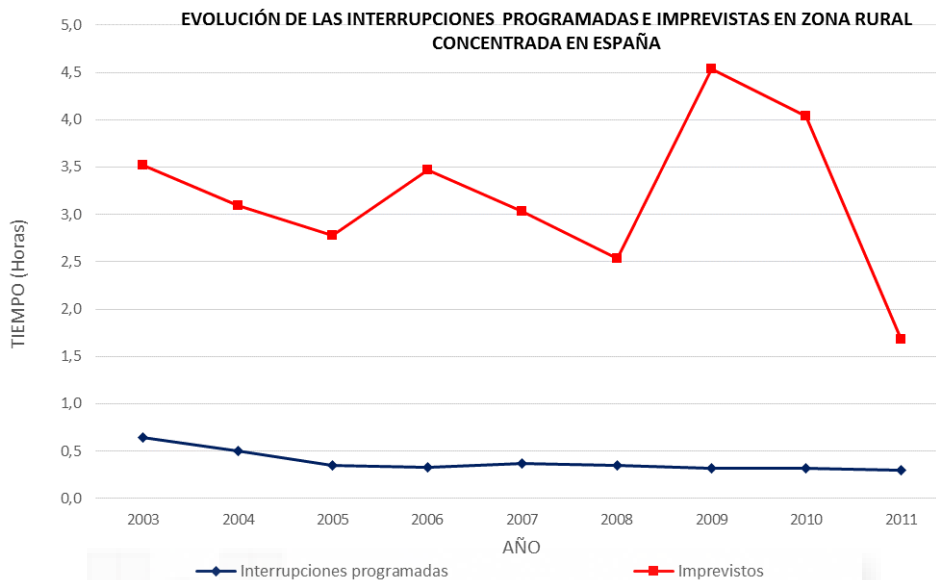
Gráfica 6. Interrupciones programadas e imprevistas en zona urbana en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.1.4.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA SEMIURBANA EN ESPAÑA



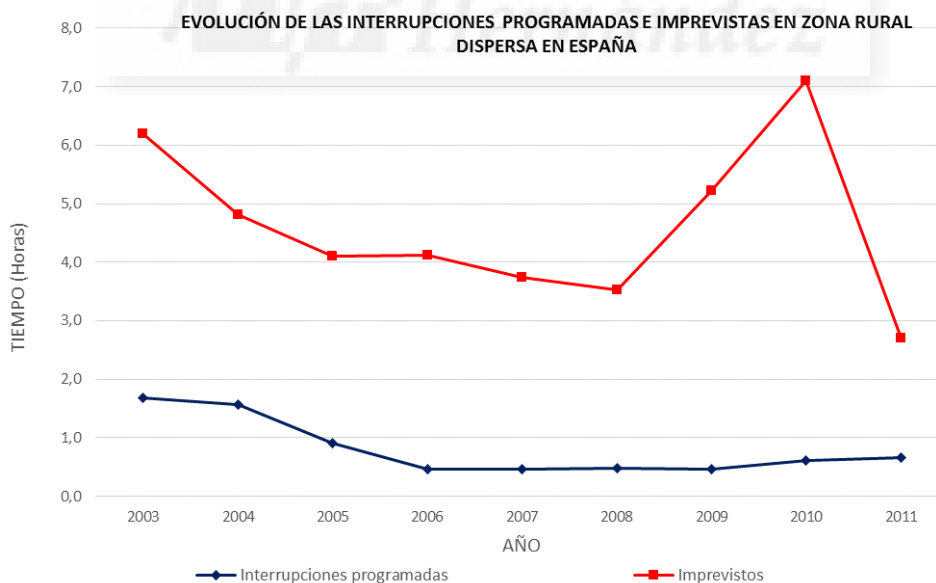
Gráfica 7. Interrupciones programadas e imprevistas en zona semiurbana en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.1.5.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA RURAL CONCENTRADA EN ESPAÑA



Gráfica 8. Interrupciones programadas e imprevistas en zona rural concentrada en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

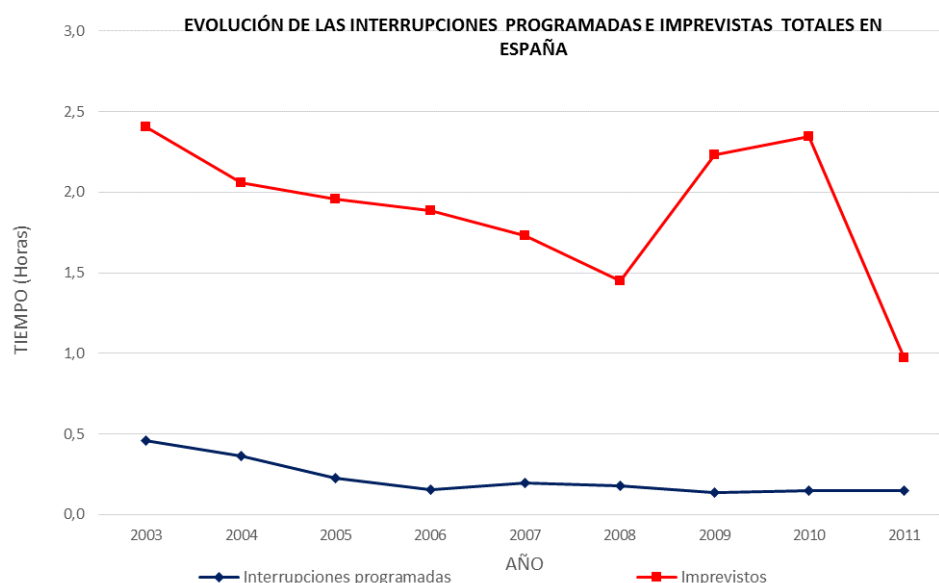
3.6.1.6.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA RURAL DISPERSA EN ESPAÑA



Gráfica 9. Interrupciones programadas e imprevistas en zona rural dispersa en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.1.7.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS TOTALES EN ESPAÑA

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 10. Interrupciones programadas e imprevistas totales en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Como consecuencia del anterior análisis sobre las características de la evolución de la demanda las interrupciones van disminuyendo paulatinamente, los efectos de las inversiones en el sistema tienen una mayor eficacia y, en zona Urbana, se sitúa en valores por debajo de una hora al año, quedando el total en un excelente valor en el entorno de dicho valor al final del periodo considerado (2011 del cual se tienen datos oficiales del Ministerio).

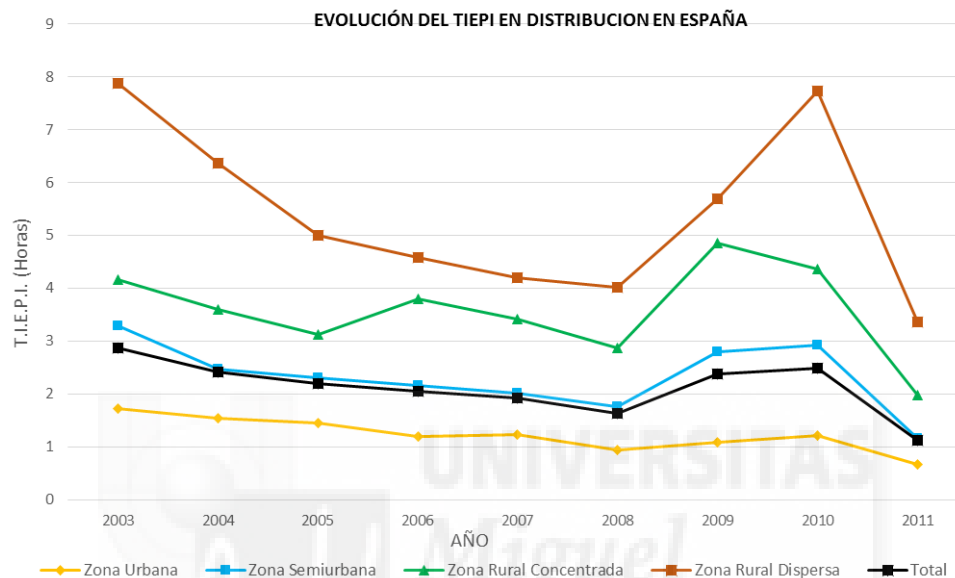
No obstante, siendo excelentes los resultados obtenidos por este índice y su evolución, un primer análisis crítico de los datos debería poner de manifiesto la gran diferencia proporcional existente entre las interrupciones programadas respecto a las no programadas con relaciones de uno a diez en algunos casos, lo que podría en principio indicar una preponderancia del mantenimiento correctivo en detrimento del predictivo. El hecho de que los tiempos programados de mantenimiento también disminuyan paulatinamente, podría también interpretarse como una disminución en la intensidad de dicho tipo de mantenimiento predictivo. Esta apreciación no se corresponde con los datos de inversiones en la red de distribución publicados por las diversas compañías por lo que debemos atribuir el descenso en los tiempos de interrupción programados a una creciente incorporación a los servicios de mantenimiento de las mismas de sistemas de mantenimiento en tensión.

En cuanto a la evolución de este tipo de calidad en función del tipo de suministro, nuevamente se desprende la ventaja de los núcleos consolidados frente a los diseminados pues los recursos a poner en juego, al objeto de la mejora de calidad y de la continuidad y regularidad en el suministro, obtienen, como era de esperar, resultados muy diferentes en unos y otros casos, es en parte por esta causa y en parte por la mayor exposición de las instalaciones a fenómenos climatológicos y atmosféricos, este valor del tiempo de interrupción presenta valores entre 3 veces y media y seis veces mejor en

las zonas urbanas que en las zonas rurales dispersas.

3.6.1.8.- ÍNDICES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO: TIEPI Y NIEPI, SU EVOLUCIÓN EN ESPAÑA

El tiempo de interrupción ponderado a la potencia instalada afectada obtiene en España para los distintos tipos de suministro, las siguientes evoluciones



Gráfica 11. TIEPI total en España por zonas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

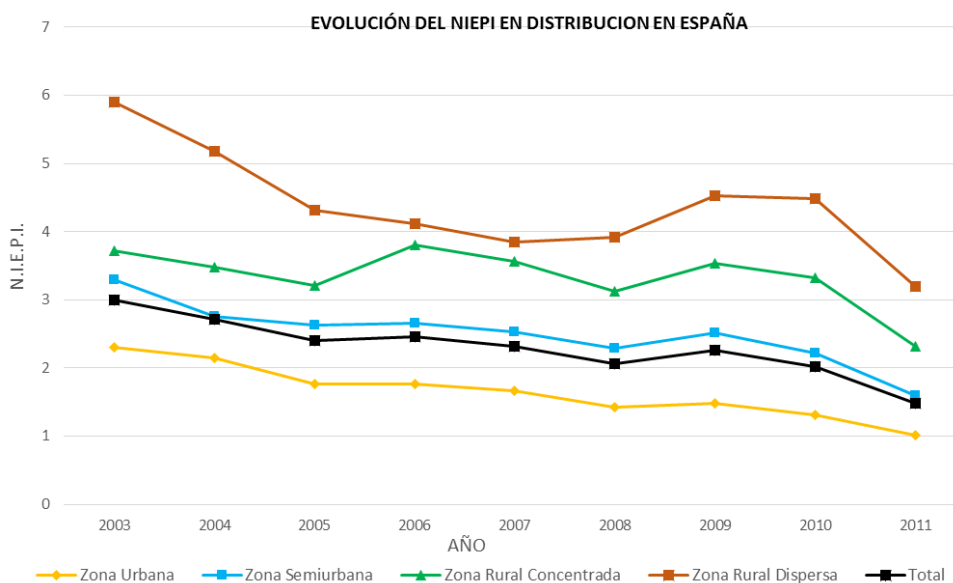
Puede observarse en la tendencia una paulatina reducción de este índice experimentada en un primer periodo 2003-2008, para dar paso a un empeoramiento consecutivo en los ejercicios 2009 y 2010 que precisaron de fuertes inversiones de mantenimiento para finalmente corregirlo en el final de 2011.

Llama la atención la concentración de las inversiones realizadas en zonas rurales concentradas, que logra que el resultado del 2010 no fuera el peor de la serie. Si comparamos la anterior representación con la siguiente que corresponde al número de interrupciones ponderado a la potencia instalada o **NIEPI**, observamos que el número de interrupciones no sufrió en el periodo 2009-2010 el mismo aumento significativo lo que nos indica que fueron más los tiempos de reposición que el número de interrupciones lo que produjo en ese periodo un descenso en la calidad percibida, debiendo el sistema afrontar fuertes inversiones en infraestructuras pero también en bienes de equipo para mantenimiento al objeto de la corrección que dichos parámetros.

De los resultados de dichas inversiones, y de la gestión de las mismas se produce la espectacular mejora que experimentan ambos parámetros, tanto en lo que respecta a los tiempos de interrupción como en el número de las mismas en el ejercicio de 2011, y que no solo reconducen la evolución prevista durante el periodo 2003-2008 sino que

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

las mejoran situando los índices **TIEPI** y **NIEPI** a niveles de calidad no experimentados en España desde el inicio del cómputo de los mismos.



Gráfica 12. NIEPI total en España por zonas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Del análisis anterior se desprenden, a la vista de los resultados obtenidos por el sistema **dos conclusiones**:

La **primera** es que a consecuencia de la centralización y consolidación de la demanda la **Calidad del Suministro deberá mejorar en los años posteriores**, como así parece haber sido, siempre a falta de la confirmación de los datos oficiales del Ministerio.

Pero, siendo esto muy positivo, llama aún más la atención una **segunda conclusión**, que es la capacidad de reacción del sistema a condiciones que puedan provocar una **merma en la calidad**, pues esta ha sido de tan solo dos años.

Y ello en un sector, el de las infraestructuras, que precisa de redacción y aprobación de proyectos, con declaraciones de utilidad pública que en ocasiones conducen a procesos expropiatorios que han de realizarse con todas las garantías a los derechos de los particulares, de los tiempos de exposición pública, de las alegaciones y su resolución, de las negociaciones e indemnizaciones, y todo lo que ello supone, nos lleva a la conclusión que una capacidad de reacción con resultados aún mejores que los que corresponderían a una tendencia anterior, en tan sólo dos años, sea un dato que ha de generar una gran confianza en la capacidad de reacción no solo del sistema eléctrico sino también de todo el sistema administrativo.

Si a ello unimos, que por la diferencia significativa entre el número de interrupciones y los tiempos de interrupción, que se ha producido una fuerte inversión en la adquisición de equipos de trabajos en tensión, y teniendo en cuenta tanto los tiempos de

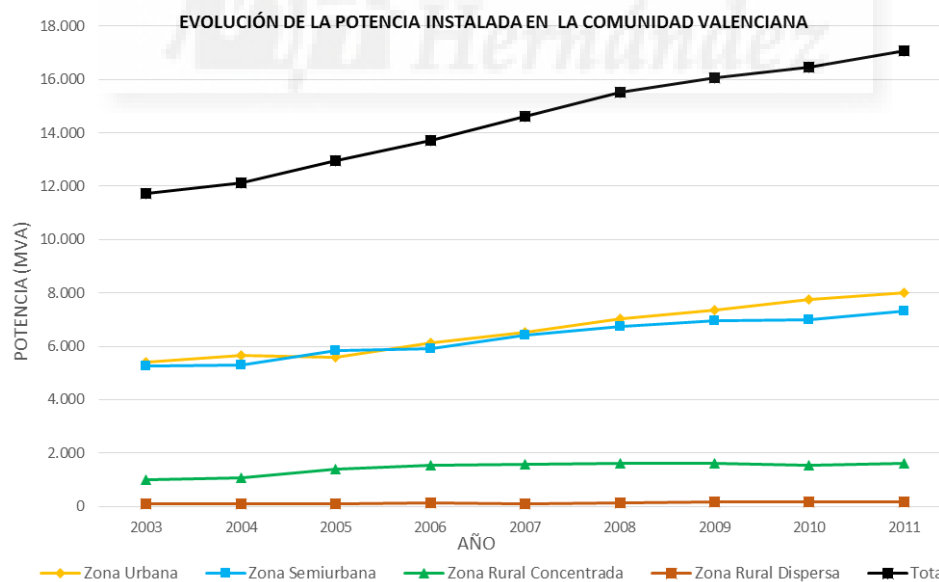
amortización de los mismos como la vida útil de las instalaciones en el sector, las expectativas sobre las garantías en lo que se refiere a la continuidad y calidad en el servicio son muy favorables de cara al corto y medio plazo.

En resumen, la evolución de los datos obtenidos de todos los parámetros analizados: potencia, números de suministro e índices de calidad, indican que el sistema eléctrico en el conjunto de España no sólo mejora su prestación consistentemente sino que ha demostrado su capacidad de respuesta: dos años, en un sector como el de las infraestructuras. Los datos hacen prever una evolución muy positiva en la calidad y continuidad del servicio y por las amortizaciones de bienes de equipo y la vida útil de las infraestructuras se mantendrá como mínimo en un horizonte de 8 años a partir del final de la serie analizada, que podría extenderse hasta 20 años si, como los datos indican, se consolida la concentración y la evolución de la demanda de las cargas y las inversiones en el sector.

3.6.2.- COMUNIDAD VALENCIANA

3.6.2.1.- EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

A continuación se ofrece el mismo estudio pero en este caso a la Comunidad Valenciana el objetivo es comprobar si se siguen las mismas tendencias apreciadas para el conjunto de España y se aprecia alguna especificidad significativa en el suministro en nuestra Comunidad.



Gráfica 13. Evolución de la potencia instalada en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

La evolución de la potencia instalada en la Comunidad Valenciana sigue la misma tendencia que la experimentada en el conjunto del territorio nacional, con las siguientes particularidades: Se observa una proximidad muy acentuada en los valores de potencias

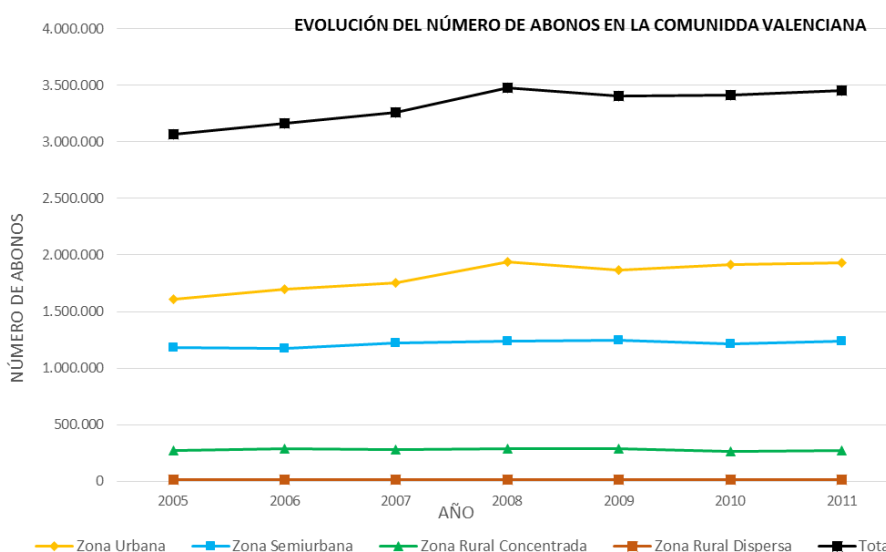
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

de las zonas urbana y semiurbana lo que indica una fuerte incidencia en nuestra zona de los usos residenciales, debido al efecto del turismo y al suministro a segundas residencias.

En ambas zonas, urbanas la tendencia es al alza y quedando las zonas rurales consolidadas en valores que no ofrecen variaciones realmente significativas, salvo quizá el moderado aumento en zona rural concentrada experimentado en 2005 y 2006 y que pasa a mantenerse prácticamente constante a partir de ese ejercicio sin que pueda advertirse una tendencia pues no se observa que en forma compensatoria haya descendido en ese periodo la potencia instalada en zona rural dispersa. Se reproducen en consecuencia en nuestra comunidad los efectos ya comentados para el conjunto de la nación de una migración poblacional hacia zonas consolidadas lo que facilita la prestación de los servicios por la concentración de cargas y aumenta la eficacia de las inversiones.

Por comparación de la evolución de la potencia con la experimentada por el número de abonos en el mismo periodo se observa el mismo efecto que el observado al analizar al conjunto de España, el número de suministros crece pero no justifica por si solo el aumento de potencia, sin duda se produce aquí también, y en mayor medida que en el conjunto de España una tendencia al aumento en el uso de este tipo de energía lo que se traduce en una mayor demanda de potencia por suministro, por lo que se consolidan en nuestra comunidad, de una forma más acusada al resto de España, las dos tendencias la de la migración poblacional a zonas consolidadas y la de una mayor demanda de energía eléctrica. No es esperable, por las razones ya analizadas para el caso de toda España, que ni a corto ni a medio plazo dichas tendencias se inviertan en un futuro en nuestra comunidad.

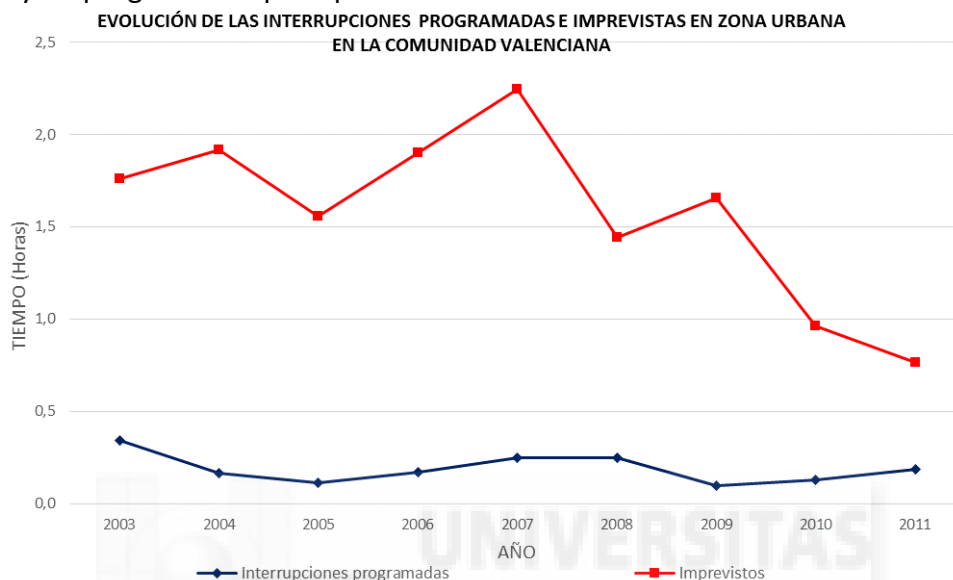
3.6.2.2.- EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE SUMINISTROS CONTRATADOS EN LA COMUNIDAD VALENCIANA



Gráfica 14. Evolución del número de suministros contratados en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

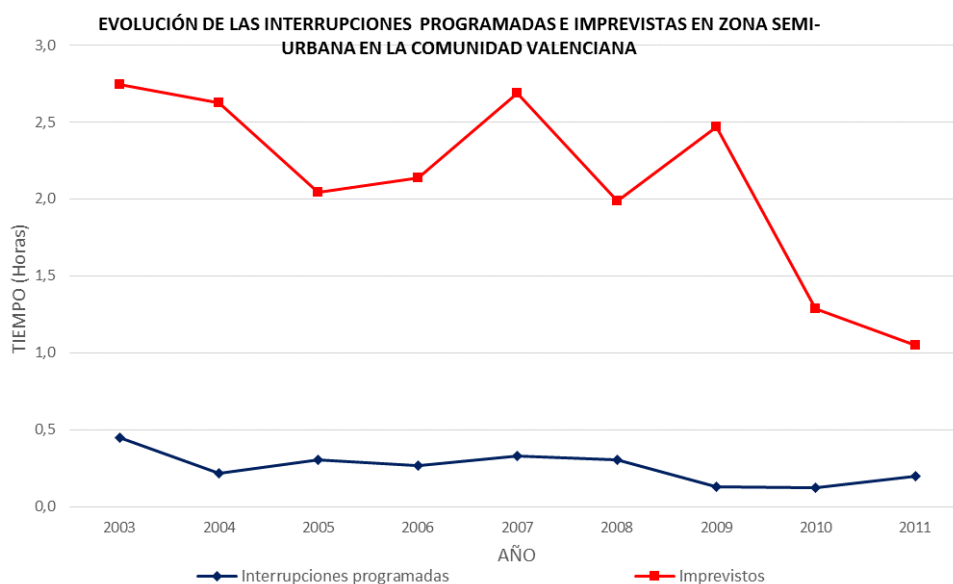
3.6.2.3.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA URBANA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

A continuación se aportan las evoluciones de los tiempos de interrupción programados y no programados por tipo de suministro en la Comunidad Valenciana.



Gráfica 15. Interrupciones programadas e imprevistas en zona urbana en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

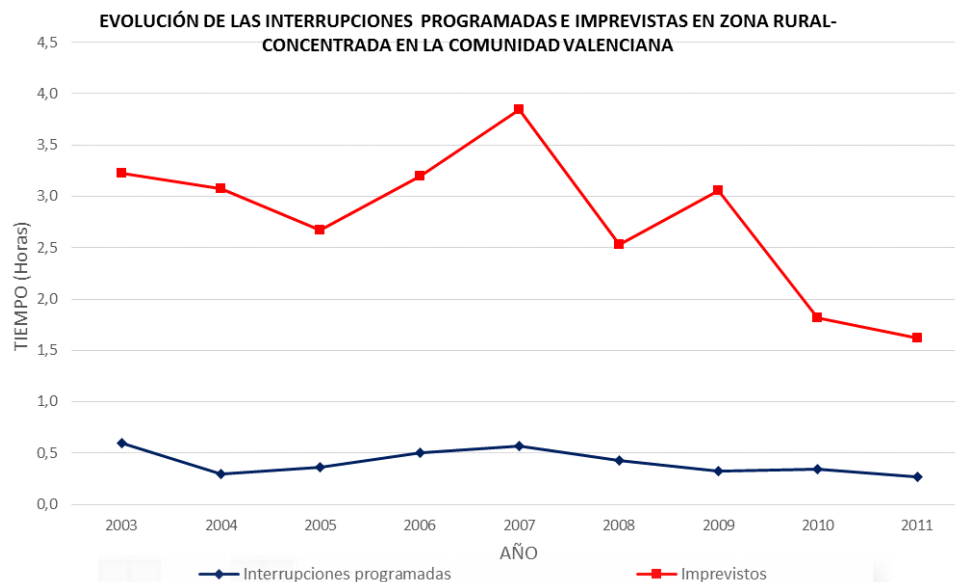
3.6.2.4.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA SEMIURBANA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA



Gráfica 16. Interrupciones programadas e imprevistas en zona semiurbana en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

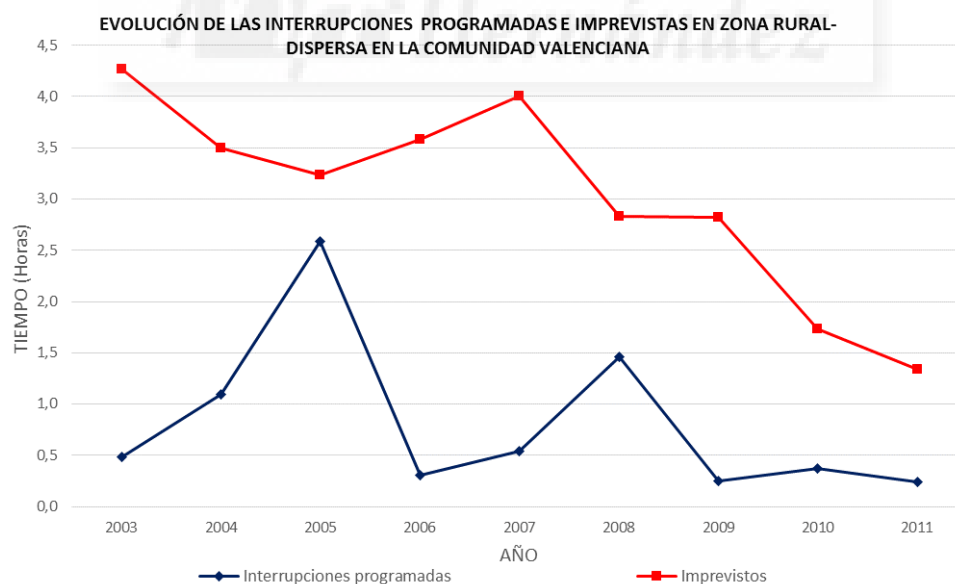
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.6.2.5.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA RURAL CONCENTRADA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA



Gráfica 17. Interrupciones programadas e imprevistas en zona rural concentrada en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

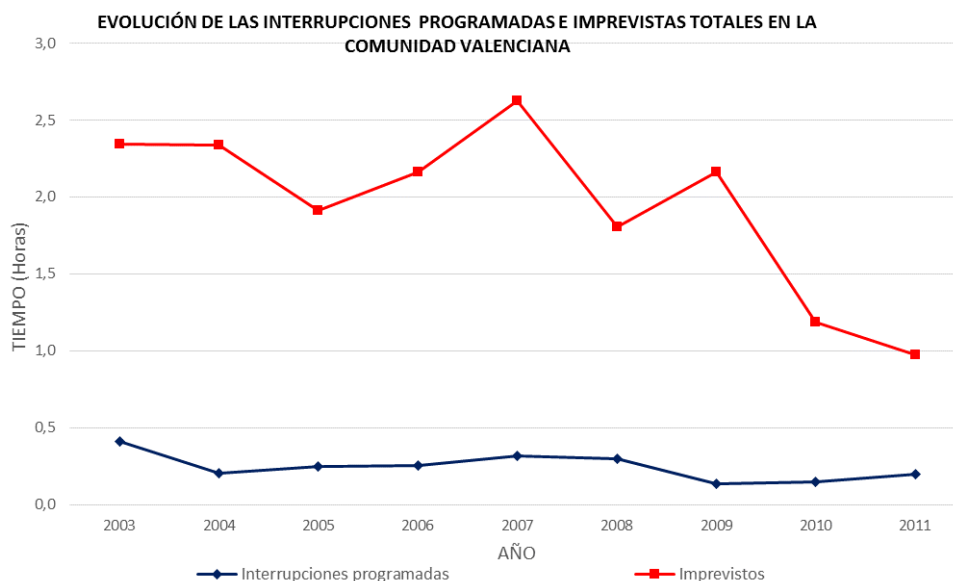
3.6.2.6.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN ZONA RURAL DISPERSA EN LA COMUNIDAD VALENCIANA



Gráfica 18. Interrupciones programadas e imprevistas en zona rural dispersa en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.2.7.- INTERRUPCIONES PROGRAMADAS E IMPREVISTAS TOTALES EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 19. Interrupciones programadas e imprevistas totales en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Del análisis de estas evoluciones se observa una clara tendencia a la baja en los tiempos de interrupción, como ya se había observado en el conjunto de España, y como aspecto reseñable cabe destacar que no se observan en nuestra comunidad las diferencias de tiempos de interrupción tan acusadas entre zonas rurales y urbanas pues aquí aunque se pueden alcanzar valores que duplican los tiempos de interrupción entre zonas rurales frente a las urbanas no se alcanzan las diferencias observadas para el conjunto de España donde dichas diferencias llegaban a valores entre seis y diez veces mayores en zonas rurales que en urbanas.

Esta particularidad de “cercanía” de los valores de los tiempos de interrupción entre zonas urbanas y rurales puede ser debida en parte a una climatología y orografía más benigna o suave que la media nacional pero no justifica por si sola dicha diferencia pues en el conjunto nacional computan otras comunidades con climatologías y orografías análogas a la nuestra no mostrando un acortamiento sustancial de dichas diferencias.

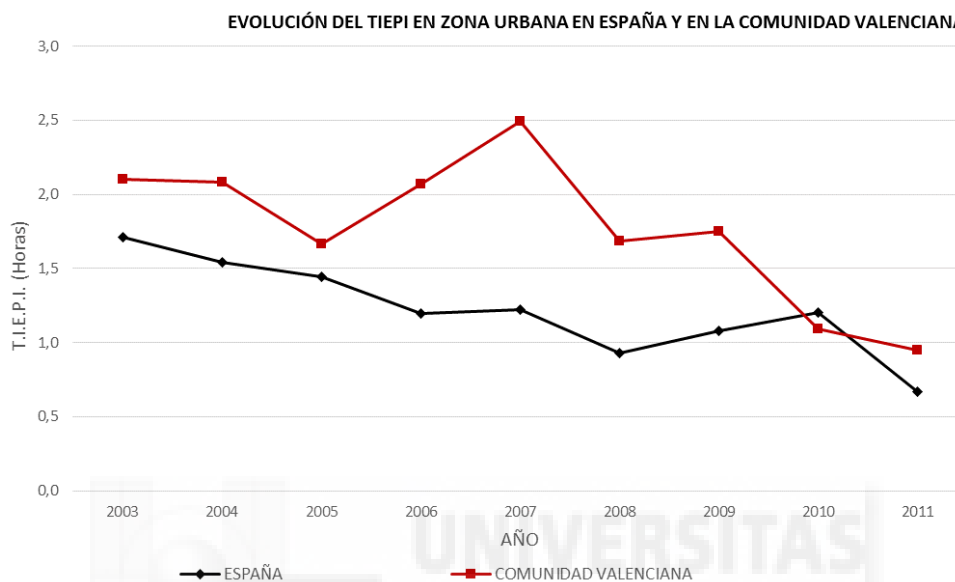
Hemos de concluir en consecuencia, por lo hasta aquí analizado, que en nuestra comunidad se experimenta una considerable mayor igualdad en los tiempos de interrupción en zona Urbana y Rural debido a características específicas de diseño de nuestras redes de distribución tanto urbana como rural, sin que de ello podamos por solo este hecho, concluir sobre la calidad, para ello deberemos analizar los índices de calidad obtenidos y finalmente podremos comparar entre las diversas comunidades al objeto de la comprensión de su situación y particularidades.

3.6.3.- COMPARACIÓN ESPAÑA VERSUS COMUNIDAD VALENCIANA

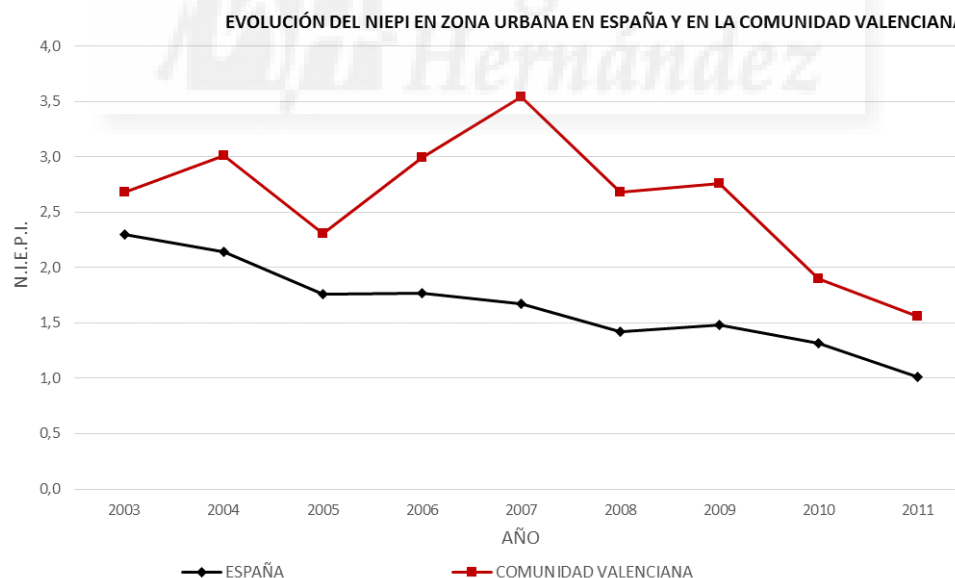
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación se exponen las evoluciones obtenidas los índices de calidad **TIEPI** y **NIEPI**, en función de los tipos de suministro, para España y la Comunidad Valenciana.

3.6.3.1.- EVOLUCIÓN DEL TIEPI y NIEPI URBANO EN ESPAÑA Y EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

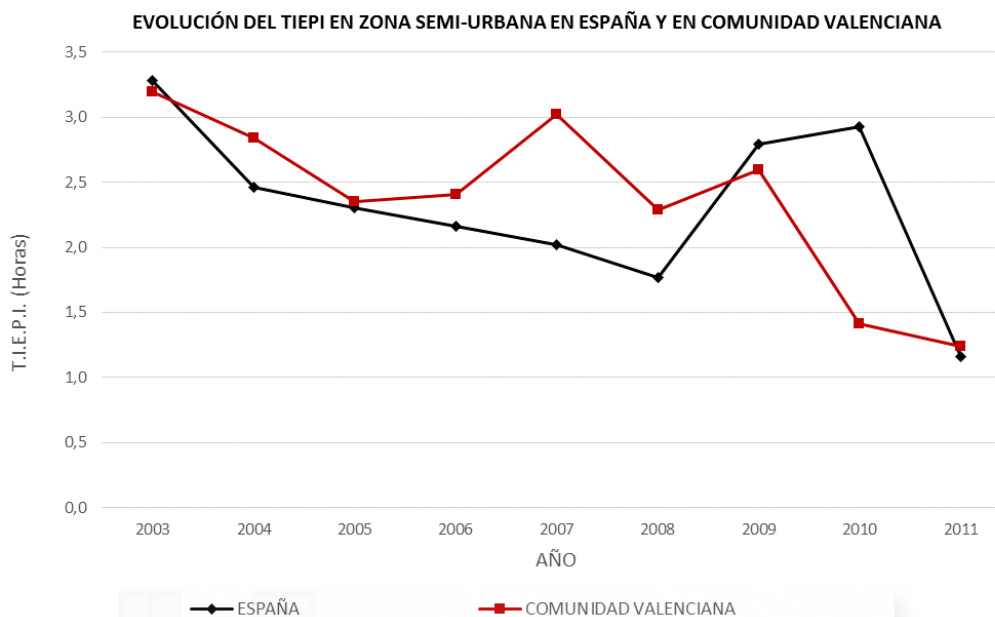


Gráfica 20. Evolución del TIEPI Urbano en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

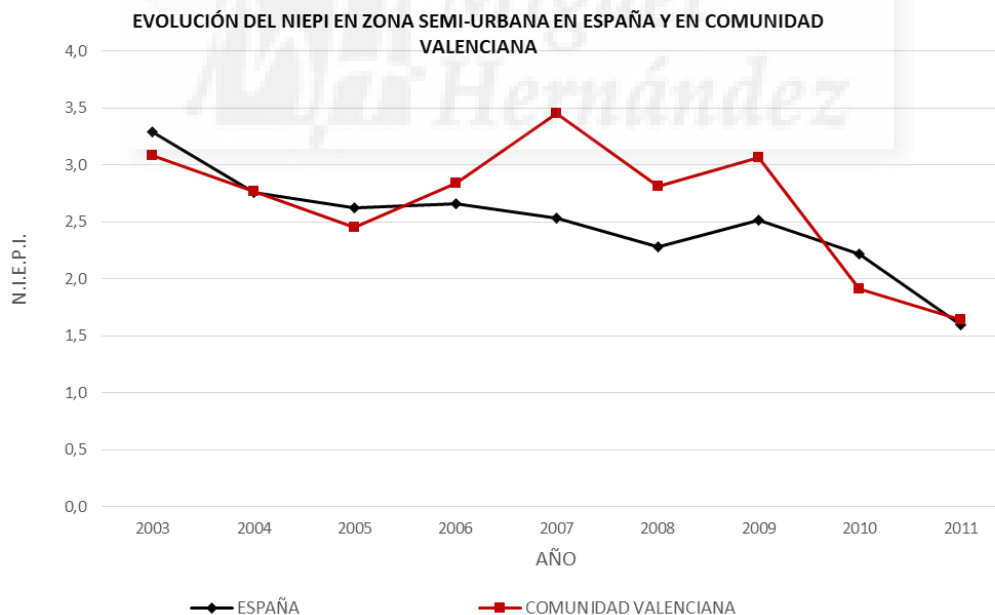


Gráfica 21. Evolución del NIEPI Urbano en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.3.2.- EVOLUCIÓN DEL TIEPI y NIEPI SEMIURBANO EN ESPAÑA Y EN LA COMUNIDAD VALENCIANA



Gráfica 22. Evolución del NIEPI semiurbano en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

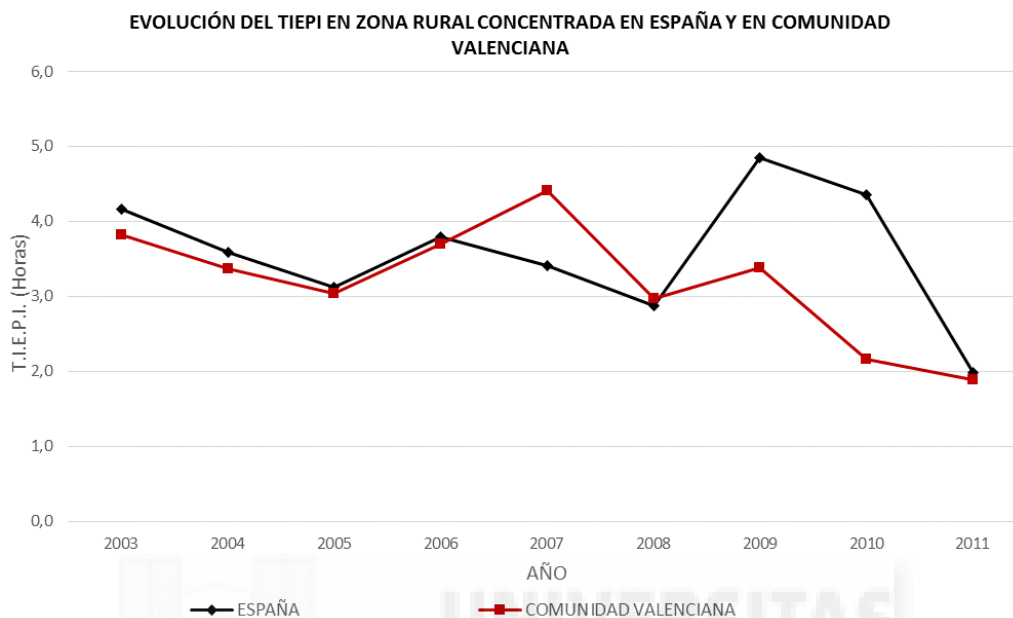


Gráfica 23. Evolución del NIEPI Semiurbano en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

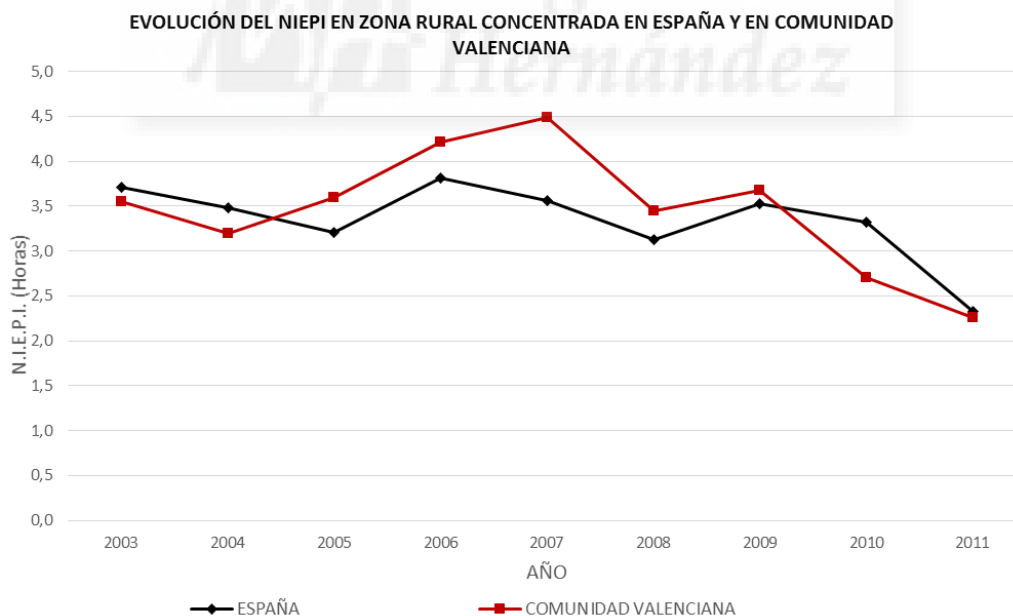
3.6.3.3.- EVOLUCIÓN DEL TIEPI y NIEPI RURAL CONCENTRADO EN ESPAÑA Y EN LA

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

COMUNIDAD VALENCIANA

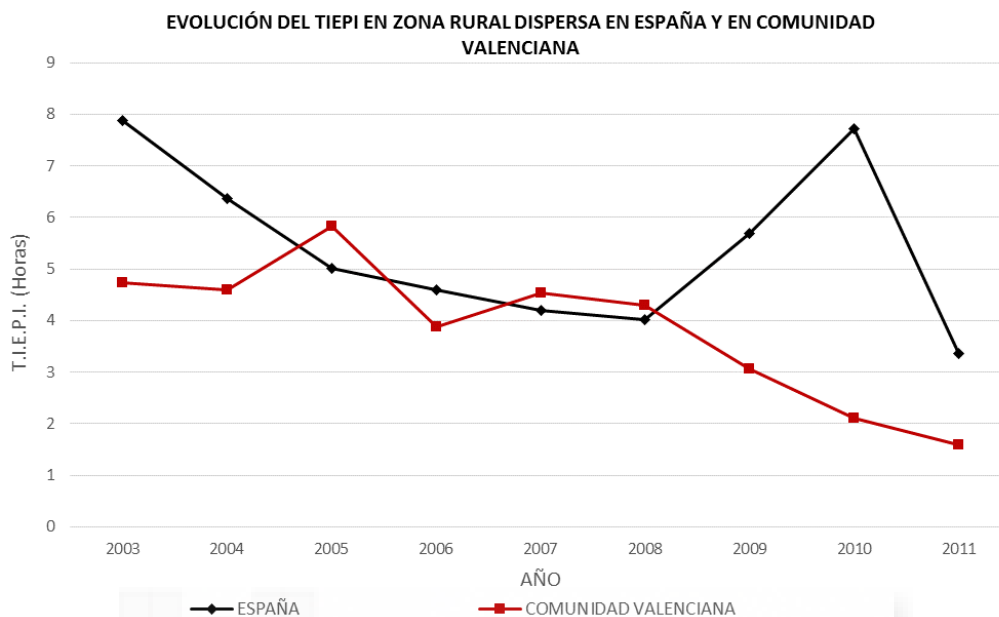


Gráfica 24. Evolución del TIEPI Rural-Concentrado en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

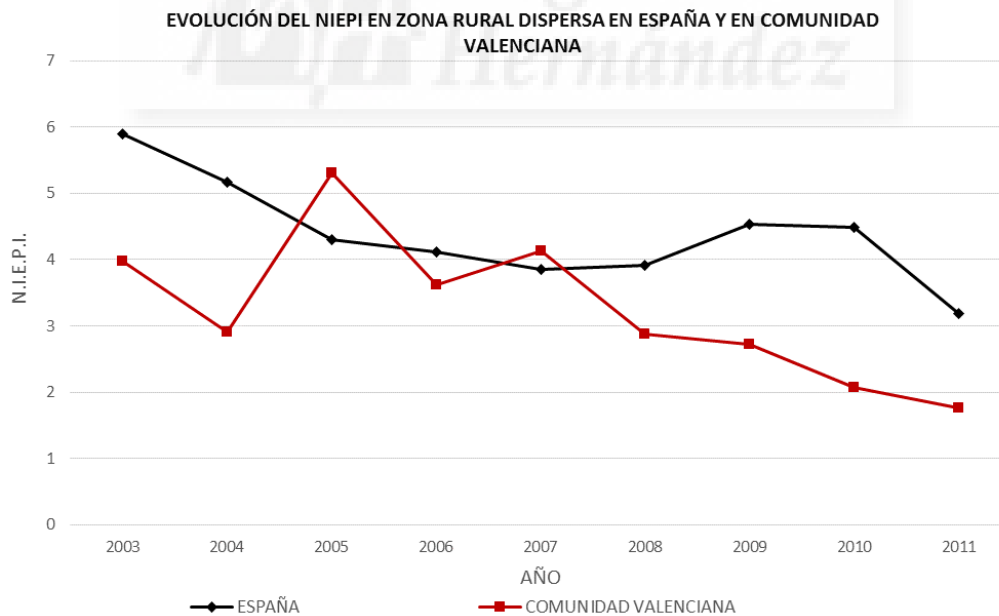


Gráfica 25. Evolución del NIEPI Rural-Concentrado en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.3.4.- EVOLUCIÓN DEL TIEPI RURAL DISPERSO EN ESPAÑA Y LA COMUNIDAD VALENCIANA



Gráfica 26. Evolución del TIEPI Rural Disperso en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.



Gráfica 27. Evolución del TIEPI Rural Disperso en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

De las evoluciones de los **TIEPI** y **NIEPI** para las distintas zonas en la Comunidad

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

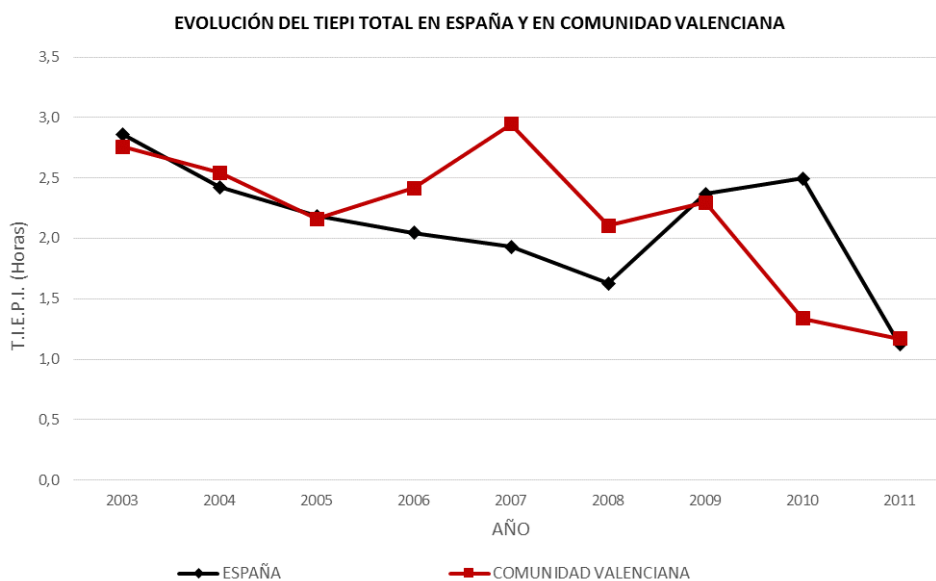
Valenciana y en España expuestas anteriormente se comprende lo expuesto con anterioridad respecto a la particularidad apreciada en nuestra comunidad respecto a la sensible mayor cercanía de valores de los tiempos de interrupción entre zonas rurales y urbanas.

Del análisis de este índice de calidad se observan las siguientes conclusiones:

- 1) En las zonas urbana y semiurbana los valores obtenidos en nuestra comunidad **se encuentran consistentemente por encima de la media en España.**
- 2) Por el contrario en las **zonas rurales**, tanto en la **concentrada**, como en la **dispersa**, lo hacen con valores con frecuencia y tendencia **menor** a la media nacional.
- 3) En las **zonas rurales** de la Comunidad Valenciana la **Calidad de Suministro** es **superior** en consecuencia a la media nacional invirtiéndose esta situación si lo analizamos para las zonas urbanas y procurando una sensible mayor igualdad en la **Calidad del Servicio** ofrecido a los usuarios de ambos tipos de zona en comparación con lo que ocurre en otras comunidades.

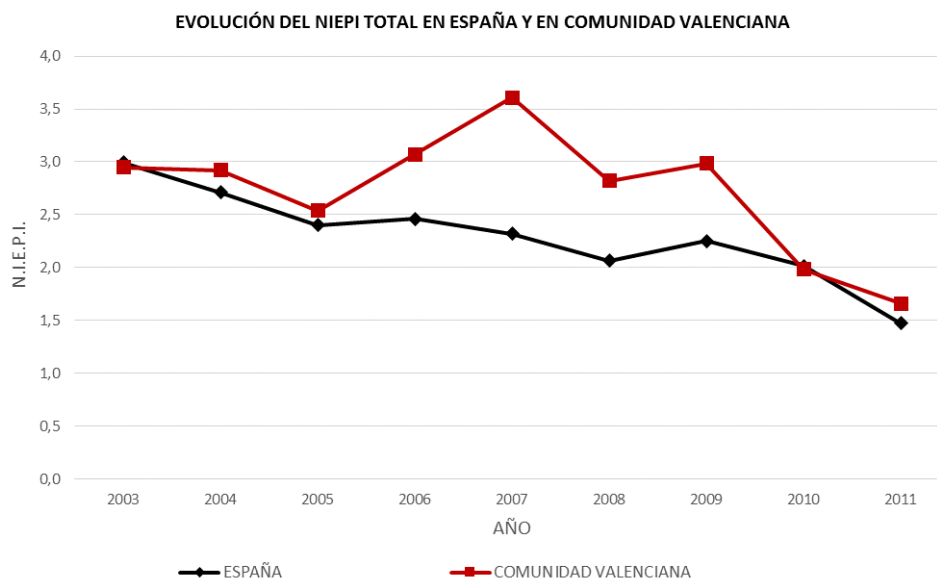
Si consideramos el conjunto de todas las zonas y suministros la evolución de los valores de este índice de calidad a lo largo del periodo de datos oficiales publicados por el Ministerio es la siguiente:

3.6.3.5.- EVOLUCIÓN DEL TIEPI TOTAL EN ESPAÑA Y LA COMUNIDAD VALENCIANA



Gráfica 28. Evolución del TIEPI Total en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

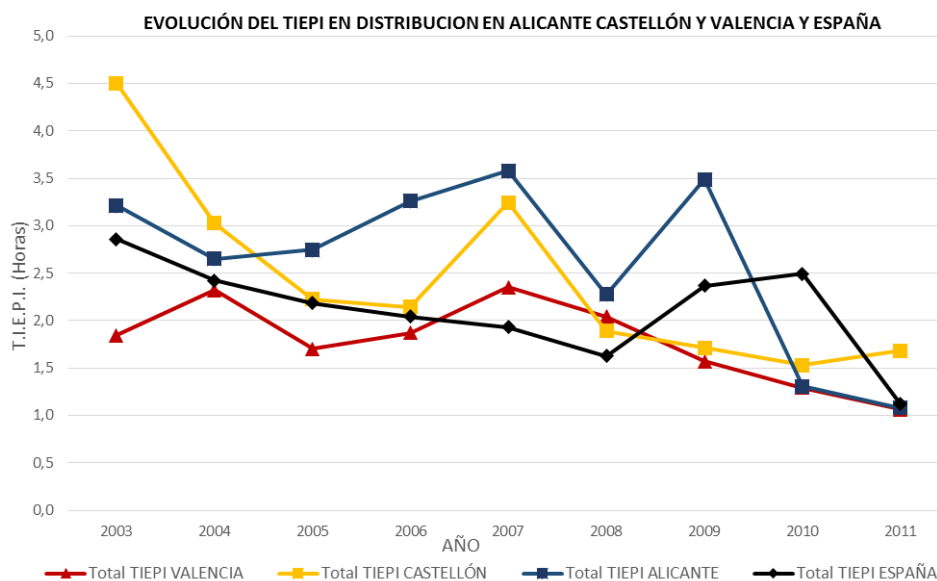
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 29. Evolución del NIEPI Total en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Se observa en esta gráfica la convergencia a la baja en estos índices tanto en la comunidad Valenciana como en España, no se observan diferencias sostenidas que permitan alguna otra apreciación de tendencia. Como comprobación se ha analizado por separado los valores obtenidos por las tres provincias de la Comunidad Valenciana en el índice **TIEPI** obteniéndose los siguientes resultados:

3.6.3.6.- EVOLUCIÓN COMPARATIVA DE LOS VALORES DEL TIEPI EN ESPAÑA, ALICANTE, VALENCIA Y CASTELLÓN



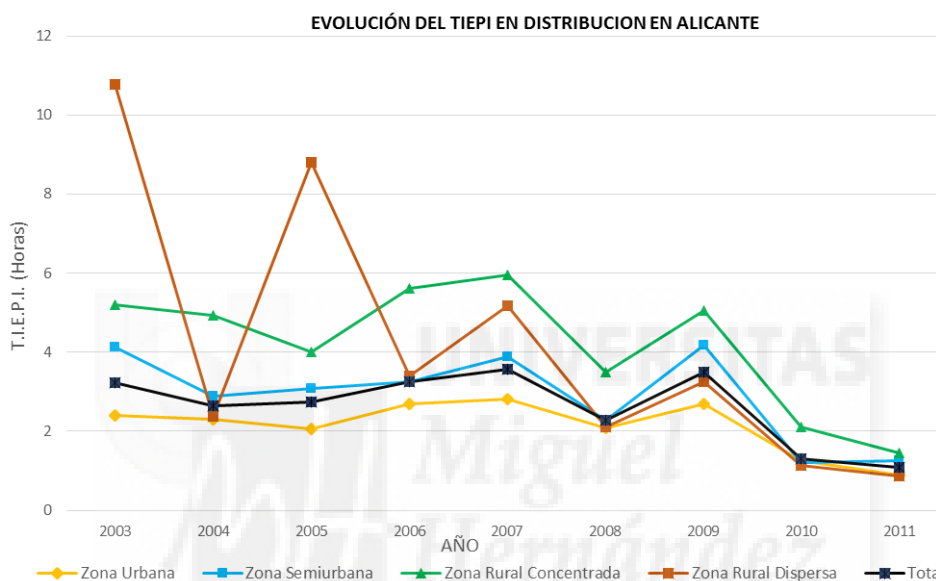
Gráfica 30. Evolución del TIEPI Total en España y la Comunidad Valenciana desglosado por provincias. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

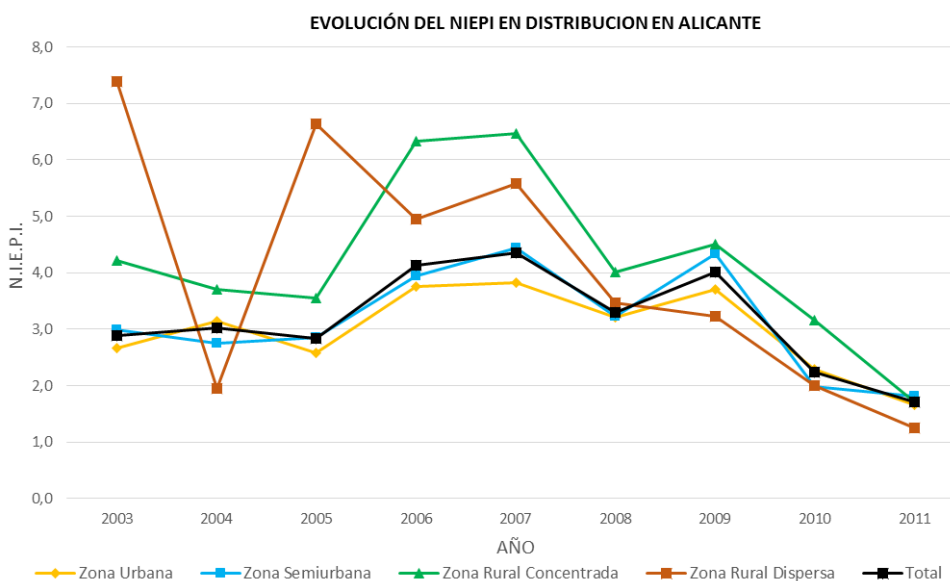
Se observa una tendencia común a la baja, acorde con la observada para la media nacional, no obstante, dado que existen variaciones entre las tres provincias que pudieran ser significativas en este índice **TIEPI**, se ha abordado el estudio pormenorizado de los valores obtenidos por el **NIEPI** para las distintas provincias de la Comunidad Valenciana en las distintas zonas.

3.6.4.- PROVINCIAS DE LA COMUNIDAD VALENCIANA

3.6.4.1.- EVOLUCIÓN DEL TIEPI Y NIEPI POR ZONAS EN LA PROVINCIA DE ALICANTE



Gráfica 31. Evolución del TIEPI por zonas en la provincia de Alicante. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.



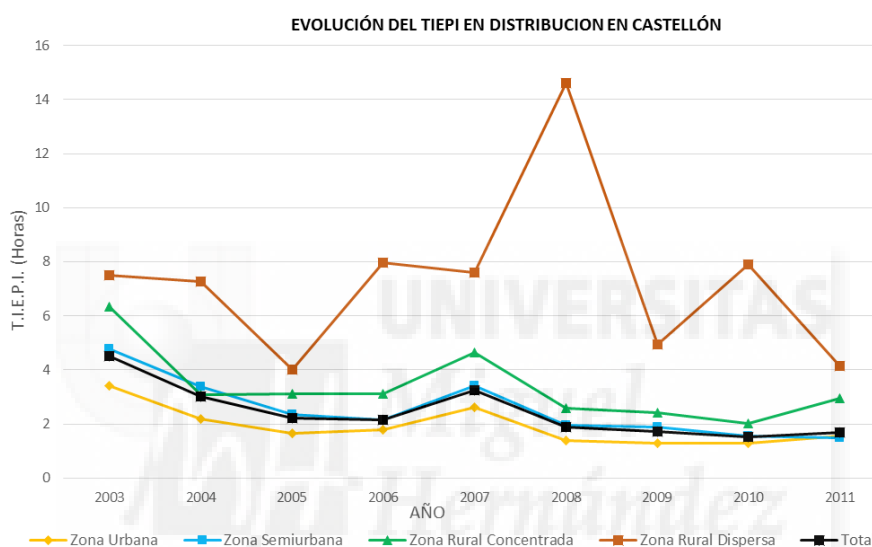
Gráfica 32. Evolución del NIEPI por zonas en la provincia de Alicante. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

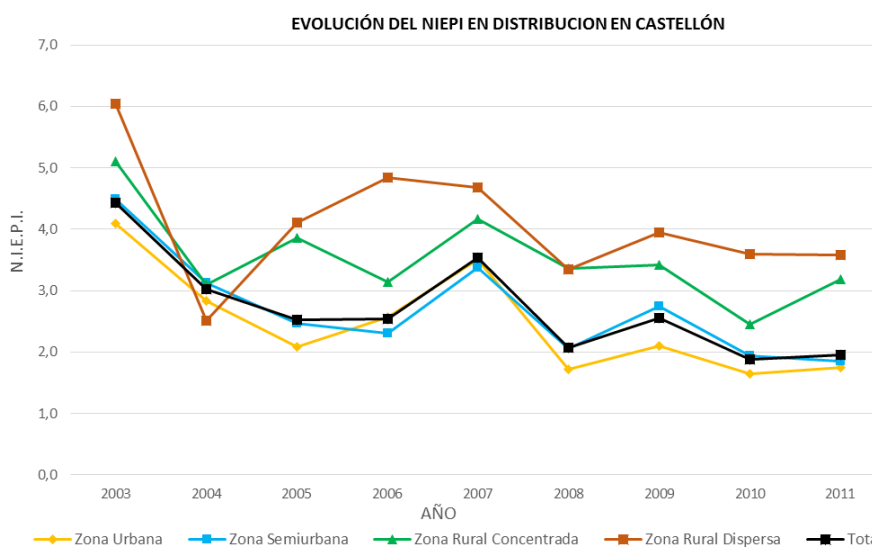
En la provincia de Alicante se observa una evolución consistente en el **NIEPI** de las zonas Urbanas que se reconduce a la baja al final del periodo analizado no obstante los valores de este parámetro en zonas rurales presentan un valor errático en el inicio del periodo analizado.

Llama la atención por lo inusual la corrección experimentada en el número de interrupciones en zonas rurales en la última fase del periodo estudiado del 2009 a 2011 donde el número de interrupciones ponderadas a la potencia instalada en zonas Rurales disminuye drásticamente llegando a ser menores a las registradas en las zonas urbanas.

3.6.4.2.- EVOLUCIÓN DEL TIEPI Y NIEPI POR ZONAS EN LA PROVINCIA DE CASTELLÓN



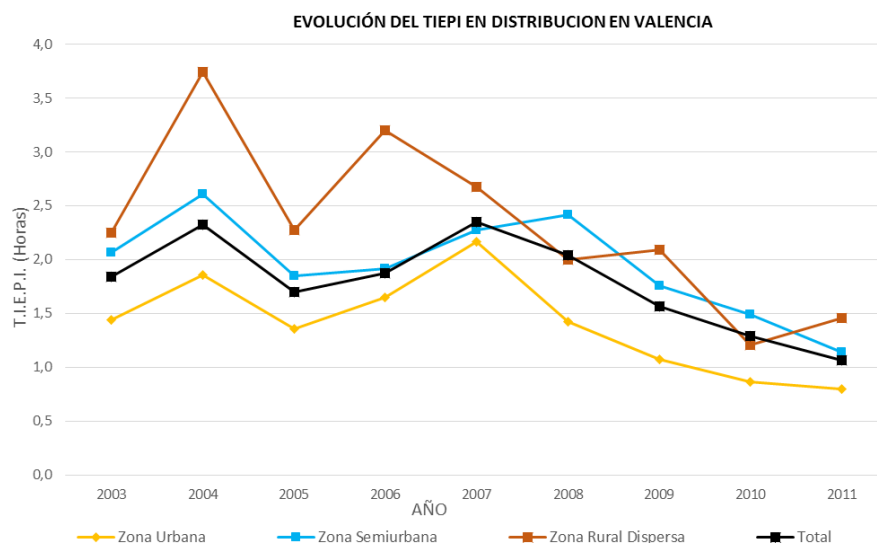
Gráfica 33. Evolución del TIEPI por zonas en la provincia de Castellón. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.



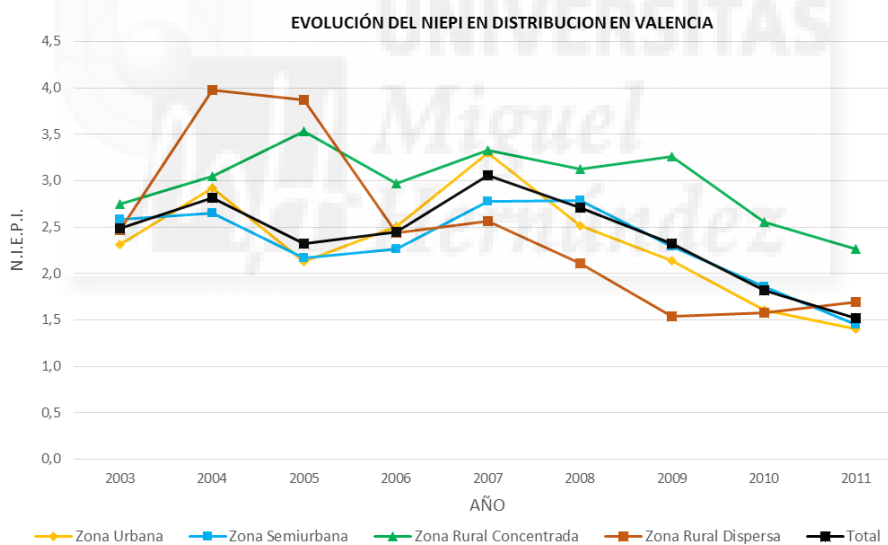
Gráfica 34. Evolución del NIEPI por zonas en la provincia de Castellón. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.6.4.3.- EVOLUCIÓN DEL TIEPI Y NIEPI POR ZONAS EN LA PROVINCIA DE VALENCIA



Gráfica 35. Evolución del TIEPI por zonas en la provincia de Valencia. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.



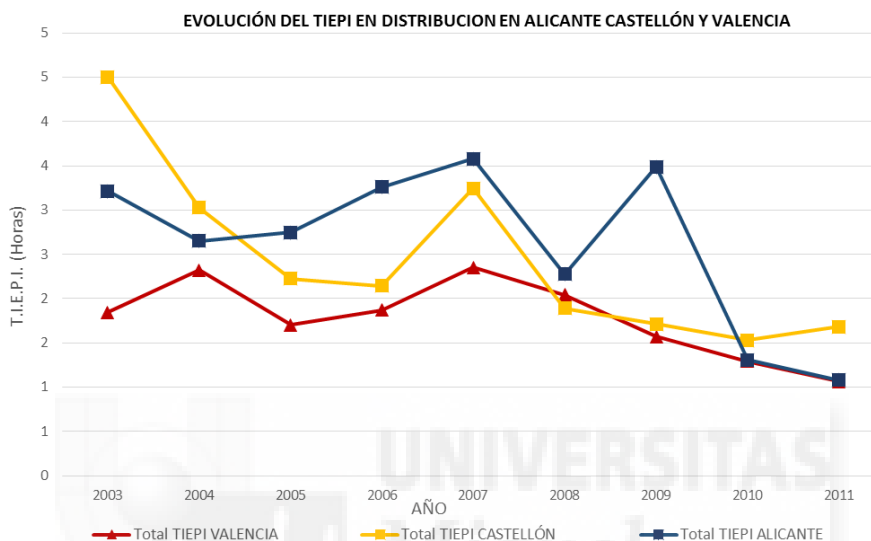
Gráfica 36. Evolución del NIEPI por zonas en la provincia de Valencia. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Analizados los datos de Castellón y Valencia en las Gráficas que se reproducen a continuación se observa que los resultados de las zonas rurales obtenidos en Alicante no son un hecho aislado, ocurriendo lo mismo en Castellón en 2004 y en Valencia ininterrumpidamente entre 2007 y 2010, ello corrobora la impresión de las excelentes condiciones de las instalaciones en estas zonas rurales dispersas en la Comunidad Valenciana que obtienen resultados que en ocasiones superan a las zonas Urbanas en los índices de calidad.

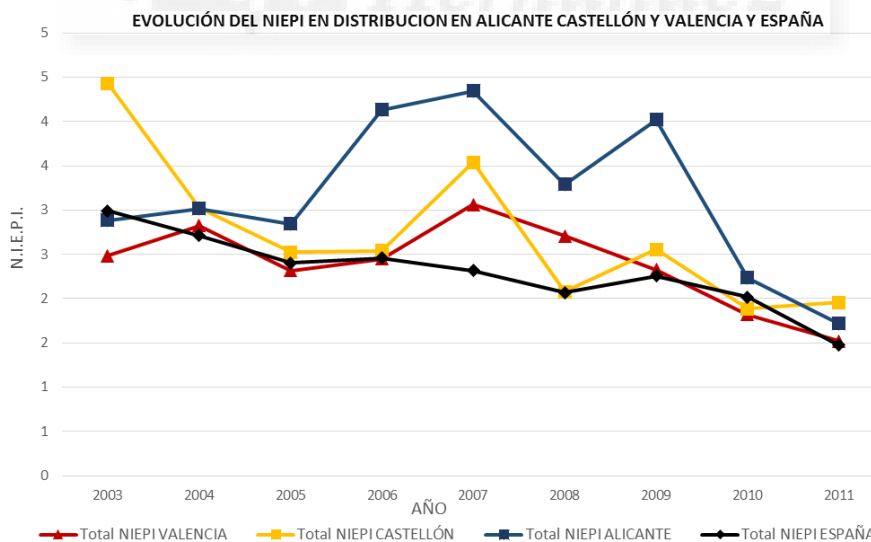
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Por tanto, y a falta de corroborar si la **Calidad del Suministro** en las zonas Urbanas en la Comunidad tiene unos niveles comparables respecto a los valores obtenidos en las otras comunidades autónomas, lo que se pone de manifiesto hasta el momento es el excelente comportamiento del sistema en las zonas rurales en la Comunidad.

3.6.4.4.- EVOLUCIÓN DE LOS TIEPI Y NIEPI TOTALES EN LAS TRES PROVINCIAS DE LA COMUNIDAD VALENCIANA



Gráfica 37. Evolución de los TIEPI totales en las tres provincias de la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.



Gráfica 38. Evolución de los NIEPI totales en las tres provincias de la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Se observa una tendencia común a la baja, acorde con la observada para la media

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

nacional, no obstante, dado que existen variaciones entre las tres provincias que pudieran ser significativas en este índice **TIEPI**, se ha abordado el estudio pormenorizado de los valores obtenidos por el **NIEPI** para las distintas provincias de la Comunidad Valenciana en las distintas zonas.

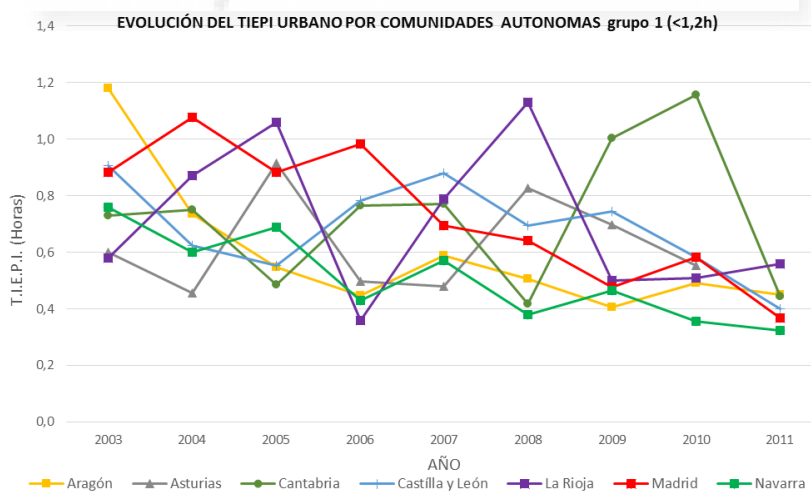
3.6.5.- COMPARATIVA ENTRE COMUNIDADES AUTÓNOMAS

Se pretende examinar la evolución del índice **TIEPI** de **Calidad del Suministro** en las distintas comunidades autónomas para las distintas zonas o tipos de suministro de los cuales ofrece los datos oficiales el ministerio y que son:

- Urbana
- Semiurbana
- Rural Concentrada
- Rural Dispersa o Diseminada.

Para una mejor comprensión y análisis para cada una de estas zonas se han escogido tres conjuntos de comunidades las que obtenían los mejores resultados, las que obtenían los resultados más próximos a la media nacional y las que obtenían los valores mayores del índice de calidad. Dichos grupos se han designado como grupo 1, 2 y 3 respectivamente. A continuación se exponen los resultados obtenidos:

3.6.5.1.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. URBANO - GRUPO 1



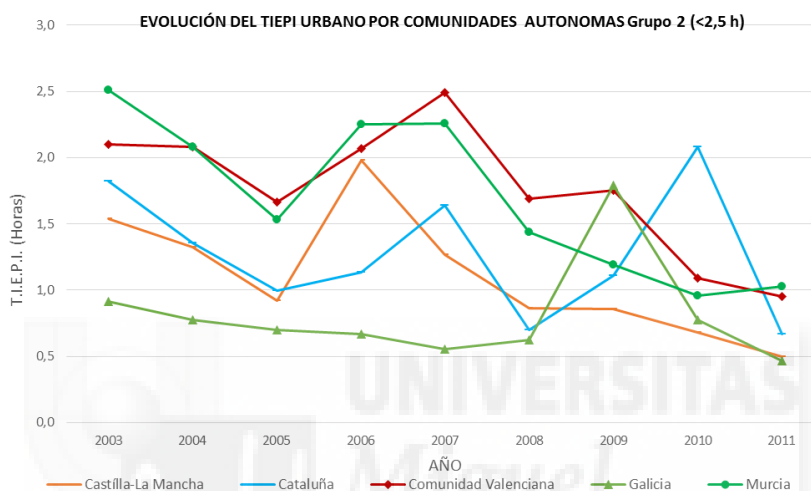
Gráfica 39. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI urbano menores de 1,2 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Se observa una clara tendencia a la baja en los valores del **TIEPI** de todas las Comunidades y grupos. A falta de la confirmación posterior del índice **NIEPI** en lo que respecta al **TIEPI** los resultados de la Comunidad Valenciana la sitúan entre las mejores del

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

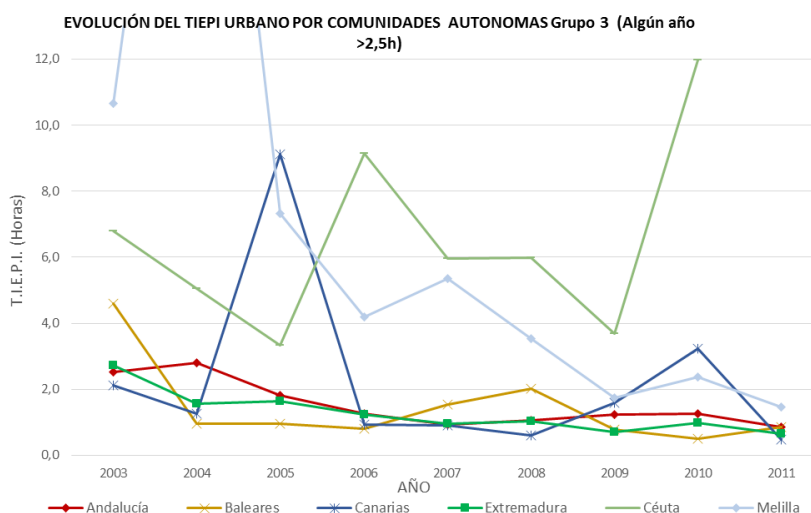
grupo 2 (el más cercano a la media española) lo que parece indicar por lo hasta el momento analizado que, la especificidad detectada para la Comunidad respecto a la relativa cercanía de la calidad en zonas Urbanas y Rurales, no es debido, al menos a la vista de esta índice, a unos malos resultados en las zonas urbanas de la Comunidad. De confirmarse posteriormente con los resultados del índice **NIEPI** ello supondría un **excelente resultado** para las zonas rurales de la Comunidad.

3.6.5.2.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. URBANO - GRUPO 2



Gráfica 40. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI urbano menores de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

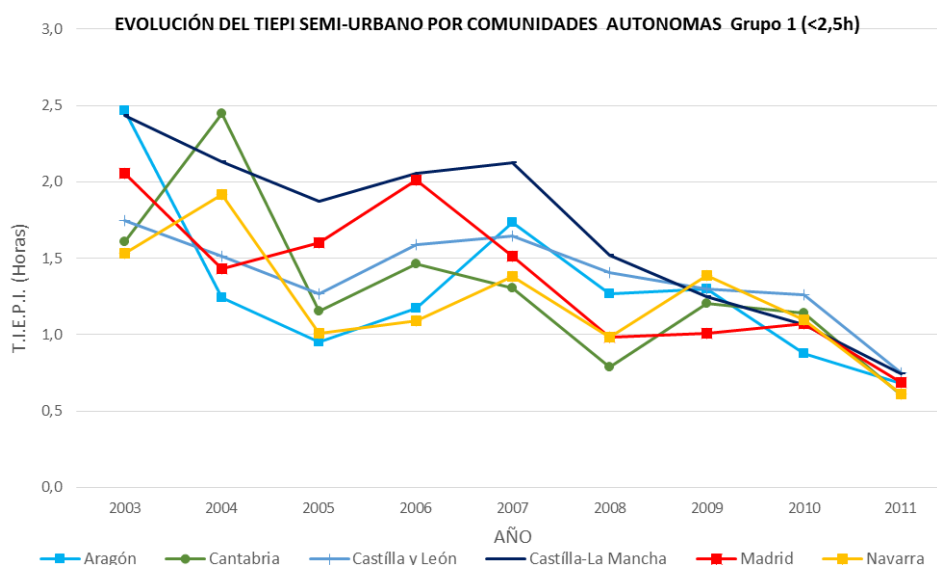
3.6.5.3.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. URBANO - GRUPO 3



Gráfica 41. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI urbano mayores de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

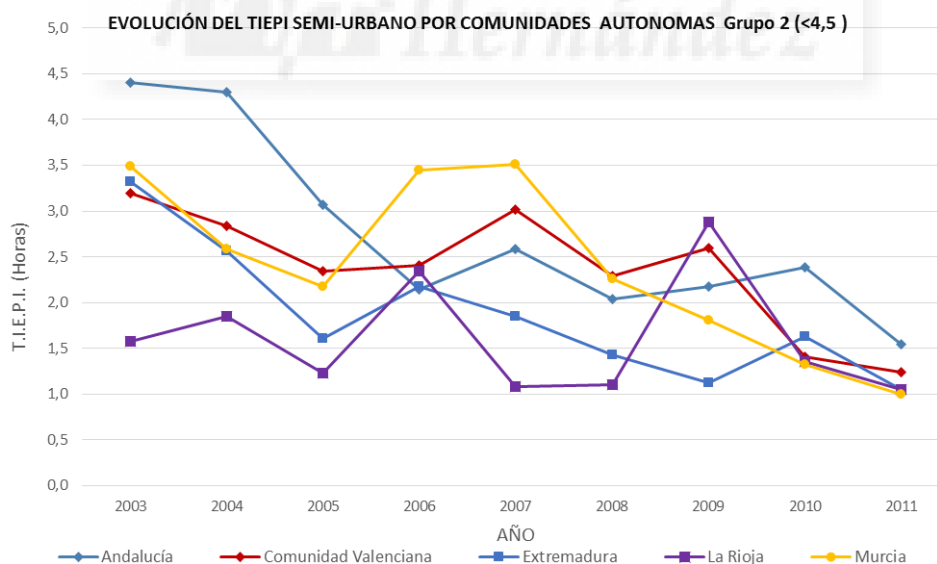
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.6.5.4.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. SEMIURBANO - GRUPO 1



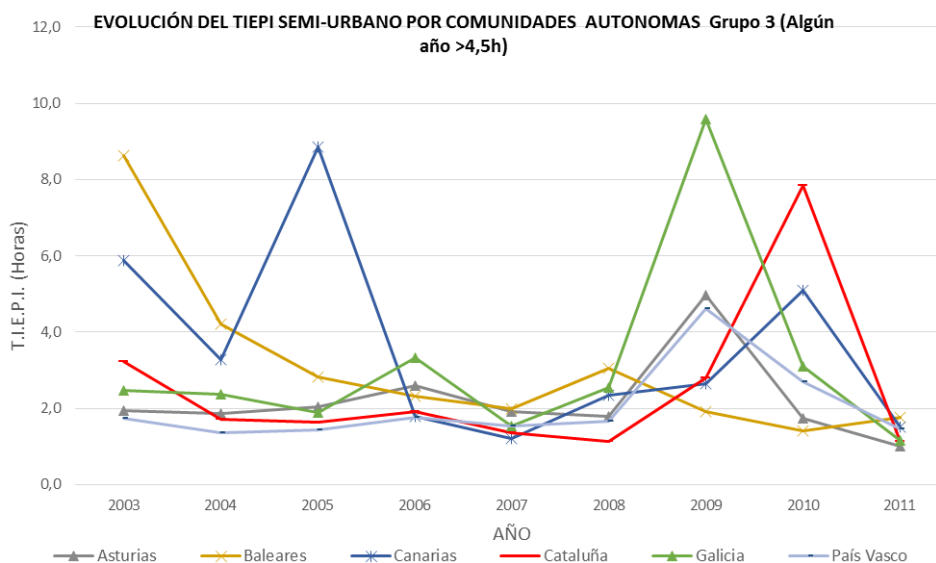
Gráfica 42. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI urbano menores de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.5.5.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. SEMIURBANO - GRUPO 2



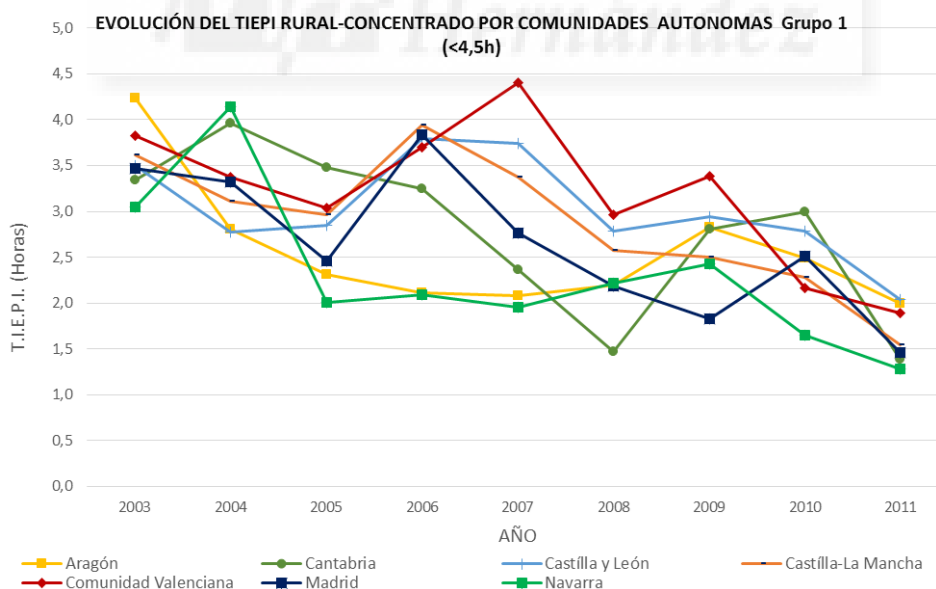
Gráfica 43. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI semiurbano menores de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.5.6.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. SEMIURBANO - GRUPO 3



Gráfica 44. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI semiurbano mayores de 4,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

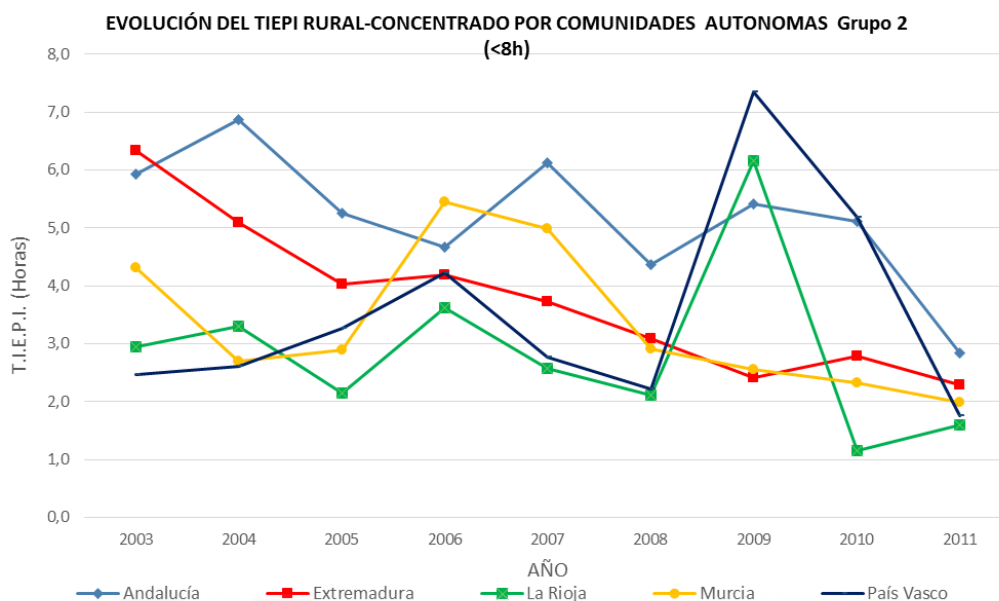
3.6.5.7.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL CONCENTRADO - GRUPO 1



Gráfica 45. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural concentrado menores de 4,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

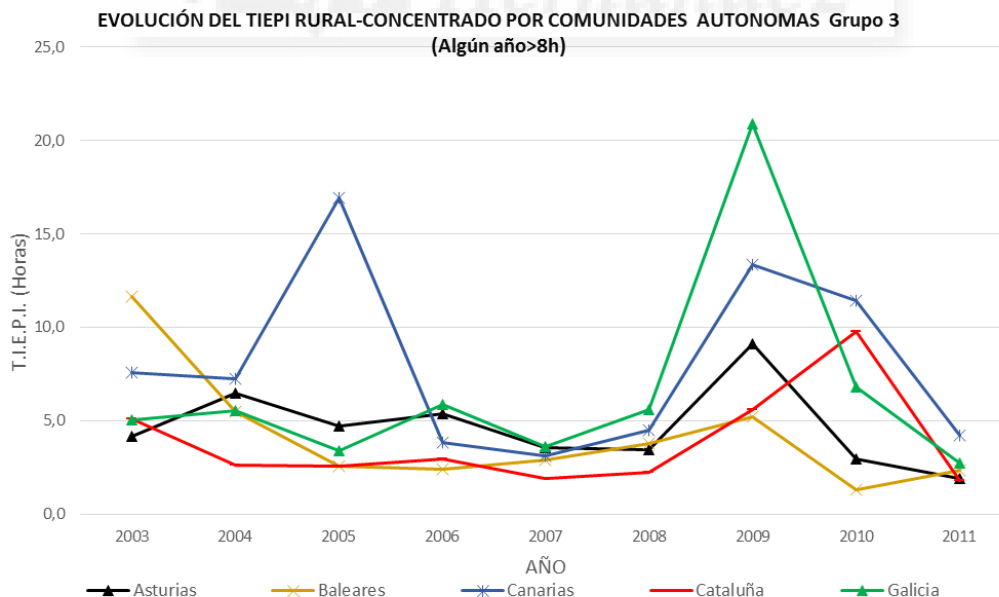
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.6.5.8.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL CONCENTRADO - GRUPO 2



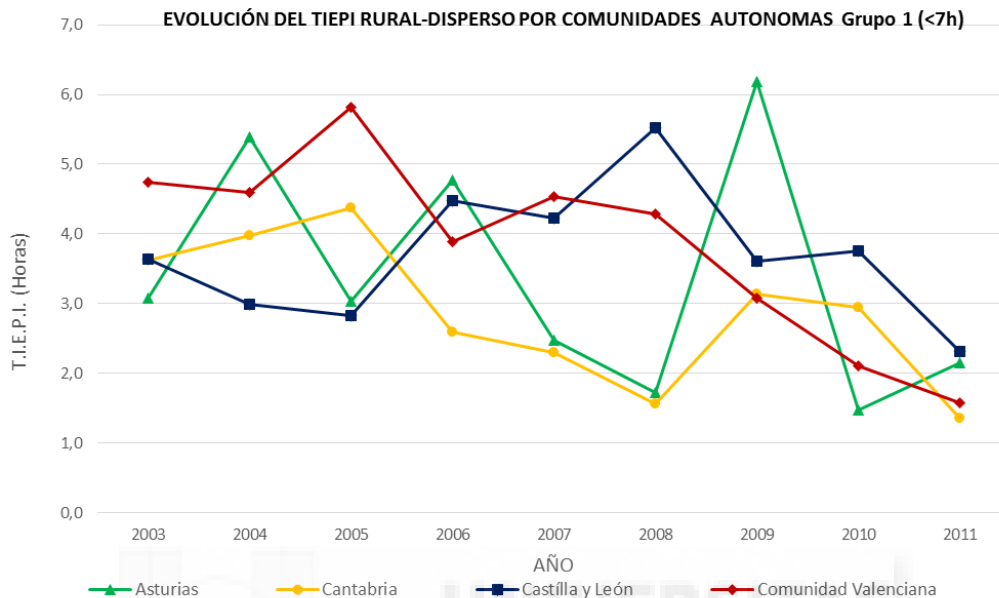
Gráfica 46. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural concentrado menores de 8 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.5.9.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL CONCENTRADO - GRUPO 3



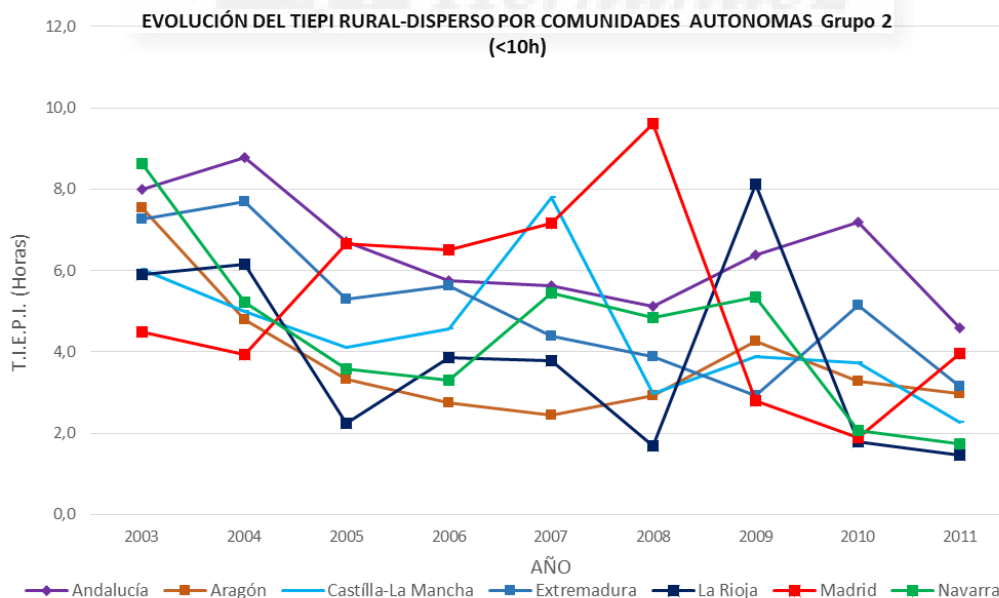
Gráfica 47. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural concentrado mayor de 8 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.5.10.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL DISPERSO - GRUPO 1



Gráfica 48. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural disperso menores de 7 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

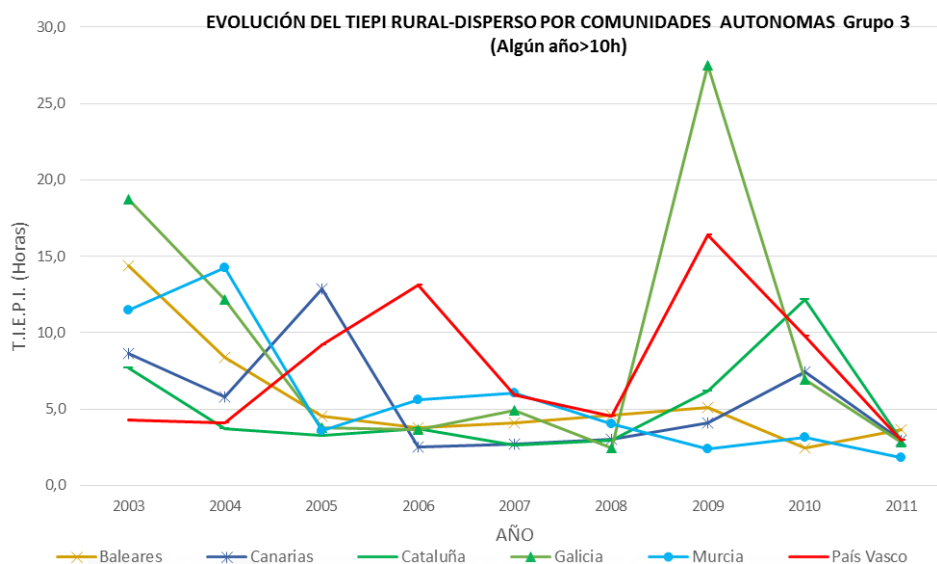
3.6.5.11.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL DISPERSO - GRUPO 2



Gráfica 49. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural disperso menores de 10 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

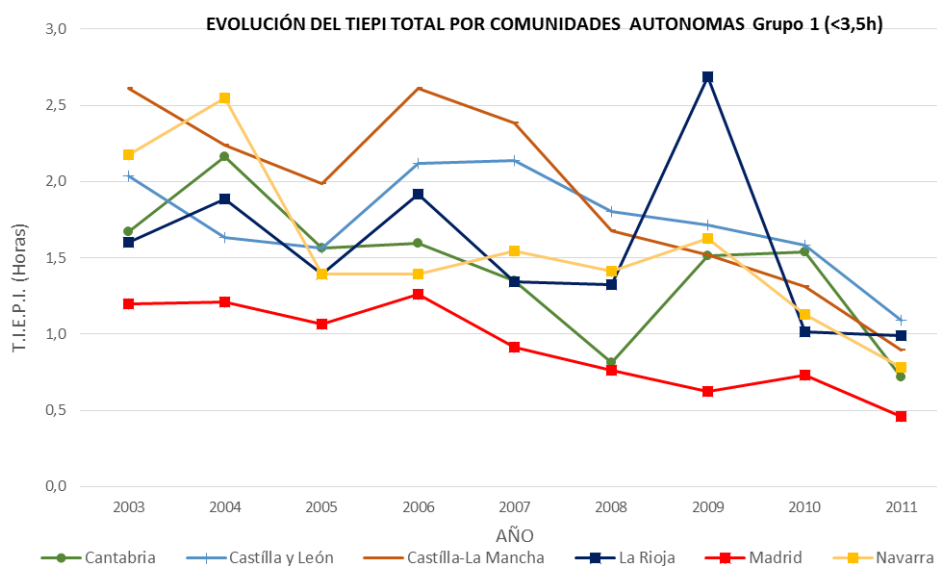
3.6.5.12.- COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL TIEPI POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. RURAL DISPERSO - GRUPO 3



Gráfica 50. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural disperso mayor de 10 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

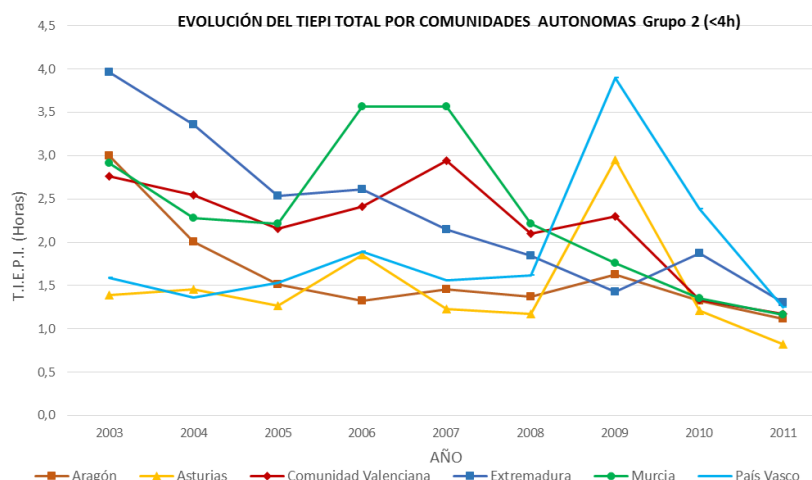
Finalmente se aportan las evoluciones de los valores obtenidos por las distintas comunidades para el conjunto de zonas de suministros. Evolución del **TIEPI** total por comunidades autónomas:

3.6.5.13.- EVOLUCIÓN TIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 1



Gráfica 51. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI total menor de 3,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

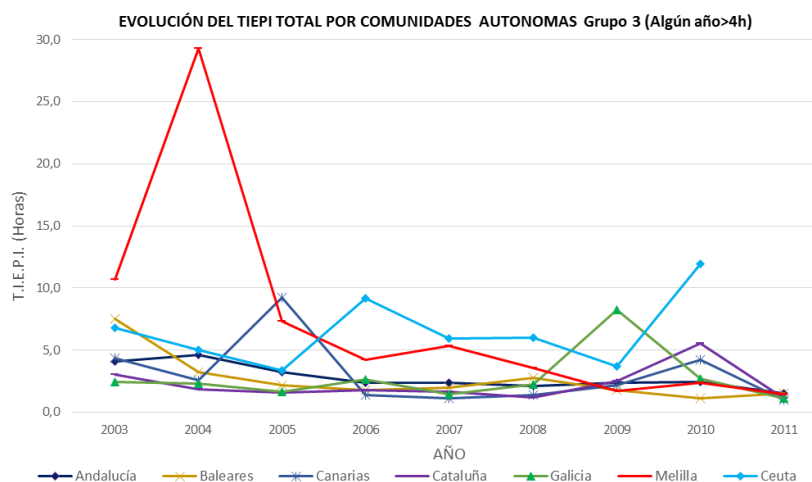
3.6.5.14.- EVOLUCIÓN TIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 2



Gráfica 52. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI total menor de 4 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En los resultados obtenidos se ponen de manifiesto las mayores dificultades de los territorios insulares y extra peninsulares para la obtención de los valores de calidad de otros territorios y en cuanto a la Comunidad Valenciana, que obtiene resultados en la media Nacional situándose en los grupos 2 (los más próximos a la media española) en las zonas urbanas y valores superiores a los de la media de España en las zonas rurales tanto en las concentradas como las dispersas, que se sitúa en el grupo 1. Ello confirma en la Comunidad Valenciana la apreciación inicial de una igualdad mayor a la que se ofrece en otras comunidades respecto a la calidad del suministro ofrecida entre zonas urbanas y rurales. Cantabria y Castilla y León que se mantienen consistentemente en el grupo 1 de todas las zonas de análisis.

3.6.5.15.- EVOLUCIÓN TIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 3



Gráfica 53. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI total mayor de 4 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

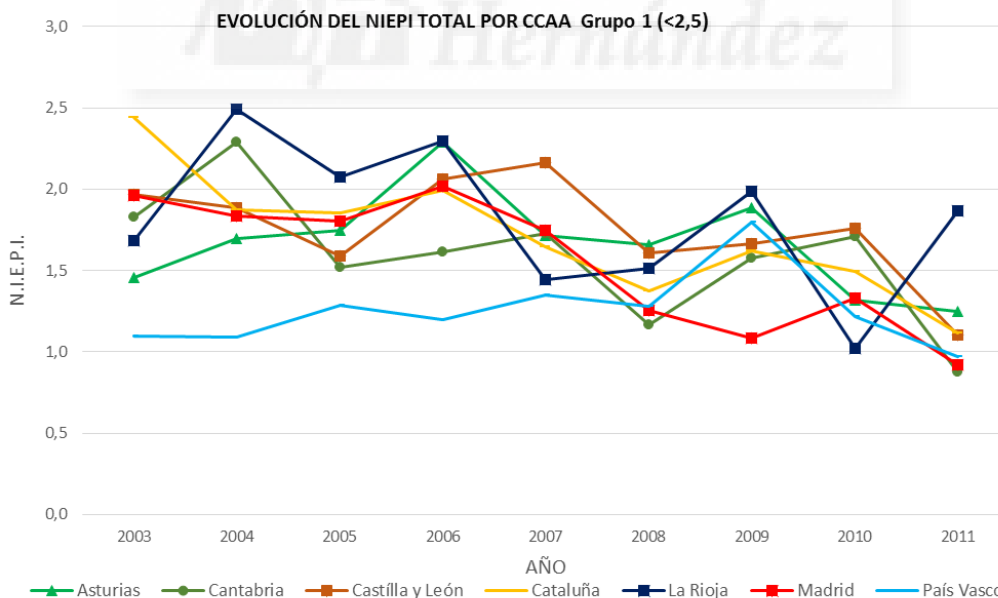
3.6.5.16.- EVOLUCIÓN NIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 1

De nuevo para este índice se reproduce una tendencia generalizada a la baja, confirmar el excelente resultado de las comunidades de Cantabria y Castilla y León que vuelven a situarse en el grupo 1, el de cabeza y que lo hacen prácticamente en cualquier aspecto que se analiza.

La Comunidad Valenciana se sitúa entre los mejores del grupo 2 (el más cercano a la media española), lo que no deja de ser un buen resultado, pues ello confirma que los valores obtenidos por la comunidad para sus índices de calidad tanto el **TIEPI** como en el **NIEPI** son próximos a la media española.

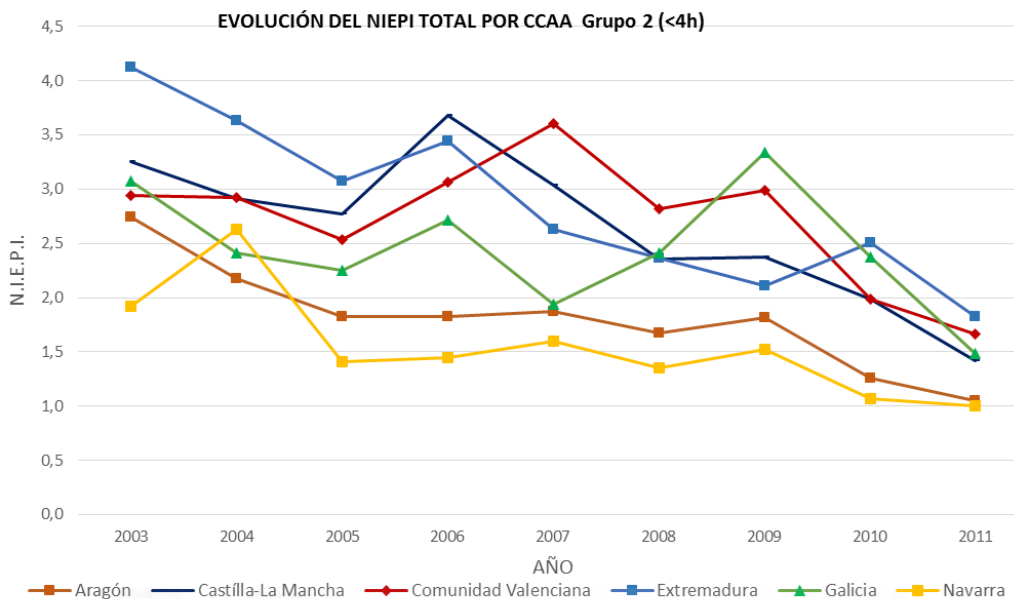
La proximidad de los resultados obtenidos con anterioridad para las zonas rurales y urbanas de la comunidad no eran fruto de unos malos resultados en zona Urbana sino que por el contrario lo que hacen es situar a la Comunidad Valenciana entre los mejores resultados cuando de suministro en zonas rurales se trata, ofreciendo diferencias de calidad mucho menores entre zonas urbanas y rurales que la mayoría de comunidades autónomas.

Vemos como La Rioja tiene una gran inestabilidad, pasando de valores en 2003 a los mismos o incluso peores en 2011.



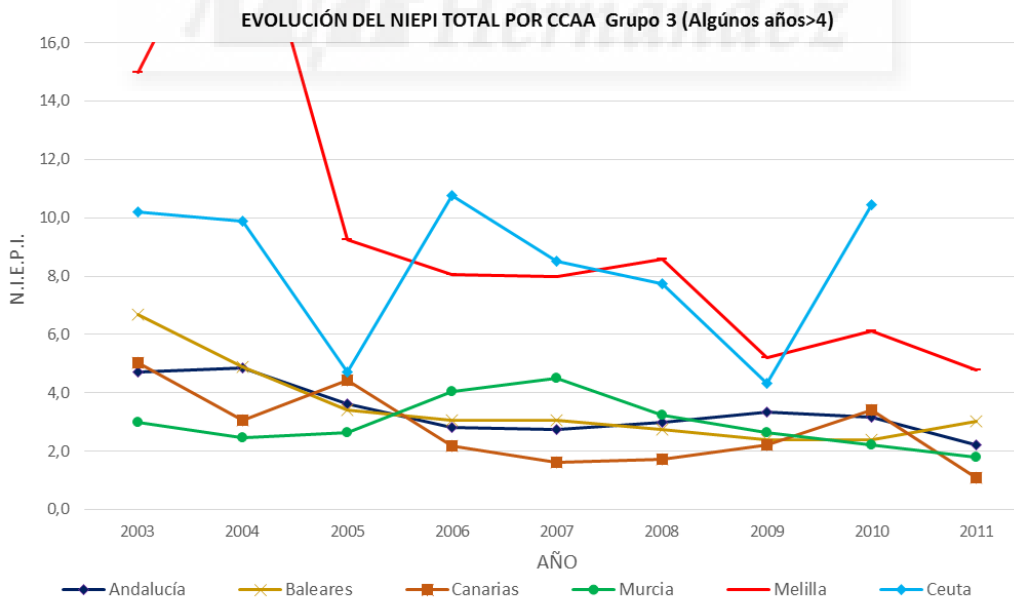
Gráfica 54. Evolución del NIEPI entre las Comunidades Autónomas con NIEPI total menor de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.5.17.- EVOLUCIÓN NIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 2



Gráfica 55. Evolución del NIEPI entre las Comunidades Autónomas con NIEPI total menor de 4 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3.6.5.18.- EVOLUCIÓN NIEPI TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS GRUPO 3



Gráfica 56. Evolución del NIEPI entre las Comunidades Autónomas con NIEPI total mayor de 4 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

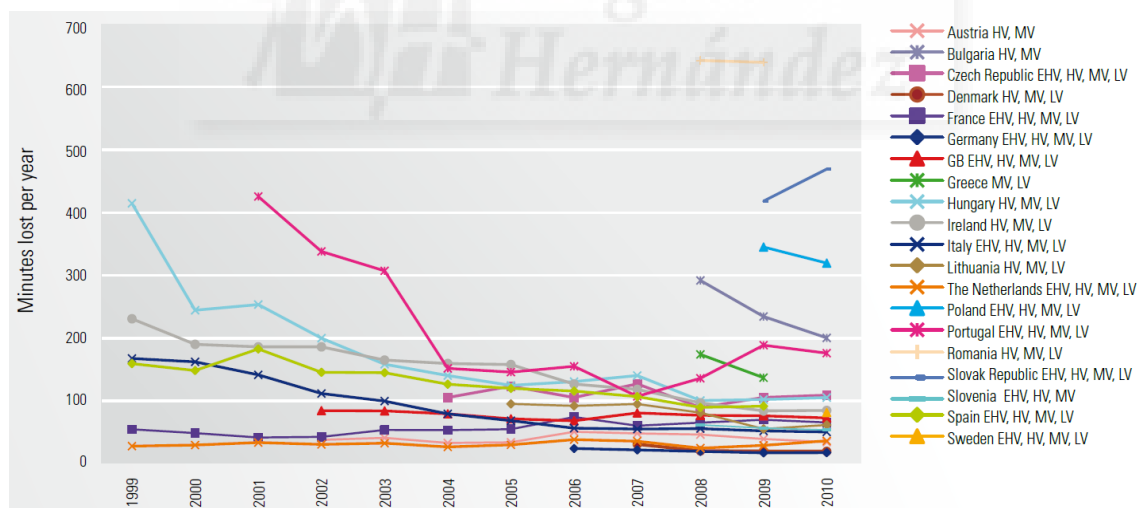
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.6.6.- CALIDAD SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EUROPA

En este apartado de la tesis doctoral, se va a analizar la Calidad de Servicio con algunos países de Europa a través de CEER^{LXXVII}.

Se ha puesto de relieve cuando se ha analizado la evolución de los parámetros de calidad en España, la influencia que tiene la concentración de cargas sobre los parámetros de calidad, tal vez por ello, en España se distinguen los cuatro tipos de concentración y se analizan datos y resultados por separado. Pero sobre la calidad y regularidad del suministro y por tanto sobre el diseño de sus redes influyen otros aspectos como, la orografía, la climatología, el tipo de uso de la energía y en España todos estos aspectos son muy variables de unas regiones a otras en comparación con otros países donde son más homogéneos, tiene por ello interés observar si pueden trasladarse las conclusiones observadas para España a las características de otros países con distintas demografías, orografías y climatologías y ver qué sucede y como afecta al diseño de sus redes.

A continuación se reproducen las representaciones gráficas de la evolución de los tiempos de interrupción y el número de interrupciones en diversos países europeos. Para mayor comprensión se exponen por separado, primero sin incluir, y a continuación incluyendo los efectos de las situaciones intempestivas ocurridas durante un periodo de once años consecutivos de 1999 a 2010, y que corresponden con el periodo del que se tienen datos oficiales publicados por el ministerio en España.



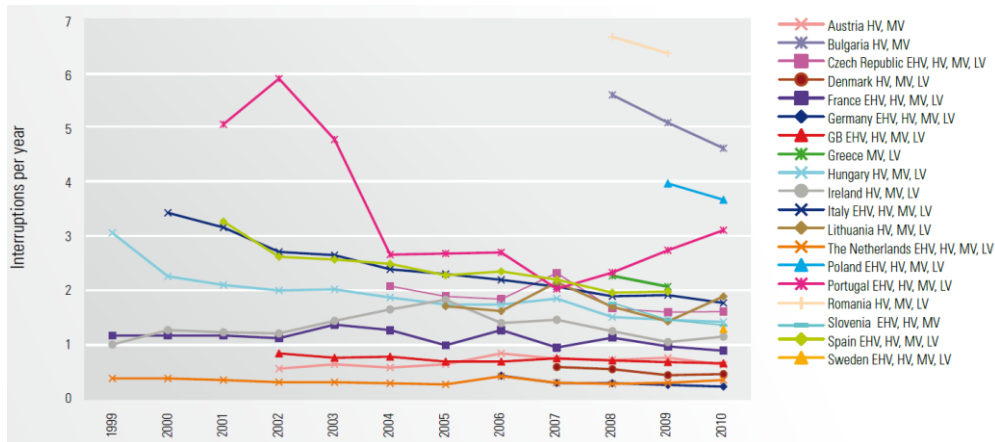
Gráfica 57. Unplanned long interruptions excluding exceptional events; minutes lost per year (1999 - 2010). The voltage level (EHV, HV, MV, LV) relates to where the incidents occur.

Como puede comprobarse se reproduce, también en los países europeos en general, una consistente tendencia descendente tanto para los tiempos de interrupción

^{LXXVII} Texto original The Council of European Energy Regulators (CEER) is the voice of Europe's national regulators of electricity and gas at EU and international level.

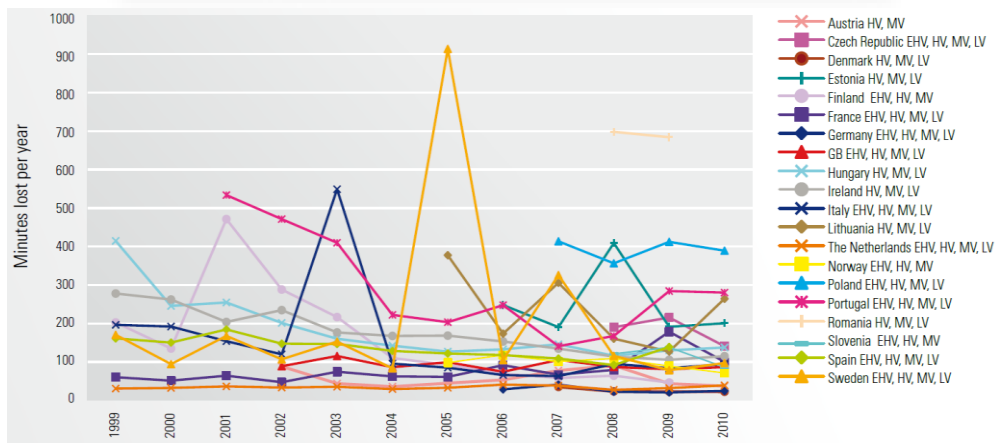
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

como para el número de interrupciones habidas en el periodo de que se tienen datos oficiales.



Gráfica 58. Unplanned long interruptions excluding exceptional events; number of interruptions per year (1999 - 2010). The voltage level (EHV, HV, MV, LV) relates to where the incidents occur^{LXXVIII}.

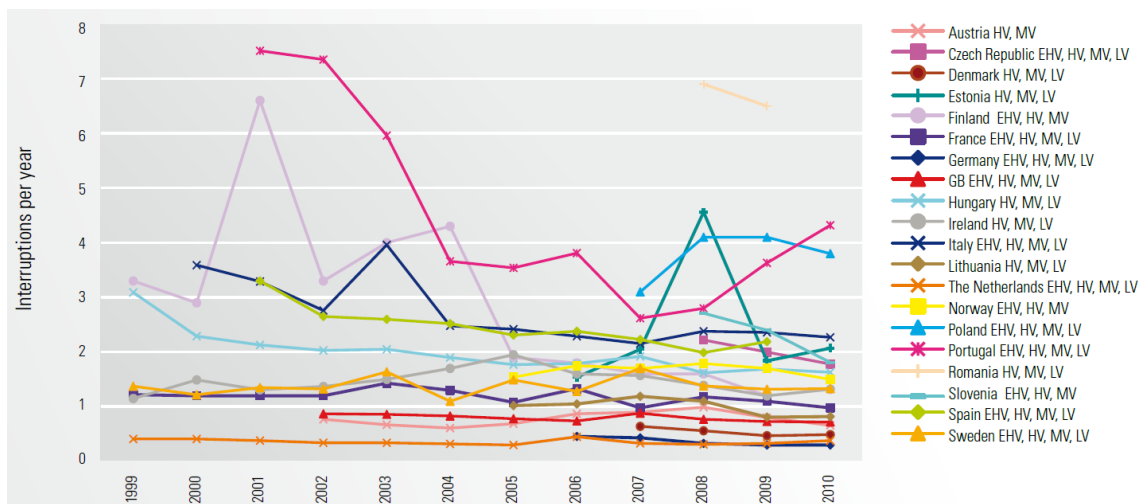
España se sitúa en esta tendencia media no alcanzando sus índices globales en el periodo considerado los valores de otros países, en algunos casos, puede ser debido a su mayor densidad de población y por tanto concentración de cargas superior y que, por las razones expuestas obtienen resultados que serían los correspondientes a lo que sería la zona semiurbana si no urbana española, el caso de Holanda, que obtiene los mejores resultados es un claro ejemplo de ello. No obstante esto no explica por completo la situación, pues otros países, logran mejores resultados no obedeciendo a este motivo por sí solo. Es por tanto necesario analizar el diseño de las redes de distribución.



Gráfica 59. Unplanned long interruptions including all events; minutes lost per year (1999 - 2010). The voltage level (EHV, HV, MV, LV) relates to where the incidents occur

^{LXXVIII} Portugal changed its 2001 value from 5.09 in the 4th Benchmarking Report to 5.90 in 5th Benchmarking Report

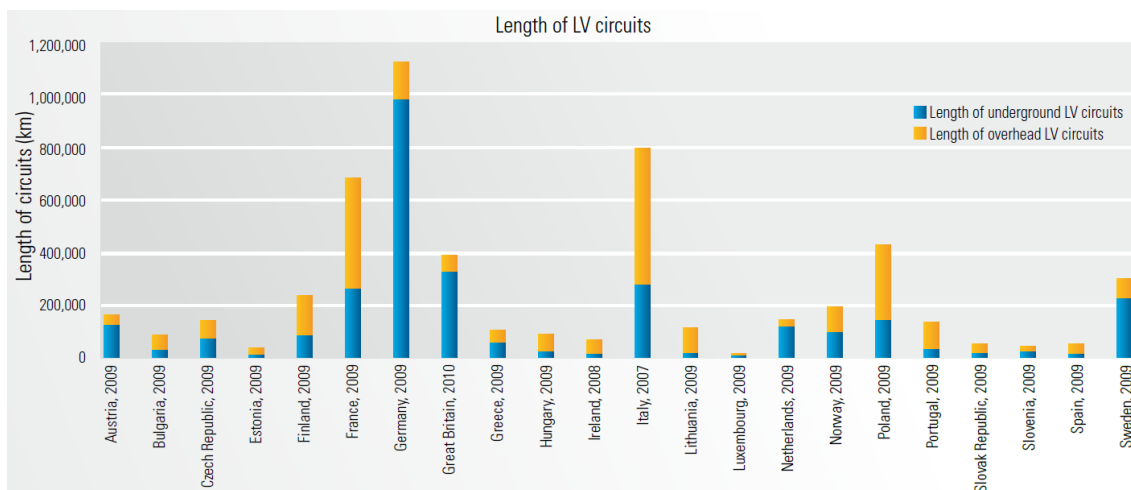
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 60. Unplanned long interruptions including all events; number of interruptions per year (1999 - 2010). The voltage level (EHV, HV, MV, LV) relates to where the incidents occur.

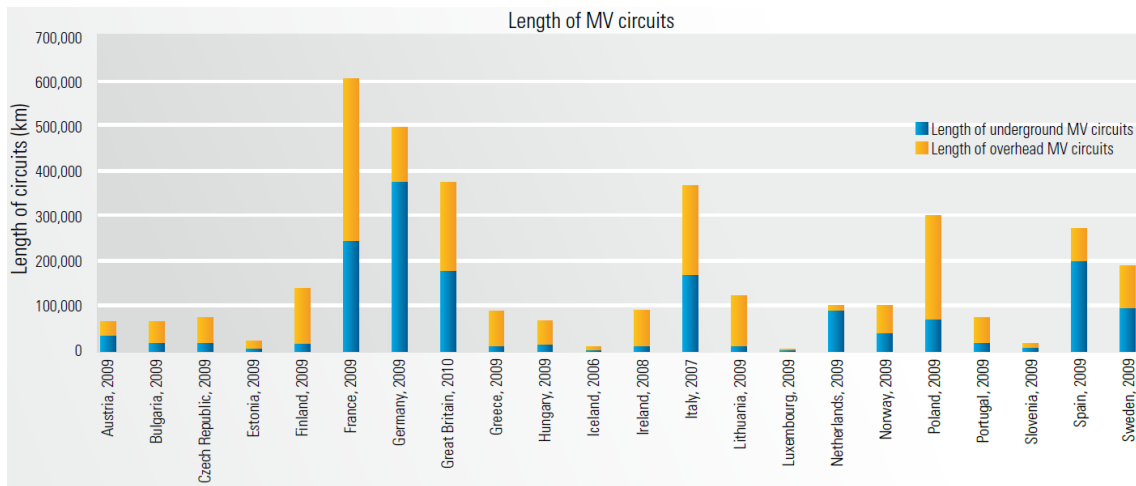
Veamos las siguientes representaciones donde se grafican las extensiones en kilómetros de las redes de distribución de baja y alta tensión de los distintos países. Lo primero que llama la atención es la relativa baja longitud de nuestras redes de baja tensión en comparación con otros países. Por el contrario, la extensión de las redes de media es relativamente superior a la del resto.

Como consecuencia lógica de la extensión física de España, y de un suministro comparativamente más diseminado las redes de media tensión tienen en nuestro país una presencia relativa mucho mayor que en la media de los países de nuestro entorno, lógicamente esto se produce en orden inverso cuando se analizan las redes de baja tensión.



Gráfica 61. Length of cable and overhead line Low Voltage (LV) circuits in European countries.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

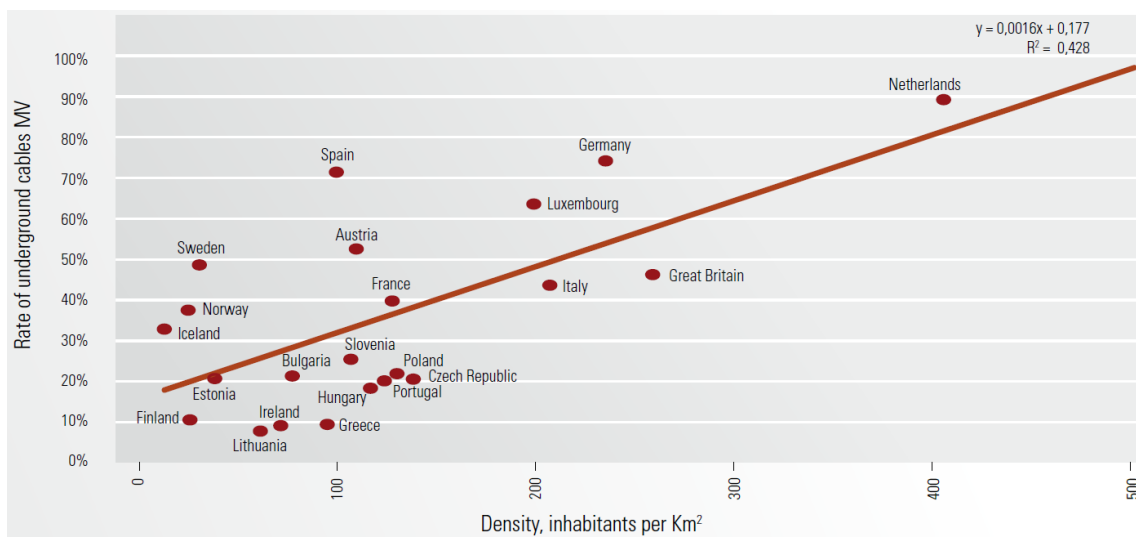


Gráfica 62. Length of cable and overhead line Medium Voltage (MV) circuits in European countries

La canalización de la energía en alta tensión es necesaria al objeto de disminuir en la medida de lo posible las pérdidas en el transporte, pero analizado esto desde el punto de vista de la calidad y regularidad en el servicio hace nuestras redes relativamente más propensas a sufrir los fenómenos atmosféricos con los inconvenientes que esto comporta cuando se analizan los números de interrupciones que en estas líneas se generan.

Una posible estrategia, a pesar de no estar exenta de inconvenientes como el muy superior coste o la sensible pérdida de capacidad de transporte, podría ser el soterramiento pero las reparaciones en las líneas subterráneas son más costosas y precisan en principio de mayores tiempos de interrupción.

En el grafico siguiente se puede apreciar la estrategia seguida por los distintos estados para el tipo de canalización de sus redes de media tensión. Se representa el grado de soterramiento de sus líneas de media tensión frente a su densidad de población.



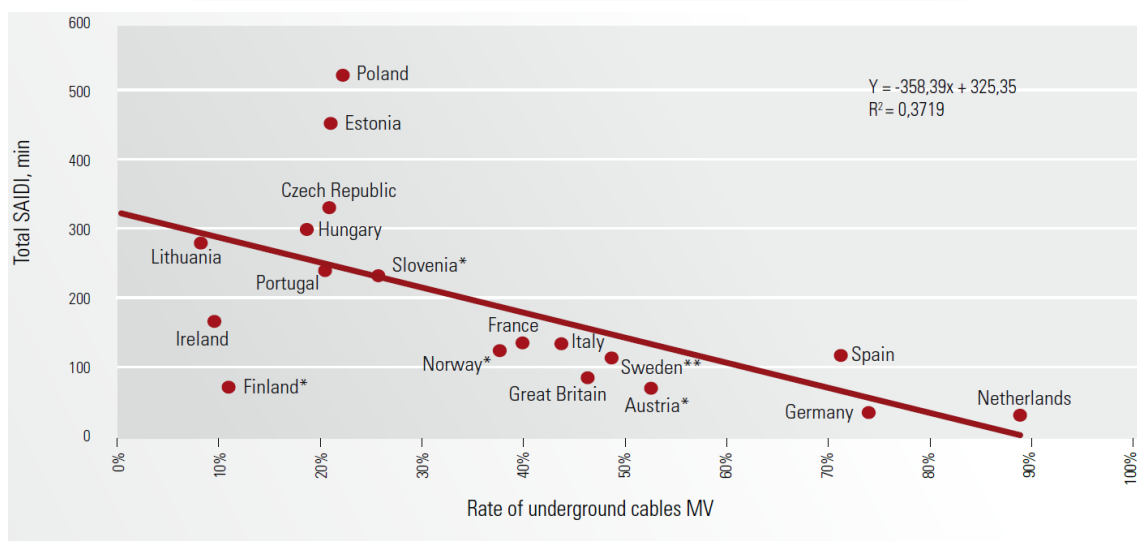
Gráfica 63. Statistical correlation between the percentage of underground cables in Medium Voltage (MV) networks and density in European countries.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este aspecto llama la atención la atípica, pero esperada por los motivos antes expuestos, situación de la red de media tensión de España que refleja esta representación pues, como puede observarse, tiene un grado de soterramiento de su red de media tensión sólo superado por Alemania y Holanda, países estos con densidades de población que duplican y cuadriplican la española.

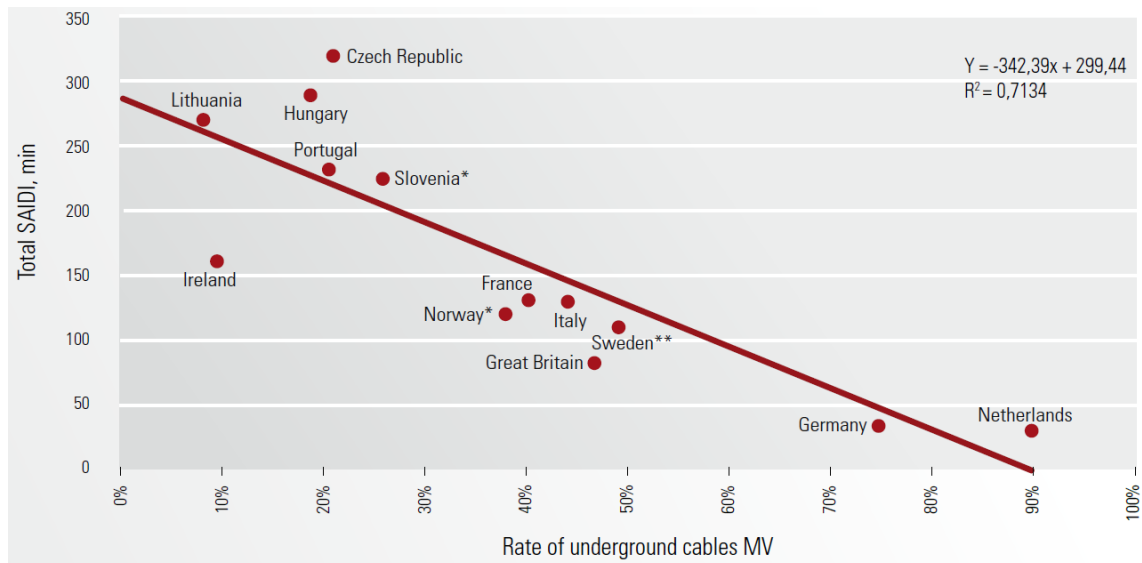
No es objeto de este estudio entrar a valorar esta especificidad pero se hace necesario poner de relieve que supone una indudable mejora estética en lo que se refiere a la afección de dichas instalaciones al paisaje y es posible que medio ambiental, aunque la intervención sobre el medio de ese tipo de instalaciones es muy superior en el momento de su ejecución, no obstante esta estrategia tiene como contrapartidas que supone un esfuerzo inversor mucho mayor, y una capacidad de transporte que en el caso de las subterráneas es mucho menor, lo que supone una doble rémora cuando se analiza la razón entre inversión y capacidad de transporte, y que no se observa que corresponda con la estrategia seguida por la mayoría de los países, por ejemplo países como Austria y Francia con densidades de población moderadamente por encima de la española tienen grados de soterramiento muy inferiores al nuestro.

Como aspecto a destacar indicar que en lo que se refiere a los índices de calidad el soterramiento aporta a nuestros vecinos por lo general una mayor regularidad en el suministro lo que podemos observar en el gráfico siguiente donde se representa el equivalente a nuestro **TIEPI**, o los tiempos de interrupción ponderados a la potencia instalada que se representa en función del grado de soterramiento, Pero también se aprecia que hay países con un grado de soterramiento menor de sus redes que obtienen resultados equivalentes a los nuestros y otros que obtienen un mayor rendimiento del mismo.



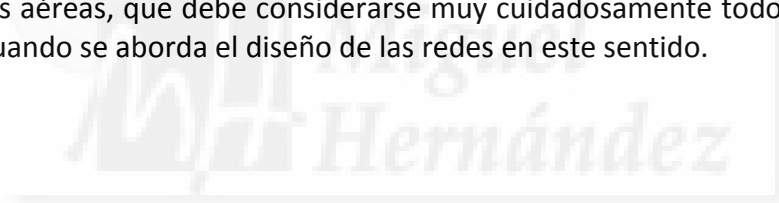
Gráfica 64. Statistical correlation between the percentage of underground cables in MV networks and "total SAIDI" (unplanned SAIDI including exceptional events plus planned SAIDI) averaged over 3 years, in Europe

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 65. Statistical correlation between the percentage of underground cables in MV networks and "total SAIDI" (unplanned SAIDI including exceptional events plus planned SAIDI), averaged over 3 years, without Austria, Estonia, Finland, Poland and Spain.

Debemos concluir que, como esperábamos, el soterramiento de las redes evita los inconvenientes propios de los fenómenos atmosféricos intempestivos pero, por sí solo, no conduce forzosamente a un aumento automático en la **Calidad del Suministro**. Es por ello y por los inconvenientes, de su coste, y de la pérdida de capacidad de transporte respecto a las aéreas, que debe considerarse muy cuidadosamente todos los aspectos implicados cuando se aborda el diseño de las redes en este sentido.



3.7.- EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Para poder hacer una visión comparativa del precio de la electricidad desde 1996 a la actualidad, solo podemos hacerla con los clientes que estén acogidos a la tarifa de último recurso o ahora precio voluntario del pequeño consumidor.^{LXXIX} Por tanto la comparativa la haremos en el mercado regulado y para consumidores pequeños, la otra opción es el mercado liberalizado, donde el precio es libre, y no corresponde a esta tesis doctoral evaluar los costes y márgenes comerciales de dichas empresas Comercializadoras.

3.7.1.- SITUACIÓN ACTUAL

Los **PVPC**^{LXXX} y la **TUR**^{LXXXI}, se encuentran regulados por la ley del sector eléctrico 24/2013 [29] en concreto el artículo 17 y en el Real Decreto 216/2014 [229].

Los **PVPC** son únicos en todo el territorio español, y son los precios máximos que pueden cobrar los comercializadores, que asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación.

El 30 de marzo de 2014 entró en vigor el **PVPC** con el Real Decreto 216/2014 [229], que es una nueva fórmula para determinar el coste de la energía, que sustituyó a la **TUR**. Este mecanismo de fijación de los precios ha venido, en parte motivado por la anulación de la **CNMC**^{LXXXII} de la subasta celebrada el 19 de diciembre de 2013 y que se cerró con una subida del coste de la energía del 26,5%. Este cambio regulatorio, afecta directamente a los usuarios o consumidores de energía del mercado regulado antigua **TUR** y a los del mercado libre indirectamente.

El término fijo de la **TUR** o ahora **PVPC**, no ha cambiado en su concepto, sigue siendo una contraprestación económica que se paga en función de la potencia contra-

^{LXXIX} Para menos de 10 kW, el usuario puede elegir entre el mercado regulado y el mercado libre. En el mercado libre no podemos comparar precios, ya que están sometidos a ofertas y demandas (precios libres).

^{LXXX} Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC).

^{LXXXI} Tarifa de Último Recurso (TUR).

^{LXXXII} Comisión Nacional del Mercado de la Competencia (CNMC).

tada. El otro parámetro es el término variable de la energía. Antes la cantidad monetaria, se establecía de manera trimestral a través de la subasta **CESUR**^{LXXXIII} y ahora se decide en el mercado mayorista POLL^{LXXXIV}.

Pero no existe posibilidad de que un usuario con un contador analógico de los convencionales, se pueda aprovechar de esas ventajas, si es que las hay^{LXXXV}, para que le facturen el consumo de electricidad en cada hora del día. Pero sí con los nuevos contadores inteligentes, que por ejemplo en la zona de levante están sustituyendo, bajo el nombre de proyecto STAR^{LXXXVI}. En concreto en la Comunidad Valenciana se comenzó hace unos años en la Provincia de Castellón, habiendo obtenido una mejora significativa en los **TIEPI** y **NIEPI** en esta provincia. Actualmente se están cambiando en diferentes zonas de la provincia de Alicante, y en la misma ciudad en la actualidad.

*“La compañía eléctrica Iberdrola registró en 2014 el mejor dato histórico de **Calidad de Suministro** eléctrico en la provincia de Alicante. La empresa mejoró un 19% respecto al año anterior, al situar su **TIEPI** acumulado (tiempo de interrupción equivalente a la potencia instalada) en 59,3 minutos, frente a los 72,9 minutos contabilizados en 2013. Este avance fue posible, según la compañía, gracias a las inversiones llevadas a cabo a lo largo de los últimos años en nuevas infraestructuras de distribución y en las labores de mantenimiento y renovación de las existentes.*

En 2014 se construyeron o ampliaron nuevas subestaciones como las de Dénia,

^{LXXXIII} De acuerdo a la ORDEN ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso, se asigna al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, directamente o a través de una filial, la organización y gestión de las subastas CESUR, así como las correspondientes liquidaciones, comunicación de las obligaciones de pago y derechos de cobro de los productos adjudicados y realizar el cálculo periódico de las finanzas y garantías. La entidad encargada de la gestión de las subastas de adquisiciones de energía eléctrica por parte de las comercializadoras de último recurso será como filial de OMEL, OMEL MERCADOS Agencia de Valores, S.A.U., en adelante OMEL MERCADOS. Es de aplicación a las adquisiciones de energía eléctrica por parte de las empresas comercializadoras de último recurso. La Comisión Nacional de Energía y la Comisión Nacional del Mercado de Valores son las entidades supervisoras de las mismas. Como parte de sus funciones, el administrador de la subasta dispone de este sitio Web donde publica toda la información de carácter no confidencial asociado a las subastas CESUR, incluyendo los requerimientos y guías de precalificación y calificación para participar en ellas. Asimismo, entre otros, se presenta la legislación de referencia, los enlaces a entidades relevantes en relación a estas subastas y los datos de contacto de OMEL MERCADOS AGENCIA DE VALORES S.A.U. para todos los temas relativos a las mismas.

^{LXXXIV} A partir del 1 de abril, los pequeños consumidores (con potencia menor a 10 kW) pueden seguir en el mercado regulado con el nuevo sistema para la fijación del (PVPC), sin necesidad de realizar gestión alguna por su parte. Este nuevo sistema, para la formación del precio al consumidor, tiene en cuenta el coste de producción de la energía eléctrica, los peajes y los costes de comercialización correspondientes. El coste de producción de energía eléctrica se determina en base al precio horario de los mercados diario e intradiario gestionados por OMIE durante el periodo al que corresponda la facturación. Adicionalmente, este coste incorporará otros procesos de gestión técnica del Operador del Sistema.

^{LXXXV} Ya que facturaran la media para el periodo de facturación.

^{LXXXVI} En España, IBERDROLA continúa con el Proyecto STAR (Sistema de Telegestión y Automatización de la Red), una ambiciosa iniciativa con el objetivo de transformar la tecnología en el campo de las redes inteligentes. El proyecto, ya desplegado en Castilla-La Mancha, Castilla y León, Extremadura, Comunidad de Madrid, País Vasco, Murcia, Navarra, La Rioja y la Comunidad Valenciana, permitirá sustituir 10,3 millones de contadores tradicionales por los nuevos equipos inteligentes y adaptar unos 80.000 centros de transformación, a los que se les incorporarán capacidades de telegestión, supervisión y automatización. En esta misma línea, se ejecuta el proyecto Bidelek-Sareak en el territorio de Vizcaya y el proyecto PRICE en el Corredor del Henares (Este de la Comunidad de Madrid y Guadalajara). Además de la iniciativa STAR se ha culminado el primer proyecto de redes inteligentes en Estados Unidos, que ha supuesto el despliegue de infraestructura de medición avanzada para 600.000 clientes residenciales, comerciales e industriales en el territorio donde distribuye electricidad en el estado de Maine. En la misma línea, ScottishPower está efectuando pruebas piloto de medición inteligente en diversas poblaciones.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

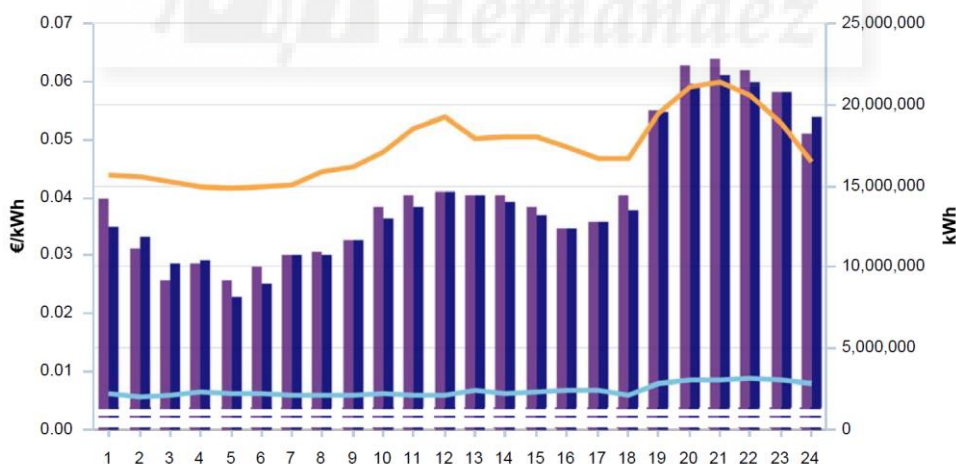
Novelda, Granja de Rocamora y Beneixama.

Además, Iberdrola continúa con el amplio despliegue de la red inteligente, en el marco del cual ya ha renovado más de 415.000 contadores y ha adaptado más de 1.600 centros de transformación. La empresa inició la expansión de la red inteligente simultáneamente en la Marina Alta, donde ya está implantada en Dénia, Xàbia, Ondara, Beniarbeig, El Verger, Els Poblets, Gata de Gorgos, Orba, Pedreguer y Pego, y en la comarca del Comtat, en las localidades de Muro de Alcoy y Cocentaina". [230]

Las **TUR** según en el artículo 17.3 de la Ley 24/2013 [29] del Sector Eléctrico, resultan de aplicación:

- a) A los consumidores que tengan la condición de vulnerables.
- b) A aquellos consumidores que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

El precio de la tarifa de último recurso que deberán pagar al comercializador de referencia los **consumidores vulnerables** por la electricidad consumida será el que resulte de aplicar al suministro, lo previsto para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor descontando un 25 por ciento en todos los términos que lo componen.



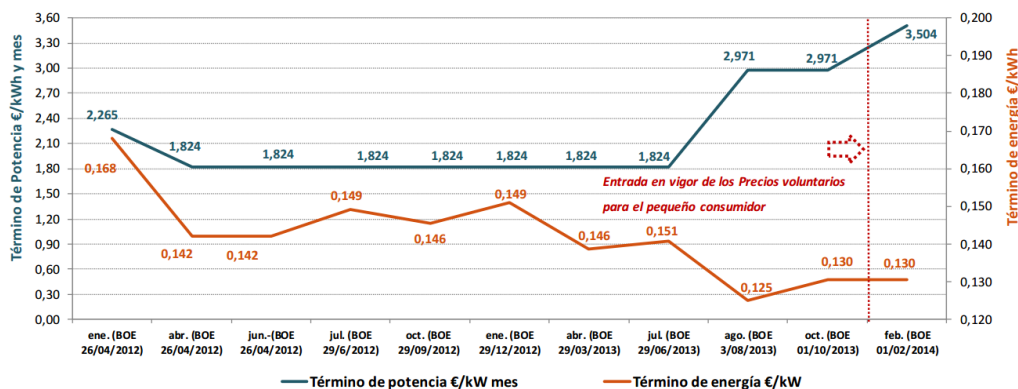
Gráfica 66. Precios y energías mercado español MD+MI1 (25/01/2015). Fuente OMEL.

Según datos del propio IDAE^{LXXXVII} los datos de los **PVPC** en cuanto al término de potencia han sufrido un importante aumento en los últimos meses. Sin embargo en el

^{LXXXVII} Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

término de energía, se ha conseguido un objetivo perseguido, el disminuir la contraprestación económica de los consumimos de energía eléctrica “*arma de doble filo*”. Ya que se dice en el argot coloquial “que es más barata la luz”, pero los costes fijos del término de potencia han incrementado Gráfica 67.



Gráfica 67. Evolución de los Precios Voluntarios para el pequeño consumidor Sin Discriminación Horaria. Fuente IDAE.

Otra figura que aparece con la nueva ley del sector eléctrico 24/2013 [29] y en el Real Decreto 216/2014 [229] es la figura de **consumidor vulnerable**. Para este tipo de consumidor, hay unas ventajas y unos derechos, es lo que se denominaba bono social, y deben de cumplir **todos** los siguientes requisitos:

- Hogares con una potencia contratada inferior a 3 kW y la vivienda sea declarada como habitual del solicitante.
- Familias con todos sus integrantes en desempleo: se considerarán en situación de desempleo aquellos solicitantes y miembros de la unidad familiar que, sin tener la condición de pensionista, no realicen ninguna actividad laboral por cuenta ajena o propia.
- Familias numerosas.
- Pensionistas con 60 o más años con una pensión mínima por jubilación, incapacidad permanente o viudedad.

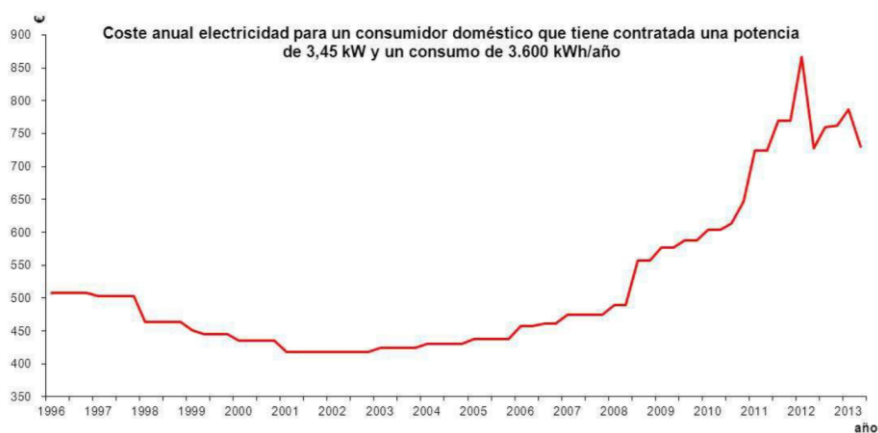
La evolución de las tarifas las vamos a dividir en los siguientes puntos.

3.7.2.- EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA UN CONSUMIDOR DOMÉSTICO

Desde el año 2006 se tomará en consideración la tarifa 2.0 para potencias ≤ 15 kW y desde enero de 2007 a junio de 2009 consideraremos la tarifa 2.0.2 con unas potencias comprendidas de $2,5 \text{ kW} < P \leq 5 \text{ kW}$. A partir del 1 de julio de 2009, aparecen las comercializadoras, y dejan los distribuidores de facturar la energía. En este momento aparecen las **TUR**, dado por la Ley 17/2007 [27], se declara el suministro eléctrico como suministro

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

universal tal y como marca la directiva 2003/54/CE [231] y aparece la **TUR** sin discriminación horaria.



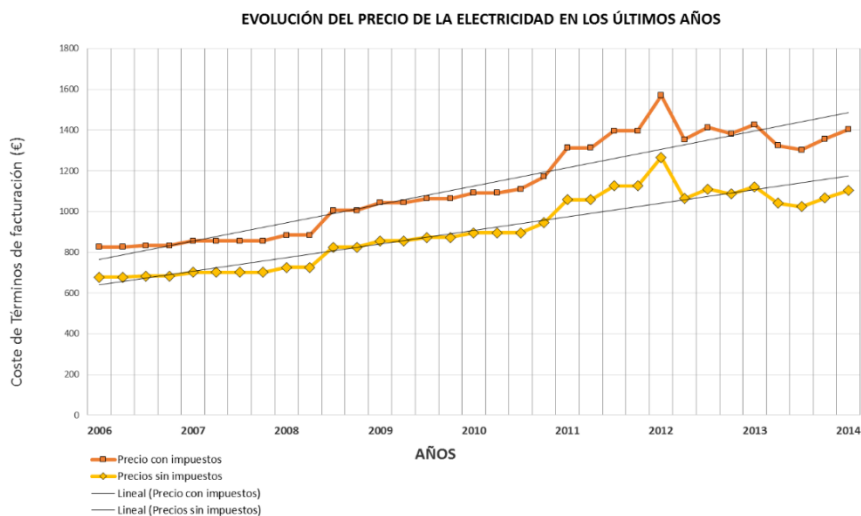
Gráfica 68. Evolución del coste anual, para un PVPC (1996-2013). Fuente: CNMC.

AÑO	PERIODO TRIMESTRE	TARIFA	TÉRMINO POTENCIA	TÉRMINO ENERGÍA	COSTE CONSUMIDOR			
			€/KW/MES	€/KWh/MES	Tp SIN IMPUESTOS (€)	Te SIN IMPUESTOS (€)	SIN IMPUESTOS (€)	CON IMPUESTOS (€)
2006	1º	2.0	1,52659000	0,08673000	105,33471	572,418	677,75271	826,3676132
	2º	2.0	1,52659000	0,08673000	105,33471	572,418	677,75271	826,3676132
	3º	2.0	1,53880000	0,08742000	106,1772	576,972	683,1492	832,947424
	4º	2.0	1,53880000	0,08742000	106,1772	576,972	683,1492	832,947424
2007	1º	2.0.2	1,58189000	0,08987000	109,15041	593,142	702,29241	856,2882805
	2º	2.0.2	1,58189000	0,08987000	109,15041	593,142	702,29241	856,2882805
	3º	2.0.2	1,58189000	0,08987000	109,15041	593,142	702,29241	856,2882805
	4º	2.0.2	1,58189000	0,08987000	109,15041	593,142	702,29241	856,2882805
2008	1º	2.0.2	1,63409000	0,09283000	112,75221	612,678	725,43021	884,4996447
	2º	2.0.2	1,63409000	0,09283000	112,75221	612,678	725,43021	884,4996447
	3º	2.0.2	1,63409000	0,10799000	112,75221	712,734	825,48621	1006,495524
	4º	2.0.2	1,63409000	0,10799000	112,75221	712,734	825,48621	1006,495524
2009	1º	2.0.2	1,64236000	0,11248000	113,32284	742,368	855,69084	1043,323305
	2º	2.0.2	1,64236000	0,11248000	113,32284	742,368	855,69084	1043,323305
	3º	TUR sin DH	1,67520000	0,11473000	115,5888	757,218	872,8068	1064,192384
	4º	TUR sin DH	1,67520000	0,11473000	115,5888	757,218	872,8068	1064,192384
2010	1º	TUR sin DH	1,71943000	0,11776000	118,64067	777,216	895,85667	1092,296537
	2º	TUR sin DH	1,71943000	0,11776000	118,64067	777,216	895,85667	1092,296537
	3º	TUR sin DH	1,71943000	0,11776000	118,64067	777,216	895,85667	1111,129236
	4º	TUR sin DH	1,71943000	0,12516000	118,64067	826,056	944,69667	1171,70539
2011	1º	TUR sin DH	1,71943000	0,14232000	118,64067	939,312	1057,95267	1312,176581
	2º	TUR sin DH	1,71943000	0,14232000	118,64067	939,312	1057,95267	1312,176581
	3º	TUR sin DH	1,71943000	0,15256000	118,64067	1006,896	1125,53667	1396,000881
	4º	TUR sin DH	1,71943000	0,15256000	118,64067	1006,896	1125,53667	1396,000881
2012	1º	TUR sin DH	2,26523000	0,16808000	156,30087	1109,328	1265,62887	1569,756956
	2º	TUR sin DH	1,82443000	0,14214000	125,88567	938,124	1064,00967	1353,240483
	3º	TUR sin DH	1,82443000	0,14920000	125,88567	984,72	1110,60567	1412,50272
	4º	TUR sin DH	1,82443000	0,14558000	125,88567	960,828	1086,71367	1382,116134
2013	1º	TUR sin DH	1,82443000	0,15094000	125,88567	996,204	1122,08967	1427,108427
	2º	TUR sin DH	1,82443000	0,13866000	125,88567	915,156	1041,04167	1324,029068
	3º	TUR sin DH	2,97078942	0,12410700	204,9844698	819,1062	1024,09067	1302,470261
	4º	TUR sin DH	2,97078942	0,13048500	204,9844698	861,201	1066,18547	1356,007732
2014	1º	TUR sin DH	3,50361883	0,13048500	241,7496995	861,201	1102,9507	1402,766891
	2º	PVPC	3,50361883	PVPC				
	3º	PVPC	3,50361883	PVPC				
	4º	PVPC	3,50361883	PVPC				
2015	1º	PVPC	3,50361883	PVPC				
	2º							
	3º							
	4º							

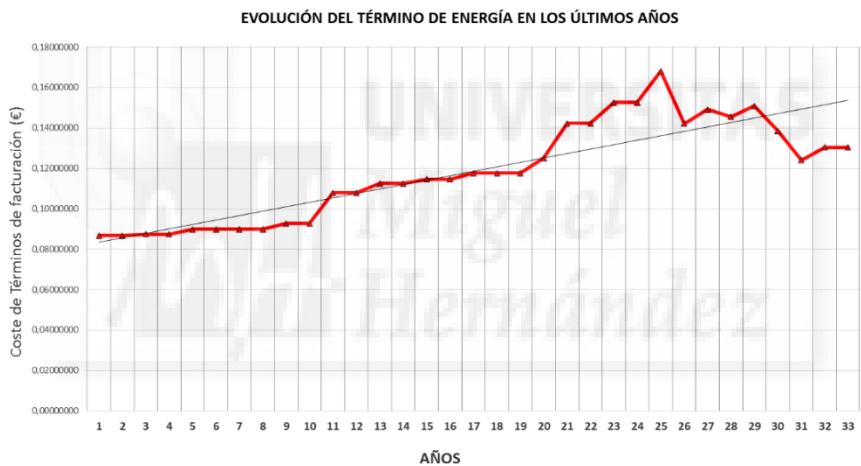
Tabla 20. Evolución de los precios de los términos de energía y de potencia en el periodo 1996-2015. Elaboración propia. Fuente

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

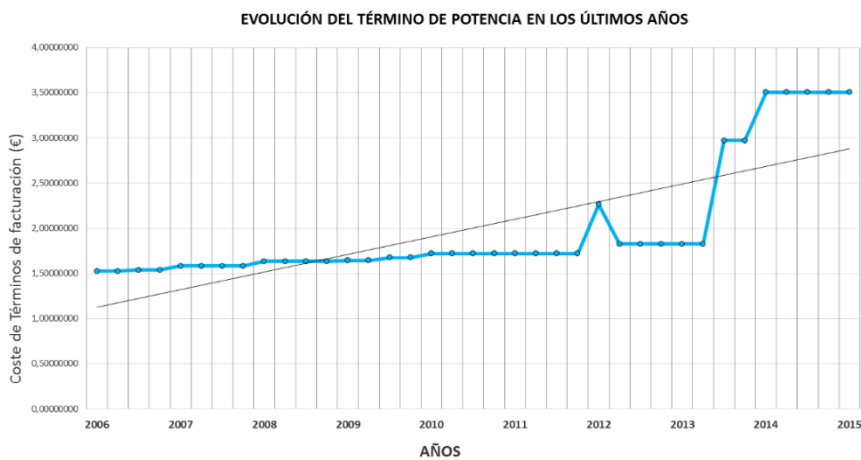
B.O.E.



Gráfica 69. Evolución del precio de la energía eléctrica en el periodo 2006-2014. Elaboración propia. Fuente B.O.E.



Gráfica 70. Evolución de los precios del término de energía en el periodo 1996-2015. Elaboración propia. Fuente B.O.E.



Gráfica 71. Evolución del precio del término de potencia en el periodo 1996-2015. Elaboración propia. Fuente B.O.E.

3.7.3.- PRECIO DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO (TUR) DESDE EL 1 DE OCTUBRE DE 2011 A LA ACTUALIDAD

El Real Decreto-Ley 6/2010 [232] [233] [234], de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, en su artículo 23, reforma la Ley 54/1997 [18], de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para incluir en el marco normativo de dicho sector un nuevo sujeto, los **gestores de cargas del sistema**. Éstos prestarán servicios de recarga de electricidad, necesarios para un rápido desarrollo del vehículo eléctrico como producto industrial de crecimiento e instrumento de ahorro y eficiencia energética y medioambiental.

El Real Decreto 647/2011 [235], de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, crea los peajes de acceso con una nueva modalidad de discriminación horaria que contempla el periodo supervalle. Por ello, en su disposición final primera, modifica la Orden ITC/1659/2009 [236], de 22 de junio, con el fin de incluir esta modalidad de discriminación horaria supervalle en la propia tarifa de último recurso, y realizar asimismo la adaptación necesaria en el procedimiento de cálculo del coste estimado de la energía.

Por ello, se hizo necesario establecer una nueva modalidad de discriminación horaria que contemplara este periodo en los peajes de acceso regulados en el Real Decreto 1164/2001 [237], de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en la Orden ITC/1723/2009 [238], de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial y en la Orden ITC/1659/2009 [236], de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

Como consecuencia de esta modalidad de tarifa, que hasta 10 kW se aplicaba a los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso (**TUR**), fue necesario incluir esta modalidad en la propia **TUR** y, por tanto, adaptar su procedimiento de cálculo modificando en estos términos la citada Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio [236].

El Auto de 20 de diciembre de 2011^{LXXXVIII} [239], dictado por la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo, y los Autos de 2 [240], 8 [241], 12 [242] y 15 [243] de marzo de 2012^{LXXXIX} [244] del Tribunal Supremo, obligaron

^{LXXXVIII} Auto de 20 de diciembre de 2011, dictado por la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por el que se suspende la eficacia del artículo 1, apartado 2 y la ejecutividad del artículo 5 de la Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso supervalle y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de octubre de 2011.

^{LXXXIX} Auto de 15 de marzo de 2012, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por el que se declara que, de modo cautelar y en tanto se dicte sentencia, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha de complementar la fijación de los peajes de acceso

a modificar las tarifas de último recurso desde el 1 de octubre de 2011 que ya habían sido publicadas.

La Resolución de 29 de septiembre de 2011^{XC} [245] establecía las tarifas de último recurso a aplicar en el cuarto trimestre de 2011. La Resolución de 30 de diciembre de 2011^{XCI} [246] establecía las tarifas de último recurso a utilizar en el primer trimestre de 2012, siendo corregida por la Resolución de 2 de febrero de 2012 [247] que establecía las tarifas de último recurso a usar en el periodo comprendido entre el 23 y el 31 de diciembre de 2011, ambos inclusive y en el primer trimestre de 2012. Todas estas Resoluciones fueron modificadas por la Resolución de 25 de abril de 2012 [248], de la Dirección General de Política Energética y Minas para cumplir los Autos dictados por el Tribunal Supremo.

La Resolución de 25 de abril de 2012 [248] [249] también fijaba las tarifas de último recurso aplicables en el periodo comprendido entre los días 1 de abril y 31 de mayo de 2012 y a partir del 1 de junio de 2012 [250].

La Orden IET/1491/2013 [251] establece los valores de las tarifas a partir del 3 de agosto de 2013 y corrige algunos errores de la Orden IET/221/2013 [252] y con la Resolución de 1 de agosto de 2013 [253], de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan las tarifas de último recurso.

Con el Real Decreto 216/2014 [254], de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor y las tarifas de último recurso se encuentran reguladas en el artículo 17 de la Ley 24/2013 [29], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este artículo se definen los precios voluntarios para el pequeño consumidor como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el párrafo f) del artículo 6 de la Ley 24/2013 [29], de 26 de diciembre, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación. Asimismo, se definen las tarifas de último recurso como aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores de acuerdo a lo dispuesto en la citada ley y su normativa de desarrollo. Estas tarifas de último recurso resultarán de aplicación a los consumidores que tengan la condición de vulnerables, y a aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de

establecidos por la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, que establece los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

^{XC} Precios del 1 de octubre 2011 al 22 de diciembre de 2011. Resolución de 29 de septiembre (B.O.E. 30-09-2011), modificada por la Resolución de 25 de abril de 2012. Precios del 23 de diciembre 2011 al 31 de diciembre de 2011. Resolución de 29 de septiembre (B.O.E. 30-09-2011), modificada por la Resolución de 2 de febrero de 2012.

^{XCI} Precios del 1 de enero 2012 al 31 de marzo de 2012. Resolución de 30 de diciembre (B.O.E. 31-12-2011), modificada por la Resolución de 25 de abril de 2012.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

3.7.4.- PRECIO DE TUR DESDE EL 1 DE JULIO DE 2009 HASTA EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2011

A partir del 1 de julio de 2009, la tarifa la venían facturando los distribuidores, que dejaron dicha actividad, para ser ejercida por los comercializadores en libre competencia, todo ello fruto de la directiva 2003/54/CE [231]. La Ley 54/1997 en su artículo 18 y con la Ley 17/2007 [27].

La Orden ITC/1659/2009 [255], establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica y desarrolló las previsiones del artículo 7 del Real Decreto 485/2009 [256], estableciendo la estructura de las tarifas de último recurso aplicables a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, y sus peajes de acceso correspondientes.

En la Orden ITC/1659/2009 [255] se determinó la estructura de la **TUR** así como el coste estimado de la energía, que se calculaba como suma del coste estimado en el mercado diario, el sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema, la prima por riesgo al que se encuentra sujeto el comercializador de último recurso de acuerdo con la política de compras de contratos y el pago por capacidad de generación correspondiente al consumo, y todo eso afectado de los coeficientes de pérdidas estándares establecidos en la normativa para elevar a barras de central el consumo leído en contador del consumidor.

3.7.5.- PRECIO DE LA TARIFA ELÉCTRICA DESDE EL 1 DE JULIO DE 2008 HASTA EL 30 DE JUNIO DE 2009

A partir del 1 de julio de 2008 se produjeron las siguientes modificaciones en las tarifas eléctricas:

- Se suprimen las tarifas generales de alta tensión y los suministros de energía con destino a riegos agrícolas o forestales, exclusivamente para la elevación y distribución del agua de propio consumo.
- Se suprimen las tarifas generales de alta tensión.
- Se suprime la tarifa horaria de potencia.
- Se crea la tarifa social (tarifa S) de aplicación a suministros domésticos en baja tensión contratados por personas físicas. Puede aplicarse solamente a la vivienda habitual y para una potencia contratada inferior a 3 kW.

3.7.6.- PRECIO DE LA TARIFA ELÉCTRICA DESDE EL 1 DE ENERO DE 2007 HASTA EL 30 DE JUNIO DE 2008 Y 2006

A partir del 1 de enero de 2007 se produjeron las siguientes modificaciones en las tarifas:

- Se sustituyen las tarifas 1.0 y 2.0 con discriminación horaria nocturna reguladas en el apartado 3.1.2 de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, por las siguientes modalidades, en función de la potencia contratada: 1.0, 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1.
- La tarifa de baja tensión 3.0 pasa a que se denomine 3.0.2. Las tarifas de baja tensión 3.0.2 y 4.0 sólo se aplicarán a consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.
- Se suprime la tarifa 4.0 definida en el apartado 3.1.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, que queda incorporada dentro de la tarifa general 3.0.2 para potencias superiores a 15 kW.



3.8.- EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

3.8.1.- INTRODUCCIÓN

La tarifa no es más que la retribución pagada por los consumidores finales en contraprestación por el suministro eléctrico recibido por los agentes del mercado eléctrico. Esta tarifa se fija en función de la **Calidad del Servicio** ofrecido por los operadores eléctricos (suministradores y comercializadores)^{XCII}, dado que debe ser suficiente para cubrir los costes incurridos por los mismos. Por ello, lo ideal sería la fijación de una tarifa igual al coste marginal de la prestación del servicio. Sin embargo, esto no es tan sencillo puesto que la información sobre el coste marginal queda oculta por las empresas con lo que el regulador ve dificultades en la fijación de la tarifa. **Pero, ¿quién es el responsable de la fijación de tarifas?**

La Directiva 2003/54/CE [23] [24] [25] [26], de 26 de junio, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE [45], establece que las autoridades reguladoras se encargarán de determinar o aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución. No obstante, los Estados miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano pertinente del Estado miembro, para que éste adopte una decisión formal, las tarifas o, al menos, las metodologías. De esta forma, será el Estado miembro, en este caso España, es quien establecerá, a través del regulador, el precio de las tarifas y su metodología. Todo ello bajo la premisa de que:

Los Estados miembros deben garantizar que los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas^{XCIII} tengan derecho a un suministro de electricidad de una calidad determinada a unos precios claramente comparables, transparentes y razonables”

Por tanto, será también cada Estado miembro quien habrá de controlar el cumplimiento de los objetivos y principios que se desarrollarán a continuación, en concreto, tendrán que alcanzar un compromiso entre eficiencia económica y no discriminación, en función de la legislación vigente.

La Ley 17/2007 [27], de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997 [18], de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, incorpora a nuestro ordenamiento aquellas previsiones contenidas en la Directiva 2003/54/CE [23] [24] [25] [26] que requieren una modificación de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 [18].

^{XCII} hay que analizar una serie de factores que nos permiten determinar el nivel de calidad ofrecido y en función del mismo establecer una tarifa.

^{XCIII} Se considerarán pequeñas empresas las que empleen menos de 50 empleados, y cuyo volumen de negocio no exceda de 10 millones de euros.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De esa modificación legal deriva un nuevo modelo, en el que la actividad de suministro a tarifa, tal como establecen el artículo 9. f) y la disposición adicional vigésimo cuarta de la citada Ley del Sector Eléctrico, deja de formar parte de la actividad de distribución, tal como exige la Directiva 2003/54/CE [23] [24] [25] [26] y el suministro pasa a ser ejercido en su totalidad por los comercializadores en libre competencia siendo los consumidores de electricidad quienes eligen libremente a su comercializador.

Otros cambios normativos introducidos en el sector eléctrico por esta Ley en relación con los sujetos de este mercado son:

- Productores: generan energía para consumo propio o a terceros. Desaparece la figura del autoproducer^{XCIV}.
- Comercializador de último recurso: se designa por el Gobierno entre los comercializadores.
- Consumidores directos en el mercado: aquellos que adquieren la energía directamente en el mercado de producción. Desaparece el concepto de consumidor cualificado.

Sin embargo, la Directiva 2003/54/CE [23] [24] [25] [26] quedó derogada por la Directiva 2009/72/CE [257] del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, e introduce nuevos preceptos para lograr una separación efectiva de las actividades de suministro y generación de las actividades de red. Los principales cambios se pueden sintetizar en los siguientes puntos:

- Refuerzo del papel de la autoridades reguladoras nacionales contemplando la creación de una única autoridad reguladora a escala nacional y funcionalmente independiente de cualquier otra entidad pública o privada.
- Refuerzo de las obligaciones de servicio público^{XCV}, incluyendo:
 - Acceso de los consumidores a sus datos de consumo.
 - Precios asociados.
 - Costes del servicio.
 - Información sobre la vía de resolución de conflicto.
- Profundización en los objetivos y funciones que contribuyan a garantizar

^{XCIV} Persona física o jurídica que genera electricidad fundamentalmente para su propio uso. En términos del Real Decreto 2818/1998 ello se traduce, en promedio anual, en un autoconsumo mínimo del: 30% de la energía eléctrica producida si la potencia de la instalación es inferior a 25 MW. 50% de la energía eléctrica producida si la potencia de la instalación es igual o superior a 25 MW.

^{XCV} Para ellos las administraciones competentes deben establecer puntos de contacto únicos en coordinación con la CNMC

la efectividad y aplicación de las medidas de protección de los consumidores, garantizando fundamentalmente el suministro de energía.

- Introducción del concepto de consumidor vulnerable, definiéndolo como aquellos que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen. Transitoriamente, hasta que dichas condiciones queden determinadas, se considerarán como tales aquellos que se encuadren dentro de la disposición transitoria segunda del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril [19], por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, es decir, los consumidores que tienen derecho al bono social.

Bien es cierto que la mayoría de las previsiones de esta nueva directiva ya están incorporadas en la legislación española. Es por ello que, solo respecto a aquellas disposiciones que supongan una modificación de la Ley 54/1997, se ha propuesto un Anteproyecto de Ley por el que se modifica la Ley 17/2007, de 27 de noviembre, del sector eléctrico para adaptarla a lo dispuesto en la directiva 2009/72/CE. [257]

3.8.2.- OBJETIVOS DE LA FIJACIÓN DE TARIFAS

La fijación de tarifas va encaminada a la consecución de unos objetivos generales. No obstante, no siempre es posible alcanzar todos ellos al mismo tiempo pues suponen llevar a cabo medidas muchas veces incompatibles entre ellas. Por ello, los objetivos enumerados a continuación deberán aplicarse caso por caso en atención al tipo de operador y el análisis de su estructura de coste y de inversiones, buscando finalmente el objetivo que mejor se adapte a dicho operador. En líneas generales, los objetivos buscados con la fijación de tarifas serían los siguientes:

- Eficiencia: las diversas tarifas deben reflejar los costes incurridos por los usuarios correspondientes y envíen señales económicas correctas para fomentar la eficiencia del suministro y la utilización de la electricidad en el corto y en largo plazo:
 - A corto plazo, eficiencia referida a la gestión de red: maximizar la capacidad disponible mediante una gestión adecuada para evitar la congestión de red.
 - A largo plazo, la eficiencia se manifiesta en forma de incentivos a la inversión, que debe ser la adecuada para alcanzar el nivel de calidad óptimo
- Neutralidad competitiva: Los precios deben evitar la discriminación entre los usuarios de la red.
- Garantía de suministro en condiciones competitivas: la aplicación de las

tarifas se hará de forma que garantice al consumidor final el suministro eléctrico y lo protegerá frente a posibles abusos en situaciones de falta de competencia.

- Garantía de recuperación de costes: Las tarifas deben ser suficientes para permitir recuperar los costes de las inversiones

Como hemos dicho, no siempre pueden alcanzarse todos los objetivos descritos simultáneamente. A título de ejemplo podríamos citar a una empresa cuyo objetivo principal sea maximizar su eficiencia económica. Para alcanzar tal objetivo podría establecer un sistema de tarifas en función de la elasticidad de los consumidores al precio de la electricidad^{XCVI}. Se calculará como el cociente entre los cambios relativos de la cantidad demandada y el precio. Para ello, será necesario disponer de información privada de los usuarios, en concreto, su función de utilidad y de coste. De ahí se derivarían lo que se conoce como “precios discriminatorios”, es decir, precios establecidos por las empresas con el objetivo de maximizar su eficiencia económica que tratan de forma diferente a usuarios con las mismas características objetivas externas (potencia contratada o energía consumida, por ejemplo), incumpliendo de esta manera el objetivo de la neutralidad competitiva y primando el de eficiencia económica.

3.8.3.- APLICACIÓN DE LOS INGRESOS OBTENIDOS EN LA TARIFA POR LAS EMPRESAS

3.8.3.1.- RETRIBUCIÓN

La retribución es un tema de suma importancia por las implicaciones que tiene en todos los aspectos relacionados con el suministro de energía. De ahí la necesidad de que el regulador haga uso de los mecanismos adecuados para llegar a la fijación de una retribución que se considere correcta. En líneas generales la retribución debe ser adecuada, es decir, el regulador tendrá que tener especialmente en cuenta:

- Los ingresos de las Distribuidoras, de forma que la retribución sea suficiente para cubrir los costes eficientes de inversión y operación y mantenimiento de las redes de distribución.
- El nivel de calidad del suministro, incentivando a las Distribuidoras a reducir pérdidas y a invertir en un suministro de calidad.

3.8.3.2.- SISTEMAS RETRIBUTIVOS

Se han dado dos grandes tendencias en cuanto a la regulación de la distribución:

^{XCVI} Se define como el grado de respuesta de un consumidor ante una modificación en las determinantes fundamentales del producto, en este caso particularmente en el precio.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Regulación tradicional: remuneración basada en costes reconocidos. Este era el caso del Marco Legal y Estable (MLE'87) vigente en España desde 1988 a 1997. Por este sistema se creaba un marco retributivo estable tanto para las distribuidoras (que tenían asegurada su remuneración) como para los clientes (garantizándoles unas tarifas relativamente estables), además de fomentar a que la calidad del suministro mejorara por un acuerdo tácito entre el regulador y las Distribuidoras. Sin embargo, esta regulación tomaba en consideración para la determinación de la remuneración las inversiones globales por el servicio ofrecido de las empresas. De esta forma, no se atendía a la eficiencia de las inversiones y con ello a disminuir los costes, tal solo se preocupaban de tener en cuenta la cantidad total, con lo que las redes tendían a estar sobredimensionadas y a ser poco eficientes.
- Regulación actual: remuneración basada en el servicio ofrecido. Por este sistema se incentiva la eficiencia económica y la reducción de costes a través de fórmulas de remuneración basadas en precios o ingresos máximos. Se fija la remuneración global de las Distribuidoras a lo largo de un periodo plurianual, con una revisión anual para ajustar la remuneración a las variaciones del mercado servido, al incremento del coste de la vida (IPC) y a las mejoras de eficiencia de las Distribuidoras (por lo que cualquier reducción de los costes y mejora en la eficiencia de las Distribuidoras se traduce en beneficios directos para ellas). El problema de esta regulación es que los beneficios que puede aportar a corto plazo llevan aparejado riesgos de mal servicio, ya que los incentivos para reducir los costes pueden llevar a posponer inversiones y descuidar la operación y mantenimiento de redes.

3.8.4.- PRINCIPIOS TARIFARIOS

La consecución de estos objetivos se hará siempre atendiendo y respetando los siguientes principios:

- Simplicidad y transparencia: debe reflejarse en una doble vertiente:
 - Por parte del regulador en cuanto a la definición de la metodología de determinación de tarifas, y en la publicación de procedimientos y de resultados.
 - Por parte de las empresas, se manifiesta en el deber de facilitar la

información relativa sus costes y operaciones para que el regulador pueda fijar una tarifa regulada suficiente para cubrir dichos costes.

- Falta de discriminación en la asignación de costes: a la misma utilización de la electricidad corresponda el mismo cargo, con independencia de la naturaleza del usuario o del uso final de la energía eléctrica.
- Estabilidad en la metodología empleada, que proporcione seguridad jurídica y posibilidad de planificar a medio y largo plazo a las empresas eléctricas y a los consumidores. Para ello, deben cumplirse los siguientes requisitos:
 - Metodología obtenida como resultado de un procedimiento preestablecido y sin apenas espacio alguno para la arbitrariedad del regulador
 - Procedimiento debe permanecer inalterado en lo posible, así como la estructura de tarifas y los métodos de asignación de costes acreditados a las tarifas.
- Actividad tarifaria, lo que permite analizar individualmente el impacto de cada uno de los conceptos de retribución sobre la tarifa. Como veremos más adelante, el cálculo correcto de la tarifa debe hacerse desde abajo y debe haber una concordancia entre la tarifa de acceso aplicable a los consumidores cualificados y la porción de la tarifa integral destinada a remunerar las actividades reguladas. El principio de aditividad tarifaria lleva al análisis individual de cada concepto de coste del sistema eléctrico y a su asignación a cada tipo de tarifa de acuerdo con el resto de los principios.
- Consistencia con el proceso de reestructuración y liberalización del sector eléctrico que tenga lugar en cada país, en particular en lo que respecta a la libre elección de suministrador por par e de una parte o de la totalidad de los consumidores.
- Tarifa regulada única. La tarifa regulada de energía es única en todo el territorio español a pesar de que la electricidad no sea un producto homogéneo y su precio dependa de dónde se consuma.

3.8.5.- TIPOS DE TARIFAS Y MODALIDADES DE SUMINISTRO ANTERIORES A LA LEY 24/2013

Desde que se produce la separación de actividades en actividades reguladas y en libre competencia, se hace imposible seguir con el sistema de tarifa única, apareciendo un nuevo concepto de tarifa formada por dos términos:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- **Tarifa de acceso:** fijada por el regulador y aplicable a todos los consumidores, con el fin de remunerar los costes de las actividades reguladas del sector:
 - Distribución y costes reconocidos de gestión comercial.
 - Transporte y operación del sistema.
 - Otros costes regulados que determine la autoridad reguladora.

- **Tarifa de energía:** componente del precio que se corresponde a la adquisición de la energía y a la actividad de comercialización. En principio, este componente no debería estar regulado puesto que los consumidores tienen libertad para elegir el suministrador, y por ello este precio debería fijarse por mutuo acuerdo entre ambas partes del contrato siguiendo las reglas del libre mercado. Incluye:
 - Coste de producción.
 - Comercialización.

Por tanto, en este sistema el consumidor pagará una tarifa regulada de acceso más el precio que acuerde con el comercializador seleccionado a su elección.

Sin embargo, había motivos para que la autoridad estableciera también una tarifa regulada de energía, que al sumarla a la tarifa de acceso conformara la **tarifa integral**. Esta modalidad de suministro venía a recoger unas tarifas reguladas “por defecto” que se erigían como garantes de uno de los principios básicos establecidos en la Ley 54/1997; que todo consumidor tenga siempre disponible suministro eléctrico a un precio regulado. Pese a la liberalización de este sector, la mayoría de países han mantenido estas tarifas para evitar posibles abusos ante situaciones de falta de competencia que podría llegar a darse en un mercado tan incierto y todavía inmaduro como es el eléctrico. Así, los consumidores que no quisieran entrar en el juego de la oferta y la demanda eligiendo un comercializador, optarían por esta modalidad y se les asignaría un comercializador por defecto a un precio regulado.

Con ello, tenemos que el regulador tendrá que fijar dos tipos de tarifas; la integral y la de acceso, siendo ambas únicas para todo el territorio español, con independencia de las particularidades económicas y geográficas de las redes en las distintas zonas en las que se ubican los consumidores.

Sin embargo, desde el 1 de Julio de 2010, esta tarifa ha desaparecido y ha sido sustituida por la **Tarifa De Último Recurso (TUR)**. Si el consumidor final no ha contratado

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

con anterioridad otro tipo de tarifa con una comercializadora, pasa de manera automática a la **TUR**. Esta tarifa la fija el Gobierno con un precio único para todos los consumidores que además podrá revisarlo cada 3 o 6 meses, y es el mismo para todas las Comercializadoras de Último Recurso (**CUR**).

La **TUR** será la opción adecuada para los consumidores que decidan mantenerse en el mercado regulado, en condiciones similares a las que establecía la tarifa integral. Sin embargo, pueden destacarse los siguientes cambios:

- El precio fijado por el Gobierno para la **TUR** supuso un incremento del 2% para el segundo semestre del 2009, sobre los precios anteriores al 1 de julio.
- Ya no se aplicarán los recargos del exceso de consumo a partir de 500 kWh en un mes, ni serán gratuitos los primeros 12,5 kWh de consumo en un mes.

SUMINISTRO REGULADO		SUMINISTRO COMPETITIVO	
TARIFA ÚLTIMO RECURSO	TARIFA DE ACCESO	TARIFA DE ENERGÍA	
Incluyen tanto el acceso a las redes (actividades reguladas en general) como la energía. Administradas por las empresas distribuidoras (incluyendo la compra de la energía).	Incluye el acceso a las redes (actividades reguladas en general) fijadas por el Gobierno y revisadas trimestralmente Administradas por las empresas distribuidoras – costes asumidos por el Sistema.	El consumidor contrata la energía de forma competitiva a las empresas comercializadoras.	

Tabla 21. Modalidades de tarifas regulatorias.

3.8.6.- APLICACIÓN DE LOS INGRESOS OBTENIDOS EN LA TARIFA POR LAS EMPRESAS

El “modelo ideal” que se ha configurado a través del sistema de tarifas sería el siguiente:

- Las empresas productoras de energía recibirán una tarifa al menos suficiente para recuperar los costes incurridos.
- Los consumidores finales serán los que soportarán esta tarifa pudiendo elegir entre distintas modalidades; una regulada y otra competitiva o de mercado.

Por este sistema las empresas de generación se verán incentivadas a invertir en su propio negocio a través de nuevos equipos de generación que supongan una mejora de la calidad de su producto y un mejor servicio, así como su subsistencia a largo plazo

La propia estabilidad de estas empresas que les proporciona “el colchón” de ingresos que supone la tarifa regulada para, cuanto menos, cubrir sus costes, repercute en la estabilidad de este mercado que, como fin último, consigue uno de los objetivos

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

básicos perseguidos por el regulador: la garantía de suministro.

Así, teóricamente, mediante este sistema se garantiza que las empresas eléctricas continúen con su actividad de forma que no pueda suceder nunca una situación de cese de sus actividades que pueda suponer insuficiencia de suministro ofertado en comparación con el demandado; es decir, una situación de escasez de oferta. Estas situaciones no pueden darse nunca en un mercado de equilibrio y mucho menos en uno tan delicado como el de la energía en el que la falta de oferta en su caso, falta de suministro eléctrico, llevaría a una situación precaria e inaceptable. Imaginemos, por ser extremistas, que por algún motivo la producción de electricidad no fuera suficiente para abastecer a todos los consumidores finales; tanto domésticos como industriales. La situación que nos viene a la mente nos representa tal caos que sólo se nos ocurre que podría pasar en una película americana de terror. La ausencia de luz en los hogares y alumbrado público, la imposibilidad de continuar con los procesos productivos, la falta de funcionamiento de sistemas de seguridad,... por no hablar de la imposibilidad de ver la televisión, algo totalmente inconcebible hoy en día. Desde luego, esta situación no podría darse en una sociedad tan avanzada como la nuestra, pero la tarea del regulador es establecer un sistema tan garantista que una situación así no pueda siquiera pasarse por nuestras cabezas.

Sin embargo, nada se dice ni se regula sobre la asignación y reparto de los ingresos obtenidos por las empresas en forma de tarifa. Una vez que se aprueba el valor de la tarifa regulada y esta es atribuida a las empresas, cada una de ellas es libre de utilizar estos ingresos (que ya forman parte del conjunto de sus ingresos como cualquier otro; como por ejemplo, ingresos por ventas) de la forma que quiera. Por ello, la idea muchas veces extendida por los políticos de que un aumento de la tarifa integral supone un aumento en las inversiones en nuevos equipos de generación por parte de las empresas y la repercusión consiguiente en la mejora de la calidad de los mismos, no tiene por qué ser verdad. Estas empresas podrían invertir incluso fuera del territorio español, salvo que el regulador y las empresas productoras pacten algún tipo de obligación al respecto.

Conocedor de esta situación, el regulador español ha establecido una serie de medidas para paliar esta situación. De ahí el establecimiento de una remuneración adicional estable de largo plazo a los generadores con el objetivo de incentivarles a instalar mayor capacidad. Una vez más es el consumidor final quien soporta este cargo adicional a través de un incremento en las tarifas de acceso e integral.

Por tanto, como hemos desarrollado con este razonamiento, la interacción de la oferta y la demanda en este mercado no lleva por sí sola al equilibrio. El regulador debe intervenir para garantizar que ese punto de equilibrio que proporciona la satisfacción de todos los agentes de este mercado pueda alcanzarse. Son muchas las razones por las que si se siguieran estrictamente las reglas del libre mercado en este ámbito no funcionarían. Entre ellas podemos citar la falta de madurez de la demanda o la aversión al riesgo de las empresas eléctricas, dada la poca experiencia de las mismas en mercados

liberalizados.

El “modelo ideal” que se ha configurado a través del sistema de tarifas sería el siguiente:

- Las empresas productoras de energía recibirán una tarifa al menos suficiente para recuperar los costes incurridos
- Los consumidores finales serán los que soportarán esta tarifa pudiendo elegir entre distintas modalidades; una regulada y otra competitiva o de mercado.
- Por este sistema las empresas de generación se verán incentivadas a invertir en su propio negocio a través de nuevos equipos de generación que supongan una mejora de la calidad de su producto y un mejor servicio, así como su subsistencia a largo plazo
- La propia estabilidad de estas empresas que les proporciona “el colchón” de ingresos que supone la tarifa regulada para, cuanto menos, cubrir sus costes, repercute en la estabilidad de este mercado que, como fin último, consigue uno de los objetivos básicos perseguidos por el regulador: la garantía de suministro.

Así, teóricamente, mediante este sistema se garantiza que las empresas eléctricas continúen con su actividad de forma que no pueda suceder nunca una situación de cese de sus actividades que pueda suponer insuficiencia de suministro ofertado en comparación con el demandado; es decir, una situación de escasez de oferta. Estas situaciones no pueden darse nunca en un mercado de equilibrio y mucho menos en uno tan delicado como el de la energía en el que la falta de oferta en su caso, falta de suministro eléctrico, llevaría a una situación precaria e inaceptable. Imaginemos, por ser extremistas, que por algún motivo la producción de electricidad no fuera suficiente para abastecer a todos los consumidores finales; tanto domésticos como industriales. La situación que nos viene a la mente nos representa tal caos que sólo se nos ocurre que podría pasar en una película americana de terror. La ausencia de luz en los hogares y alumbrado público, la imposibilidad de continuar con los procesos productivos, la falta de funcionamiento de sistemas de seguridad,... por no hablar de la imposibilidad de ver la televisión, algo totalmente inconcebible hoy en día. Desde luego, esta situación no podría darse en una sociedad tan avanzada como la nuestra, pero la tarea del regulador es establecer un sistema tan garantista que una situación así no pueda siquiera pasarse por nuestras cabezas.

Sin embargo, nada se dice ni se regula sobre la asignación y reparto de los ingresos obtenidos por las empresas en forma de tarifa. Una vez que se aprueba el valor de la tarifa regulada y esta es atribuida a las empresas, cada una de ellas es libre de utilizar estos ingresos (que ya forman parte del conjunto de sus ingresos como cualquier otro;

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

como por ejemplo, ingresos por ventas) de la forma que quiera. Por ello, la idea muchas veces extendida por los políticos de que un aumento de la tarifa integral supone un aumento en las inversiones en nuevos equipos de generación por parte de las empresas y la repercusión consiguiente en la mejora de la calidad de los mismos, no tiene por qué ser verdad. Estas empresas podrían invertir incluso fuera del territorio español, salvo que el regulador y las empresas productoras pacten algún tipo de obligación al respecto.

Conocedor de esta situación, el regulador español ha establecido una serie de medidas para paliar esta situación. De ahí el establecimiento de una remuneración adicional estable de largo plazo a los generadores con el objetivo de incentivarles a instalar mayor capacidad. Una vez más es el consumidor final quien soporta este cargo adicional a través de un incremento en las tarifas de acceso e integral.

Por tanto, como hemos desarrollado con este razonamiento, la interacción de la oferta y la demanda en este mercado no lleva por sí sola al equilibrio. El regulador debe intervenir para garantizar que ese punto de equilibrio que proporciona la satisfacción de todos los agentes de este mercado pueda alcanzarse. Son muchas las razones por las que si se siguieran estrictamente las reglas del libre mercado en este ámbito no funcionarían. Entre ellas podemos citar la falta de madurez de la demanda o la aversión al riesgo^{xcvii} de las empresas eléctricas, dada la poca experiencia de las mismas en mercados liberalizados.

3.8.7.- DISTRIBUCIÓN

La actividad de distribución, como ya comentamos en la primera parte de esta tesis doctoral, se encuadra en un régimen de monopolio natural^{xcviii}. Para evitar abusos de poder dada la posición dominante del distribuidor, el regulador interviene controlando los ingresos recibidos por el distribuidor fijando una remuneración que permita el desempeño adecuado y eficiente de la actividad. Para determinar dicha remuneración podían seguirse diversas metodologías^{xcix}, ninguna de ellas globalmente aceptada, dada la dificultad de su determinación como consecuencia del gran volumen de instalaciones existentes, lo que imposibilita en la práctica el llevar la cuenta completa de las inversiones individuales y el examinar la justificación de las decisiones de inversión.

El volumen de instalaciones a remunerar ha de estar estrechamente relacionado

^{xcvii} La aversión al riesgo es la importancia que le dan los agentes al riesgo, de forma que no se ven motivados a aceptar ofertas con mayor riesgo aunque ello suponga un aumento considerable en la rentabilidad, es decir, sería la preferencia por parte de un agente adverso al riesgo de una oferta con menos riesgo y menos rentabilidad a otra con mayor riesgo y también mayor rentabilidad. En el ámbito de las empresas eléctricas se manifestaría en la falta de incentivos suficientes para que estas empresas inviertan en plantas de generación que sólo vayan a usar ocasionalmente a no ser que tengan a largo plazo grandes expectativas de crecimiento, tan grandes como para soportar el riesgo inicial de la inversión.

^{xcviii} Un monopolio natural es un caso particular de los monopolios en el cual una empresa puede producir toda la producción del mercado con un coste menor que si hubiera varias empresas compitiendo.

^{xcix} Ejemplos de estas metodologías son: el coste de servicio, IPC-X, empresas modelo o interpolación estadística con un grupo de empresas de referencia

con el nivel de **Calidad de Servicio**. Por ello, un aumento en la tarifa debería suponer una mejora en la **Calidad del Servicio** ofrecido. Sin embargo, el regulador español establece una remuneración para la actividad de distribución independiente de la **Calidad del Servicio** y del volumen de inversiones y costes de operación y mantenimiento reales.

Conocedor de esta problemática, el legislador en la Ley 17/2007 establece que la actividad de suministro a tarifa deja de formar parte de la actividad de distribución el 1 de enero de 2009, con lo que actualmente no se rige por este sistema.

Para evitar imponer una carga administrativa y financiera desproporcionada a las pequeñas empresas de distribución tal como contempla la directiva, se exige a los pequeños distribuidores, de menos de 100.000 clientes, de los requisitos de separación legal y funcional de actividades.

A partir del 1 de enero de 2009 el suministro pasa a ser ejercido en su totalidad por los comercializadores en libre competencia, y son los consumidores de electricidad quienes eligen libremente a su suministrador. Así se mantiene el suministro a tarifa hasta el 1 de enero de 2009 y es a partir de esta fecha cuando se crean las tarifas de último recurso, que son precios máximos establecidos por la Administración para determinados consumidores, para quienes se concibe el suministro eléctrico como servicio universal, tal como contempla la Directiva. Esta actividad se realiza por las empresas comercializadoras a las que se imponga tal obligación, quienes deben llevar a cabo la actividad con separación de cuentas, diferenciada de la actividad de suministro libre.

3.8.8.- TRANSPORTE

El transporte también es un monopolio natural, lo que nos es obstáculo para la introducción de mecanismos competitivos en la realización de algunas tareas^c.

Sin embargo, a diferencia de la distribución, la actividad de transporte tienen un volumen de instalaciones reducido con lo que es posible llevar a cabo un inventario de activos físicos bastante preciso, lo cual facilita la labor del regulador a la hora de realizar una supervisión eficaz de los mismos y así establecer una remuneración concreta y adecuada.

3.8.9.- OTROS COSTES INCLUIDOS EN LA TARIFA ELÉCTRICA

En la tarifa eléctrica española se incluye un conjunto de costes, algunos de ellos ya mencionados, que las autoridades reguladoras consideran deben ser cubiertos por el consumidor eléctrico. Estos son:

^c Por ejemplo, la asignación por medio de subasta de la construcción de nuevas instalaciones.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Los costes de funcionamiento de instituciones como la Comisión Nacional de Energía y el Operador del Mercado.
- Costes de compensar al sector por el déficit de ingresos en la actividad de producción durante el proceso de transición a la competencia (CTC).
- Los costes derivados de la moratoria nuclear, del mantenimiento de un stock básico de uranio y de cobertura de los costes estimados para el tratamiento de los residuos nucleares.
- Los costes de promoción de la generación especial y los de apoyo al consumo de carbón nacional.
- Los costes de los contratos de interrumpibilidad y las compensaciones a los sistemas eléctricos de los territorios insulares y extra peninsulares con objeto de que la tarifa nacional sea uniforme.

Estos costes se repercuten a los consumidores a través de la tarifa de acceso y la tarifa integral regulada.

3.8.10.- FIJACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE TARIFAS Y ASIGNACIÓN DE COSTES ACREDITADOS

Tras la determinación del nivel tarifario, la siguiente etapa consiste en la fijación de la estructura de tarifas, esto es:

- Determinar la cantidad que ha de satisfacer cada cliente por tener suministro eléctrico
- Concretar cuáles son los conceptos por los que el consumidor final va a pagar cuánto ha de pagar por cada uno de ellos y cómo.

3.8.11.- DÉFICIT TARIFARIO

El déficit de tarifas es la diferencia entre el monto total recaudado por las **TUR** y tarifas de acceso (que fija la Administración y que pagan los consumidores por sus suministros regulados y competitivos, respectivamente) y los costes reales asociados a dichas tarifas (costes de adquisición de la energía para las **TUR**, de transportar, distribuir, subvencionar determinadas energías que según el Ordenamiento Jurídico están incluidos en las tarifas, etc.). Las diferencias entre la recaudación por **TUR** y de acceso y los costes reales de las mismas se originan básicamente de dos maneras:

- Errores de estimación: este error desaparecería a largo plazo puesto que los errores al alza se compensarían con los errores a la baja.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Decisiones regulatorias del Gobierno.

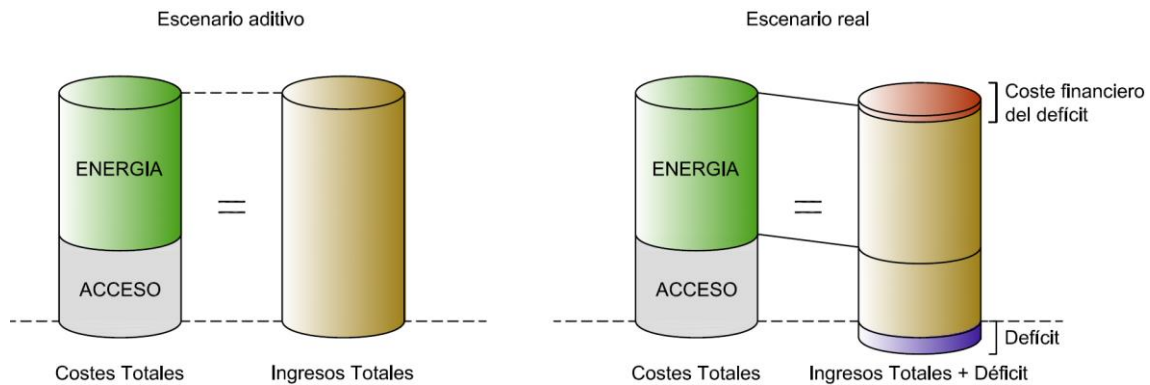


Figura 110. Referencia a los costes de la electricidad.

Por tanto, el origen del déficit tenemos que buscarlo en el ejercicio de previsión imprescindible en el proceso de fijación de las tarifas. La previsión se realiza sobre conceptos como:

- El coste de las actividades reguladas el coste de generación.
- La demanda prevista.
- La participación en el mercado.

El hecho de que el coste esperado sea menor al real o imprevistos en la demanda y su composición provocarán desvíos respecto a las previsiones de estos conceptos, desvíos que será necesario recuperar. De ahí que la solución a estos desvíos sea la recuperación del déficit durante una serie de años, incorporándose los costes financieros correspondientes.

El déficit no es otra cosa que una deuda del Sistema (es decir, de los consumidores) con las empresas que aportan la financiación del citado déficit. Por lo tanto, requiere recursos financieros para cubrir la diferencia entre los ingresos de las empresas y los pagos realizados por los consumidores presentes.

Hay que tener en cuenta que la repercusión del déficit tarifario en los presupuestos generales del Estado ha tenido tal incidencia que ha supuesto una modificación de los mismos para 2011^{ci} a través del Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Este texto legislativo establece que "... para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, el déficit de ingresos previsto en la disposición por la que se aprobaron los peajes de acceso correspondientes no será superior a 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 3.000 millones de euros y 1.500 millones de euros respectivamente."

^{ci} Modificación de la Ley 39/2010, de 22 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2011.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En los últimos días este ha sido un tema de mucha actualidad, y por ello han sido los representantes de algunas compañías eléctricas los que se han manifestado sobre este aspecto. En concreto, la compañía Endesa defendió en los medios de comunicación que la solución al problema del déficit tarifario venía por la liberalización del todo el sector eléctrico. Quedaría por analizar si este comentario no deja de ser un osada intervención o si ciertamente podría resultar beneficioso para todos los agentes intervinientes.

3.8.12.- ETAPAS BÁSICAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA TARIFA

- Determinación del nivel tarifario: hace referencia a los costes acreditados para cada una de las actividades que deben transferirse a la tarifa.
- Fijación de la estructura de tarifas.
- Asignación de los costes acreditados a cada una de las tarifas, obteniendo el precio de cada una de ellas.

3.8.13.- GENERACIÓN

Desde que se produjo la liberalización del sector eléctrico, la actividad de generación^{CII} funciona según las reglas de la libre competencia, es decir:

- Venderán su producción a precios de mercado
- Tomarán decisiones de inversión y explotación en función de su beneficio esperado
- No tienen obligación de suministro

3.8.14.- SUMINISTRO COMPETITIVO

El precio de la energía para los consumidores que ejerzan su derecho de cualificados no es fijado administrativamente por nadie: ellos mismos compran la energía directamente en el mercado spot^{CIII} o contratan libremente con alguno de los diversos tipos de comercializadores, y el precio resulta del mercado.

3.8.15.- SUMINISTRO REGULADO

^{CII} Nos referimos a la generación en régimen ordinario, es decir, toda generación que no emplee fuentes de energía renovables o cogeneración.

^{CIII} Es el mercado de precios horarios donde se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. En el mismo el precio de la energía eléctrica está definido en función del costo marginal.

Sin embargo, al existir, como ya hemos desarrollado, una tarifa regulada por defecto (tarifa integral), es decir, al existir consumidores sin capacidad de elección de suministrador, se deviene imprescindible la fijación del precio de mercado de la generación como componente de dicha tarifa. Para el cálculo de la tarifa integral y con ello la fijación de la misma en función de los costes incurridos por los suministradores, es fundamental conocer cuando les cuesta a las empresas suministradoras la recepción de la energía. Como dicho precio no está regulado, será preciso reflejar en la tarifa el coste de adquisición de la energía al precio de mercado.

Las tarifas se actualizan con frecuencia típicamente anual. Por ello, es necesario conocer este componente con anterioridad para poder introducirlo en la tarifa integral. Como no se puede conocer con exactitud el precio que tomará la energía en el próximo año, este tendrá que estimarse como un promedio anual o de bloques tarifarios.

Por tanto, será necesario realizar a posteriori un ajuste para adaptar ese valor estimado al valor real del precio de adquisición^{CIV}.

3.8.16.- COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA

La imposición de un nuevo régimen regulatorio ha supuesto para algunas empresas n pérdida de retribución importante. Por ello se ha reconocido a estas empresas el derecho a recibir una compensación económica por dicha pérdida.

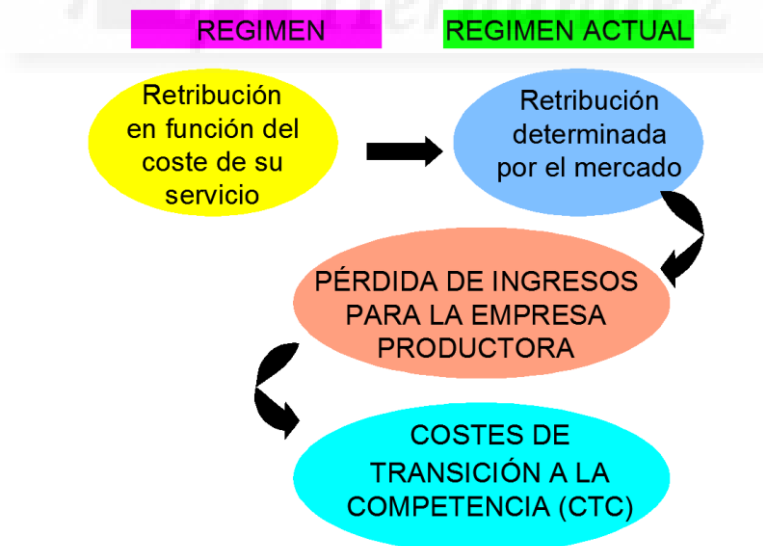


Figura 111. Retribución en función del coste de servicio

^{CIV} Este precio puede estar establecido en un mercado spot organizado o por medio de contrato, en función de la regulación del país en cuestión. En el caso de España, las compras de energía para su venta a consumidores a tarifa sólo pueden realizarse en el mercado spot organizado.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En España, para calcular este Coste de Transacción a la competencia (en adelante CTC) se aplica el procedimiento denominado “por diferencias” que, de forma simplificada, consiste en que el regulador fijará cada año el monto total (precio de mercado más CTC) a recuperar por la generación con derecho a percibir CTC, de forma que si el precio de mercado sube la retribución en concepto de CTC disminuye, permaneciendo igual el monto total a recuperar por el conjunto de esta generación (aunque no es exactamente así por cada empresa individual). De esta forma, el efecto sobre la tarifa integral es insensibilizarla en gran medida respecto al precio de mercado. Con ello se consigue:

- Eliminar la reticencia del regulador a dejar que un mercado tan concentrado^{CV} fije el precio de la energía a repercutir en la tarifa que el consumidor a tarifa integral regulada no perciba la señal económica del precio del mercado.
- Que para las empresas de generación con derecho a percibir CTC, el precio del mercado no sea la referencia que guíe sus decisiones comerciales de operación y de inversión.

En este punto volvería a surgir el problema del déficit tarifario cuando en un año determinado el monto anual fijado por el regulador no fuera suficiente para retribuir el precio de mercado de la energía.

3.8.17.- EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO.

La regulación existente en España hasta el 2009 venía considerando la capacidad de elección de suministrador sólo como una opción para el consumidor. Pero a partir del 1 de julio de 2009^{CVI} esta elección se convirtió en una obligación, dado que en esta fecha se suprimieron de manera definitiva las tarifas reguladas. En este momento se puso en marcha el esquema de Suministro de Último Recurso, mediante el cual aquellos consumidores que cumplieran con una serie de requisitos definidos en la normativa (en su gran mayoría consumidores domésticos) podrían contratar su electricidad con los Comercializadores de Último Recurso (CUR) pagando por la energía eléctrica consumida las Tarifas denominadas de Último Recurso (TUR).^{CVII}

^{CV} El mercado de generación de energía español está muy concentrado ya que existen empresas con gran disparidad de tamaños, generando Endesa e Iberdrola (las dos mayores empresas productoras en España) más de la mitad de la energía consumida en España. En este tipo de mercados, el precio de mercado no puede servir de referente fiable para la determinación de la tarifa.

^{CVI} El Real Decreto 485/2009 estableció el 1 de julio de 2009 como la fecha definitiva para la extinción de las tarifas integrales, regulando la puesta en marcha del esquema de suministro de último recurso.

^{CVII} En la actualidad pueden acogerse a la TUR aquellos consumidores conectados en baja tensión (esto es, con tensión inferior a 1000 voltios) y con potencia contratada igual o inferior a 10 kW (en la práctica, estos son la mayoría de los consumidores domésticos).

Las **TUR**, como contempla la Directiva 2003/54/CE [231], las define como “precios máximos establecidos por la Administración para determinados consumidores, para quienes se concibe el suministro eléctrico como servicio universal”. Las **TUR** son tarifas aditivas e incluyen en su cálculo tanto el coste de producción de la energía eléctrica como los peajes de acceso y los costes de comercialización que correspondan más otros costes ligados al suministros de energía.

Con la puesta en marcha del esquema de suministro de último recurso aparece la figura del Comercializador de Último Recurso (**CUR**)^{CVIII}, empresa encargada de suministrar energía eléctrica a los consumidores que se acojan a la **TUR**. De este modo, las distribuidoras pasan a tener como funciones la gestión y operación de las redes de distribución y otras actividades relacionadas con el suministro físico de energía a los clientes finales, como la instalación y gestión de los equipos de media, la gestión de nuevos suministros, etc.

3.8.18.- ESPECIFICIDADES DEL CASO ESPAÑOL

Los países que han llegado más lejos en la liberalización de sus mercados eléctricos, han terminado por abolir las tarifas por completo. Es el caso de los países nórdicos o el Reino Unido. En estos casos, el regulador considera que la competencia en el mercado es suficiente para garantizar que hasta los consumidores más vulnerables pueden acceder a un suministro eléctrico a precios competitivos, de modo que no es necesario protegerlos ofreciéndoles una tarifa por defecto. Si esto se tradujera a nuestro país, los más de 25 millones de consumidores existentes deberían pactar con los proveedores (en este caso con los comercializadores) sus contratos de suministro, sin ningún tipo de intervención administrativa.

En el caso español, sin embargo, el Gobierno ha optado por establecer de manera transitoria las salvaguardas necesarias para evitar que el paso de un sistema regulado a uno liberalizado pueda tener consecuencias adversas en algún colectivo. Para ello, haciendo uso de la habilitación por la Directiva a que los Gobiernos puedan imponer a las empresas obligaciones de servicio universal para ciertos colectivos (domésticos y pequeñas empresas) se establece una tarifa refugio, que se ha llamado Tarifa de Último Recurso y **PVPV**, e incluso dentro de ella se ha creado la figura del bono social, que beneficia de manera muy clara a unos 5 millones de hogares pertenecientes a los colectivos más vulnerables económicamente.

3.8.18.1.- TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO O TUR ANTES DE LA LEY 24/2013

^{CVIII} El Real Decreto 485/2009 estableció las empresas que actualmente operan como Comercializadoras de Último Recurso en todo el territorio nacional: a) Endesa Energía XXI, S.L., b) Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.S.U., c) Unión Fenosa Metra, S.L., d) Hidrocantábrico Energía Último Recurso, S.A.U., e) E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Pueden acogerse a ella los consumidores de baja tensión y cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW, lo que incluye prácticamente a todos los consumidores finales. El paso a la **TUR** se ha realizado de manera automática en la mayoría de los contratos.

Una vez acogido a la **TUR**, el consumidor puede solicitar en cualquier momento el cambio a otra comercializadora de **TUR** o al mercado libre. Para hacerlo, es necesario comunicar su intención al nuevo comercializador y firmar el nuevo contrato de suministro. La empresa contratada se encarga de todos los trámites del traslado. Cuando ya se ha realizado el cambio, ni el comercializador de último recurso original ni ninguna otra empresa comercializadora de su mismo grupo empresarial pueden realizar contraofertas al consumidor en el plazo de un año.

3.8.18.2.- EL BONO SOCIAL

El bono social fue una medida tomada de manera urgente por el Ministerio de Industria para congelar el precio de la electricidad desde el 1 de julio de 2009 hasta 2012 a los siguientes sectores:

- Personas que hubieran contratado menos de 3 kW de potencia en su vivienda habitual.
- Jubilados que recibieran pensión mínima o por incapacidad permanente y viudedad.
- Familias numerosas
- Familias con todos los miembros desempleados.
- El bono social se disfruta por períodos de dos años y para volver a beneficiarse de él debe acreditarse de nuevo que se cumplen los requisitos. Únicamente los clientes con contratos de suministro de potencia inferior a 3 kW están excluidos de esta condición, pues su inclusión en el bono social es automática.

Para solicitar el bono social había que enviar a la comercializadora de último recurso un correo ordinario, fax o correo electrónico, o personarse en las oficinas de la distribuidora (no de la comercializadora) junto con la acreditación de las circunstancias que dan derecho al bono.

3.8.18.3.- EL MERCADO LIBRE

Existe otra opción a la **TUR**: el mercado libre. En el mercado libre rige el principio de la oferta y la demanda. Durante el periodo de adaptación y reestructuración del mercado libre, las ofertas y planes que publicitan las comercializadoras para el consumidor

son escasas. La mayoría se vuelcan al principio en atraer a los grandes consumidores.

Sin embargo, a las comercializadoras también les interesa captar clientela entre el consumidor con potencia contratada inferior a 10 kW. Por eso, el usuario debe estar preparado para el actual momento en el que se están multiplicando las ofertas todos sufrimos a menudo “*los pesados comerciales de las eléctricas tocando a la puerta de nuestra casa*”, y entender en qué consiste el mercado eléctrico, qué complejidades plantea y cuáles son sus necesidades. Por último, es muy importante remarcar que el cambio de comercializadora es gratuito pero, en el mercado libre (en la **TUR** no ocurre) el consumidor se compromete a permanecer al menos un año con la empresa comercializadora que haya escogido. Se puede penalizar al consumidor si cambia a otra compañía antes de la fecha de fin del compromiso.

3.8.18.4.- LA TARIFA PVPC

La tarifa **PVPC** (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor) es la tarifa regulada por el gobierno que ofrecen las Comercializadoras de Referencia. Es la antigua Tarifa de Último Recurso (**TUR**) que antes ofrecían las Comercializadoras de Último Recurso (**CUR**), ahora llamadas Comercializadoras de Referencia. Existen dos opciones:

- **PVPC**, precio indexado al mercado mayorista. El precio de la energía depende del coste de la energía en el mercado mayorista diario, donde se fija el precio cada hora.
- Precio anual fijo. El precio es más estable, pero más alto.

Si el consumidor no ha elegido ninguna de las dos opciones y tenía la antigua **TUR**, se le habrá aplicado automáticamente el **PVPC** indexado al mercado.

Los precios en el mercado regulado vienen marcados por el Gobierno. Por el contrario, en el mercado libre son las empresas comercializadoras las que deciden los precios.

El consumidor puede elegir la compañía eléctrica que prefiera ya sea en el mercado libre o el regulado.

En el mercado regulado, la tarifa viene fijada por el Gobierno. Hasta el 1 de julio de 2014 ésta era la Tarifa de Último Recurso (**TUR**), que aplicaban las Comercializadoras de Último Recurso (**CUR**), las cinco grandes empresas eléctricas. Desde entonces, la **TUR** ha desaparecido y ha sido reemplazada por el **PVPC** (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor). Las **CUR** han pasado a llamarse Comercializadoras de Referencia y ofrecen dos opciones: el **PVPC**, con precios indexados al precio horario del mercado, y el precio Fijo, que mantiene el precio durante todo el año aunque con permanencia. Si como usuario no se ha solicitado lo contrario se le aplicará el **PVPC**, es decir, los precios indexados en

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

el mercado mayorista.

En el mercado libre, es la propia comercializadora que estipula los precios de sus tarifas, conjuntamente con las condiciones contractuales.



3.9.- LAS COOPERATIVAS ELÉCTRICAS ANTE EL NUEVO MARCO DE LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.9.1.- ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL COOPERATIVISMO

El cooperativismo, tiene sus orígenes, en la corriente de pensamiento liderada por Charles Fourier, Robert Owen, Henri de Saint-Simon, Pierre-Joseph Proudhon, Mikhail Bakunin y Peter Kropotkin [258] a mediados del siglo XIX.

En Gran Bretaña, a partir de 1827 surgieron más de trescientas cooperativas de consumo bajo el auspicio de Willian King, creándose en 1844 la Equitable Pioneers' Society de Rochdale uno de los más conocidos ejemplos de cooperativa.

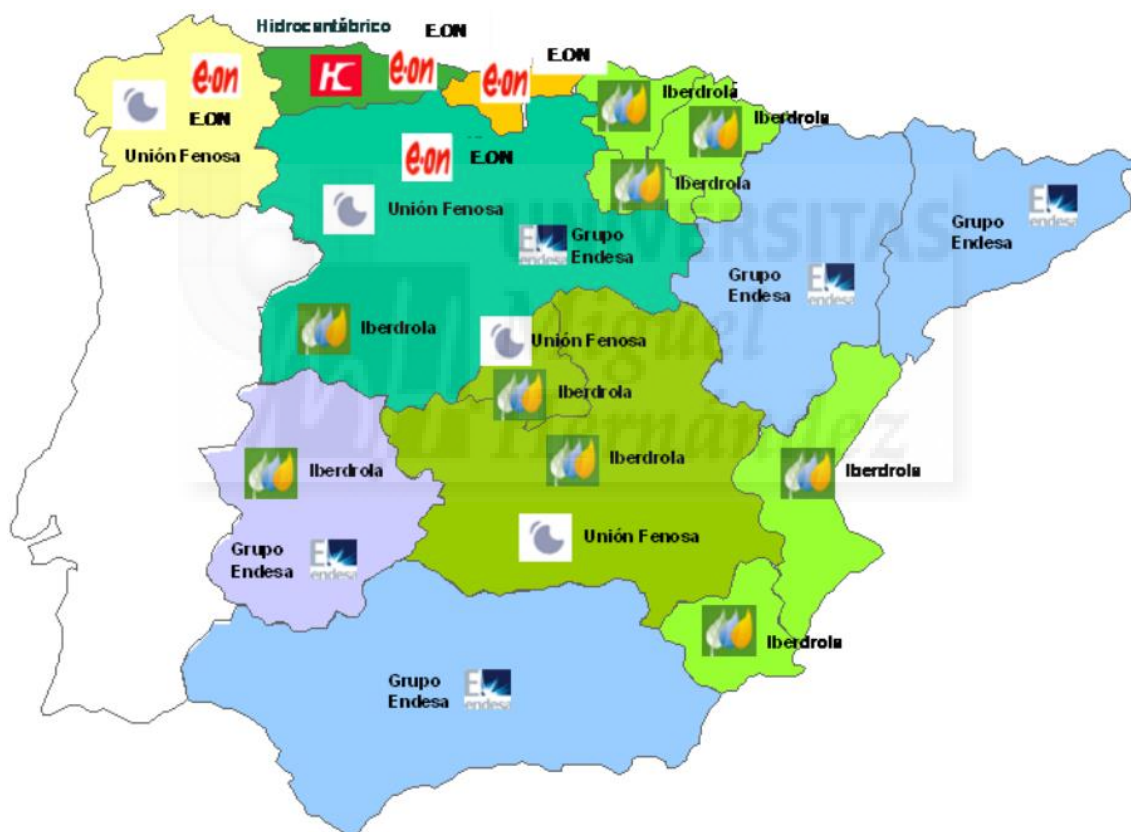


Figura 112. Reparto geográfico de monopolio natural de las 5 grandes distribuidoras en el estado español (2010). Fuente CNE [259].

El objetivo de las cooperativas de trabajo y producción era la concesión de préstamos, lo que exigía un tipo de organización específica y así se crearon las primeras en Francia por Charles Fourier en 1882 llamadas “falanges” y por Louis Blanc que en 1848 bajo la denominación de “talleres sociales”. En Alemania, las primeras cooperativas de crédito fueron ideadas por Friedrich W. Raiffeisen y por H. Schultze-Delitzsch, en 1847,

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

y tenían por objetivo facilitar crédito a los pequeños productores agrícolas y a los pequeños comerciantes urbanos.

Estas influencias llegaron a la España decimonónica de la mano principalmente de Francisco Pi i Margall que difundió en el ámbito nacional las ideas de Pierre Joseph Proudhon. Como consecuencia de esta dinámica, entre 1840 y 1890 surgieron importantes tentativas de instaurar cooperativas. Algunas de estas experiencias tuvieron lugar antes del reconocimiento legal del derecho de asociación en 1869, y otras antes de la promulgación de Ley de Asociaciones de 1887, que reguló este derecho.

Entre las experiencias más representativas en nuestro país se encuentran la Asociación de Tejedores de Barcelona creada en 1840, y la creada posteriormente Cooperativa Proletaria de Valencia en 1856, aunque posteriormente fue transformada en una cooperativa de producción textil. También tenemos que resaltar la Cooperativa El Compañerismo, fundada por los obreros ferroviarios de Valencia en el mismo año. En Madrid La Fernandina fundadas en 1864 y La Abnegación en Jerez el mismo año.

3.9.2.- ANTECEDENTES DEL COOPERATIVISMO EN LA LEGISLACIÓN ESPAÑOLA

La protección constitucional al derecho de asociación se introdujo por primera vez en nuestro sistema jurídico tras las conmociones sociales y jurídicas de 1868 junto con el derecho de sufragio universal lo que su puso una de las grandes conquistas del movimiento democrático europeo del siglo XIX.



Figura 113. Gaceta de Madrid, publicación de 7 de junio de 1869.

Se recogió en el artículo 17 de la Constitución de 1869 [260], la segunda constitución progresista después de la de 1812 [261], tuvo como objetivo proteger el derecho de asociación junto con el de reunión. Con un claro matiz liberal, esta Constitución concebía el asociacionismo como un derecho "natural", que nace de la autonomía y de la voluntad del individuo quedando fuera del control estatal. Así se mantuvo hasta el 10 de enero de 1874 fecha en la que el General Francisco Serrano dictó un Decreto por el que se ilegalizaban las asociaciones obreras y políticas.

En la Constitución de 1876 [262], volvió a reconocerse el derecho de asociación en su artículo 13 y en el artículo 14 establecía sus límites en los "derechos de la Nación" y "los atributos esenciales del Poder público". Se configuran como derechos otorgados

por el Estado ante ellos la autoridad competente tiene reservadas amplias competencias.

En este momento es cuando se promulgó el 30 de junio de 1887 [263] la Ley de Asociaciones regulando todo tipo de asociaciones religiosas, políticas, científicas, artísticas, benéficas o cualesquiera otras sin ánimo de lucro. No condicionaba su formación a la concurrencia de un número mínimo de miembros, no describía los órganos que debían conformarla y ni siquiera delimitaba de forma precisa los fines que habrían de cumplir.

La fijación de todos estos elementos debía quedar sometida al libre arbitrio de los socios. Tampoco estaban establecidos la forma o el procedimiento que habría de seguir una asociación para obtener personalidad jurídica, ni mucho menos una vinculación expresa entre ésta y la inscripción como asociación.

No obstante el intervencionismo estatal seguía existiendo, reflejándose por ejemplo en la obligatoriedad de presentar, ante el gobernador de la provincia y antes de constituirse, los estatutos de la pretendida asociación, en los que deberían ser recogidos obligatoriamente:

"a) el domicilio, la denominación, nunca coincidente con otra previamente registrada y el objeto de la asociación; b) su forma de administración o gobierno; c) los recursos con los que contaría y la aplicación que habría de darse a dichos fondos en el caso de disolución."

Además, las asociaciones debían comunicar, con veinticuatro horas de antelación, el lugar y la fecha de las reuniones; la autoridad gubernativa controlaba el domicilio o lugar de reunión de cualquier asociación y podía ordenar su suspensión; pero sólo la autoridad judicial podía decretar su disolución. Aunque, como hemos visto, se trataba de una libertad asociativa mediatizada por la intervención de la burocracia gubernamental, la Ley de 30 de junio de 1887 [263] constituyó un estímulo para la creación de asociaciones y cooperativas. Representó, un primer intento de someter a las cooperativas de producción, de consumo y de crédito a los preceptos legales, y su promulgación estimuló la institución de numerosas asociaciones y cooperativas para diferentes fines tanto en áreas urbanas como en rurales.

3.9.2.1.- LA CONSTITUCIÓN ESPAÑOLA Y COOPERATIVAS

Art. 17. Tampoco podrá ser privado ningún español:
Del derecho de emitir libremente sus ideas y opiniones, ya de palabra, ya por escrito, valiéndose de la imprenta ó de otro procedimiento semejante.
Del derecho de reunirse pacíficamente.
Del derecho de asociarse para todos los fines de la vida humana que no sean contrarios á la moral pública; y por último.
Del derecho de dirigir peticiones individual ó colectivamente á las Cortes, al Rey y á las Autoridades.
Art. 18. Toda reunion pública estará sujeta á las disposiciones generales de policia. Las reuniones al aire libre y las manifestaciones políticas sólo podrán celebrarse de dia.
Art. 19. A toda asociacion cuyos individuos delinquieren por los medios que la misma les proporcione podrá imponersele la pena de disolucion.
La Autoridad gubernativa podrá suspender la asociacion que delinca, sometiendo incontinenti á los reos al Juez competente.
Toda asociacion cuyo objeto ó cuyos medios comprometan la seguridad del Estado podrá ser disuelta por una ley.
Art. 20. El derecho de peticion no podrá ejercerse colectivamente por ninguna clase de fuerza armada.
Tampoco podrán ejercerlo individualmente los que forman parte de una fuerza armada sino con arreglo á las leyes de su instituto en cuanto tenga relacion con esto.
Art. 21. La Nación se obliga á mantener el culto y los ministros de la religion católica.
El ejercicio público ó privado de cual-

Figura 114. Primeros artículos de la constitución del 1869.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Constitución Española de 1978 [264] se encuadra, como establece su artículo primero entre las constituciones propias de un Estado Social. Ello implica, entre otras cuestiones, que en el texto fundamental se encomiende a los distintos poderes públicos, dentro de sus respectivas competencias, la consecución de una serie de fines de marcado carácter social. Se trata de un conjunto de objetivos que persiguen el progreso social, el incremento de la calidad de vida y el bienestar de todos los ciudadanos, prestando una especial protección de los sectores sociales más desfavorecidos. En este contexto se incardina lo establecido en el art. 129.2 CE respecto a las sociedades cooperativas.

3.9.2.2.- PROTECCIÓN CONSTITUCIONAL Y EL FOMENTO A LAS COOPERATIVAS

La Constitución establece en el apartado 2º del art. 129 que *“los poderes públicos (...) fomentarán, mediante una legislación adecuada, las sociedades cooperativas”*.

Debemos adoptar el concepto más amplio posible del término *“fomento”*, no limitándolo, al mero fomento administrativo, puesto que la Constitución encomienda la promoción de las cooperativas a todos los poderes públicos, y no únicamente a las Administraciones públicas.

Las sociedades cooperativas son las únicas sociedades mercantiles, o si se prefiere, personas jurídicas dedicadas a actividades económicas a las que se refiere la Constitución, encomendando expresamente su promoción. La Constitución ampara la existencia y funcionamiento de distintas entidades, dotadas todas ellas de personalidad jurídica propia, y les otorga su protección justificándola en los intereses públicos o sociales que tales entidades representan o persiguen.

El artículo 129 forma parte del Título VII de la Constitución, bajo el epígrafe de *“Economía y Hacienda”*. Por tanto, el análisis del precepto ha de realizarse bajo la óptica de los principios constitucionales de carácter económico, es decir, como parte integrante de la denominada Constitución Económica. Desde este punto de vista entendemos que la Constitución aborda el fenómeno cooperativista como una manifestación económica, concibiendo las cooperativas como actividad empresarial. La propia utilización de la expresión *“sociedades cooperativas”* frente a la más simple y generalizada de *“cooperativas”* parece responder a esta filosofía.

Por otra parte, si analizamos el marco en que se sitúa la referencia constitucional a las cooperativas, observaremos que en el art. 129 se prevé: la participación de los interesados en la Seguridad Social (a través de las mutualidades), la participación de los interesados en la actividad de los organismos públicos directamente relacionados con la calidad de vida o el bienestar general, la promoción de las distintas formas de participación (de los trabajadores) en la empresa, el acceso de los trabajadores a la propiedad de los medios de producción y el fomento de las sociedades cooperativas.

Todas estas previsiones tienen dos aspectos en común: por un lado, se insertan entre las previsiones sociales que la Constitución establece como propias de un Estado Social, y por otro, responden al principio general de participación. En definitiva, tienen un evidente carácter social: el favorecimiento de grupos sociales precisados de una mayor protección pública en aras a la consecución de una mayor igualdad y tutela frente a los desequilibrios que provoca el funcionamiento de la economía de mercado.

A este marcado carácter social de las sociedades cooperativas que las hacen en sí mismas merecedoras, de protección constitucional, ha de añadirse otra justificación no menos importante. Nos referimos a la idoneidad de las cooperativas para coadyuvar a alcanzar la efectividad de un gran número de derechos y principios constitucionales, que los poderes públicos difícilmente pueden garantizar en toda su extensión y plenitud.

La Constitución establece el derecho a una vivienda digna y adecuada (Art. 47 **CE**), mediante la creación de cooperativas de viviendas; la defensa de los consumidores y usuarios (Art. 51 **CE**) a través de las cooperativas de consumidores y usuarios; facilitar la materialización y generalización del derecho a la educación mediante las cooperativas de enseñanza; el acceso de los trabajadores a los medios de producción (Art. 129 **CE**), así como facilitar el ejercicio del derecho al trabajo (Art. 35 **CE**) y la consecución del pleno empleo (Art. 40,1 **CE**), a través de las cooperativas de trabajo asociado; o la existencia de cooperativas de interés social dedicadas a la promoción y plena integración social y/o laboral de los ciudadanos y, en particular, respecto a la infancia (Art. 39,4 **CE**) y juventud (Art. 48 **CE**), asistencia a discapacitados (Art. 49 **CE**), tercera edad (Art. 50 **CE**), minorías, refugiados, etc.; o las cooperativas sanitarias que colaboran en la realización del derecho a la salud (Art. 43 **CE**); etc. [265].

Por lo que se refiere al fomento "mediante una legislación adecuada de las sociedades cooperativas" la normativa básica en la actualidad viene determinada por la Ley 27/1999 [266], de 16 de julio, de Cooperativas, su antecesora fue la Ley de cooperativas de 2 de abril de 1987. En estas leyes se reconoce el valor de estas formas empresariales en orden a lograr una más activa integración de los ciudadanos en los distintos sectores de la actividad económica del país (electricidad, consumo, crédito, vivienda, trabajo, etc.).

3.9.3.- LAS COOPERATIVAS DE ELECTRICIDAD EN EL ESTADO ESPAÑOL

Las primeras empresas importantes que produjeron fluido eléctrico en España no eran cooperativas, sino sociedades anónimas como la Sociedad Española de Electricidad de Barcelona, la Matritense de Electricidad (Madrid) y la Compañía Sevillana de Electricidad fundadas en 1881, 1883 y 1894 respectivamente, pero después de la aprobación de la Ley de Asociaciones, las cooperativas también pasaron a formar parte de este sector económico, y en algunas ciudades como Madrid, Barcelona y Valencia tuvieron un papel fundamental en la producción y distribución de electricidad.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La primera generación de cooperativas de electricidad surgió a finales del XIX e inicios del siglo XX. Entre ellas, se encontraba en Cádiz la Cooperativa Gaditana de Gas S. A. (1898); en La Coruña la Cooperativa Eléctrica Coruñesa (1901); en Bilbao la Cooperativa Eléctrica (1903); y en Jerez de la Frontera la Cooperativa de Jerez de la Frontera (1913).



Figura 115. Pequeñas empresas distribuidoras. Fuente CNE [259].

En Andalucía y Badajoz operaron entre 1880 y 1967 nueve cooperativas de fluido eléctrico. Además de la Cooperativa Gaditana de Gas S.A. y de la Cooperativa de Jerez de la Frontera, existieron la Cooperativa Eléctrica de Montillana (1900), la Cooperativa Eléctrica de Alzona (1908), la Cooperativa Eléctrica de Cortegana (1920), la Cooperativa Eléctrica de Belmez (1921), la Cooperativa Eléctrica Onubense (1921), la Cooperativa Eléctrica San Lorenzo (1925) y la Cooperativa Eléctrica Mora (1943).

Al final de la primera década del siglo XX se instituyó en Madrid, la Cooperativa Eléctrica de Madrid (1909), después Cooperativa Electra de Madrid (1910), y en la tercera década se crearon otras importantes cooperativas, como la Cooperativa de Fluido

Eléctrico de Barcelona (1920-21) la Cooperativa Valenciana de Electricidad (1922) y la Cooperativa Popular Eléctrica (1923) también en Valencia. Como vemos llegaron a ser casi 200 en todo el territorio español.

3.9.4.- LAS DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

El cooperativismo es la fórmula que han encontrado las Comunidades Autónomas con raíces históricas para intentar luchar contra el poderoso oligopolio eléctrico que domina el sector. Unas cooperativas eléctricas que han resistido durante mucho tiempo y que con la nueva reforma se ven muy amenazadas. El territorio valenciano actualmente cuenta con 16 cooperativas eléctricas de las 21 que hay en el resto del país, siendo la comunidad autónoma donde más hay, según datos de la Federación de Cooperativas Eléctricas de la Comunidad Valenciana.

Estas están repartidas entre las tres provincias, con mayor presencia en la provincia de Valencia que cuenta con nueve, por las cinco que tiene Alicante y las dos de Castellón. Además, hay otras cooperativas eléctricas en la Comunidad que no están de momento agrupadas en la federación como es la delegación valenciana de Som Energía.



Figura 116. Central hidroeléctrica de Calasparra, propiedad de la Cooperativa de Crevillente. Foto cedida 1965.



Fotografía 35. Central hidroeléctrica de Calasparra 2014. Fuente propia.

Las cooperativas más grandes son las de los municipios de Crevillente, Callosa de Segura y Alginet. Las más antiguas son las de Museros (1913) y Vinalesa (1911). Pero también Algimia de Alfara, Catral, Biar, Callosa de Segura, Castellar, Guadassuar, Alginet, Chera, Sot de Chera, Vinalesa, Meliana, Museros, Almenara y El Serrallo (Castellón). Estas cooperativas -algunas con alto porcentaje de renovables- venden la electricidad entre un 15 y un 30% por de-

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

bajo que las compañías convencionales. Y cada vez más tienden a invertir en instalaciones renovables o de cogeneración (como las cooperativas de nueva planta). El caso más destacado es la de San Francisco de Asís (que ha derivado en el actual grupo **ENERCOOP**).

La gran presencia de cooperativas en nuestro mapa autonómico, respecto al resto de comunidades, tiene una explicación histórica. A principios del siglo XX, la electricidad era de difícil acceso en ámbitos rurales debido a que las grandes eléctricas de la época no les resultaba económicamente rentable invertir en instalaciones necesarias. Como consecuencia de ello, se crearon cooperativas eléctricas constituidas por socios de núcleos de población rural para superar esta situación y poder impulsar el desarrollo de las poblaciones. A mediados de siglo, ya existían 2000 cooperativas en territorio nacional, pero fue el momento donde las empresas eléctricas más potentes absorbieron las cooperativas.



COOPERATIVA EN ETAPA 1975

Figura 117. Fotografía cedida por la Cooperativa eléctrica de Crevillente. 1975.

En 1974, con la Ley General de Cooperativas [267], se recogieron varias demandas del sector como las ser consideradas mayoristas y consumidoras directas o poder aplicar la tarifa de distribuidor, hechos que ayudaron a consolidar aquellas que mejor habían resistido. Donde más aguantaron: en nuestro territorio. Han sobrevivido aquellas que han querido y han sabido superar los desafíos a que les ha sometido no solo el paso del tiempo, sino también los grandes grupos de presión y los avatares políticos. No obstante, todas las cooperativas que actualmente existen en la Comunidad Valenciana no se fundaron al principio del siglo XX. Hay cooperativas de creación muy reciente como **SENEO** (Ontinyent) que se fundó a principios de este año o Som Energía Valencia. Esta última, fue creada en 2010 en Catalunya y cuenta con una delegación en Valencia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

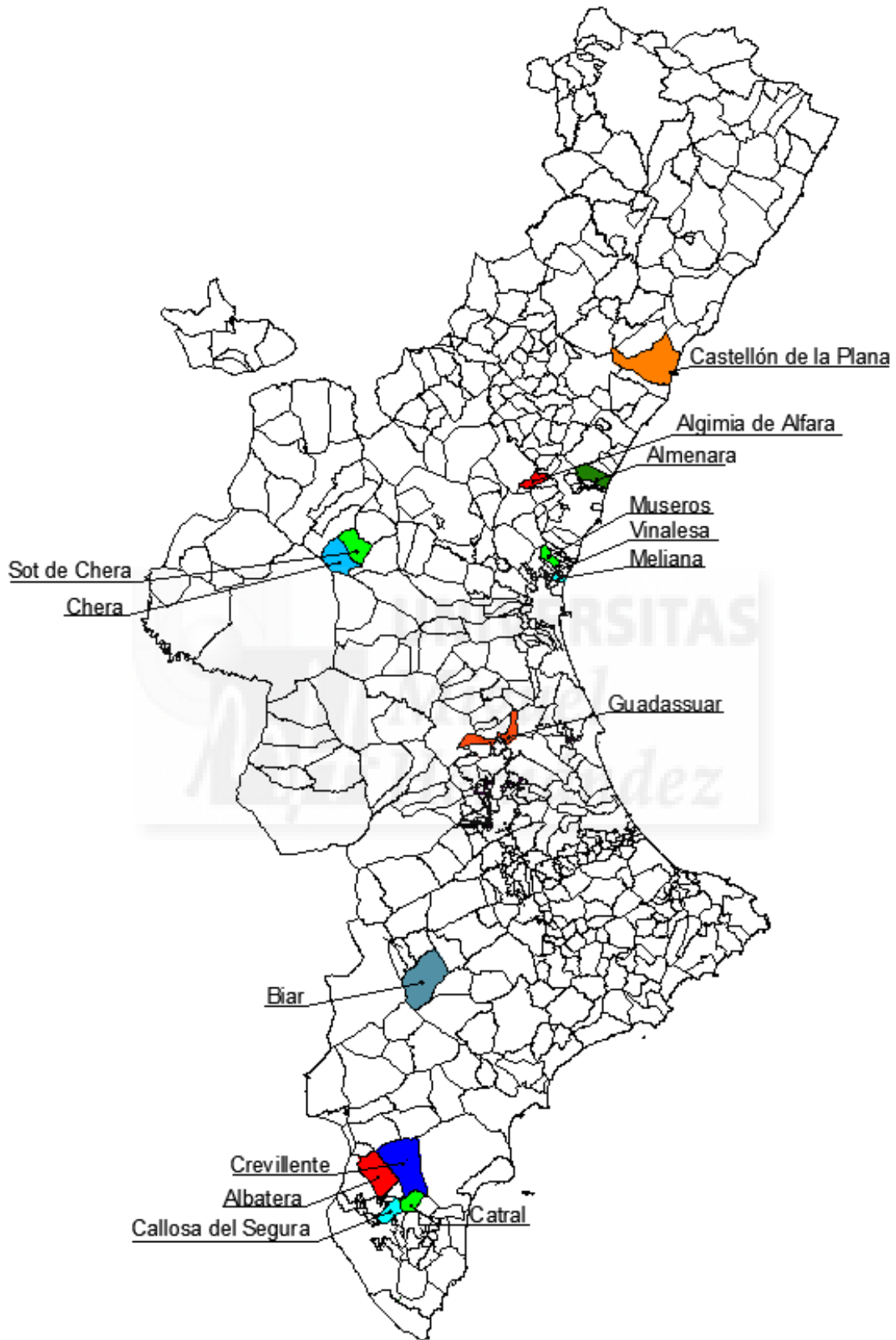


Figura 118. Cooperativas eléctricas en la Comunitat Valenciana. Elaboración propia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cabe destacar dentro del territorio valenciano la zona de la provincia de Alicante donde se da una mayor concentración de cooperativas.

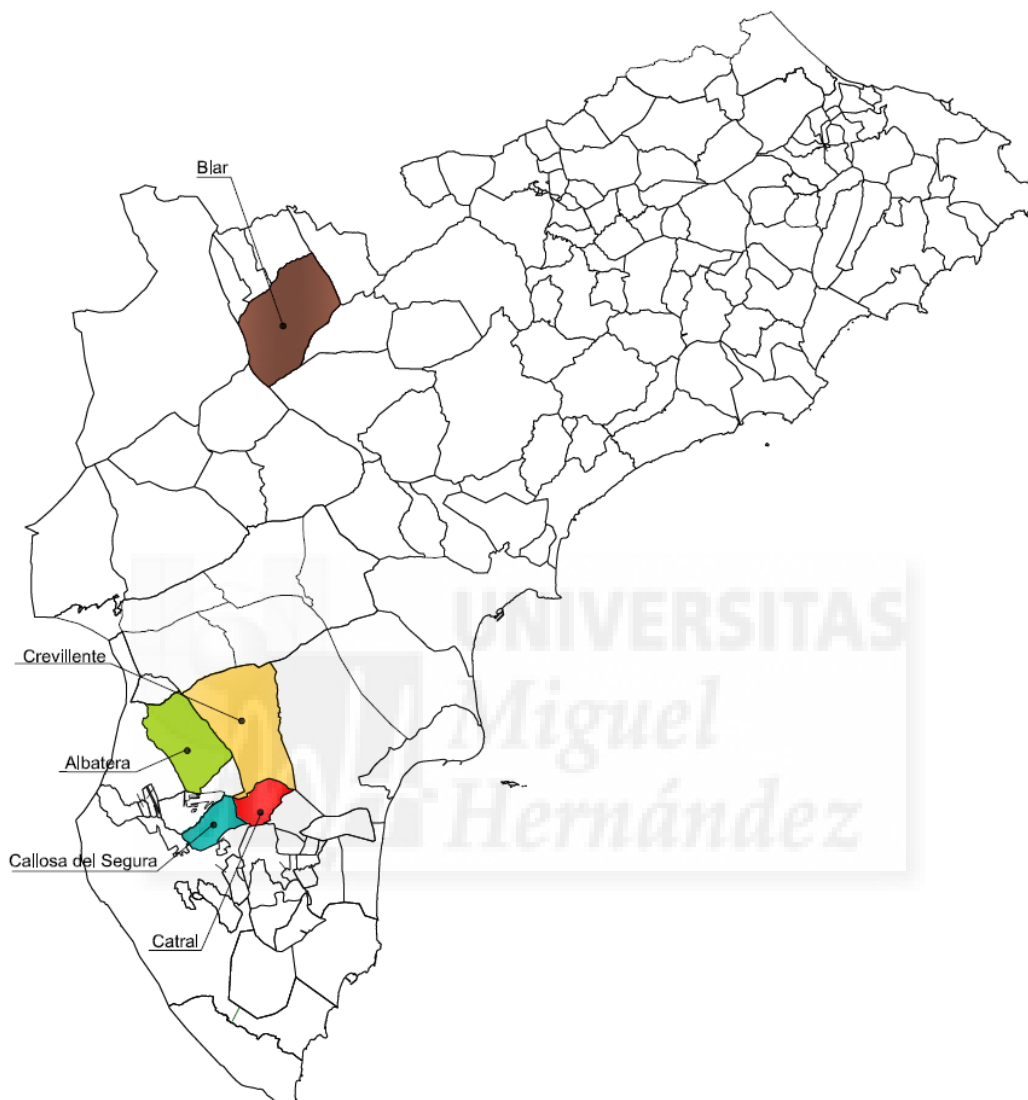


Figura 119. Cooperativas eléctricas de la provincia de Alicante. Elaboración propia.

3.9.4.1.- CONSIDERACIÓN ESPECIAL DE LA COOPERATIVA ELÉCTRICA VALENCIANA SAN FRANCISCO DE ASÍS

El grupo ENERCOOP con sede en Crevillente (Alicante), es la firma matriz de un grupo cooperativo que procede de la Cooperativa Eléctrica Benéfica San Francisco de Asís creada en 1925 para ofrecer electricidad a las empresas de la región, en especial del sector textil.

Es una de las más importantes cooperativas energéticas a nivel nacional y goza de un elevado prestigio en el ámbito internacional.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Es el paradigma de supervivencia y adaptación, buena prueba de ello son sus orígenes y las batallas históricas frente a las grandes compañías. Aunque en palabras de su Fundador se puede decir de ella que (...)

"No ha sido su trayectoria un simple esquema de supervivencia pasiva", "sino un ejemplo de actividad, de productividad, de atención en el cumplimiento de sus fines, e, incluso, de mejoramiento de éstos en pro de unos ideales cada vez más firmemente delineados de servicio a España y al cooperativismo".

"Las obras no se crean, evolucionan y se sostienen por que sí, por si solas". Hace falta el Hombre y la Cooperativa Eléctrica Benéfica San Francisco de Asís encontró el suyo en D. Vicente Magro Quesada. Esta era su imagen. Fue fundador y primer Presidente desde la creación de la Entidad, en 1925" [268].

Cabe resaltar con ahínco que desde su fundación fue objeto del deseo de extinción por parte de los grandes, así (...)

"Más bien diríamos que Cooperativa ha tenido una salud vigorosa para hacer frente a las adversidades, debido a la lucha titánica que ha realizado permanentemente para subsistir venciendo los obstáculos que se han opuesto a su desarrollo. Desde su nacimiento así ha sido. Internos y externos; pero desde hace 22 años, desde que en 1952 Hidroeléctrica Española después de haber absorbido a Riegos de Levante pretendió el suministro en exclusiva a toda esa zona, la lucha ha sido sin descanso, en momentos despiadada. Todas las armas para destruirla se han utilizado. Desde la sibilina de cantos de sirena a sus socios industriales de mayor consumo, prometiéndoles tarifas económicas y mejoras de servicio, a la vez que sin motivo justificado se producían cortes de suministro a Cooperativa para aburrir y cansar a sus socios a los que se les producían, aparte perjuicios económicos, el efecto moral de considerarse indefensos ante la potencia del enemigo".

Todas las armas fueron buenas. Desde negarle la entrada a la caseta de toma y medida, cambiando la cerradura sin previo aviso, para que no se pudiera reponer el automático cuando saltaba, hasta la negativa a ampliar potencia, tarando los relés al mínimo en tiempo y carga, para que se produjeran y reprodujeran los saltos de automático que interrumpían una y otra vez el trabajo de las fábricas y talleres.

Desde arrancar un contrato de límite de potencia y zona, que se aceptó para evitar los inconvenientes que el momento representaba, después de estudiarlo detenidamente y comprobar que en el fondo no era todo lo malo para Cooperativa como superficialmente aparecía, hasta querer eliminarlo después por Hidroeléctrica Española al comprobar que su aplicación no daba los



Figura 120. Palacio del Pardo, cuando el Jefe del Estado, hizo entrega a los representantes del Título de Cooperativa Ejemplar 1970.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

resultados que pretendía, para lo cual lo denunció ante los Tribunales de Justicia pretextando su incumplimiento por parte de Cooperativa, incumplimiento que no existía, como en última instancia determinó el Tribunal Supremo, negando con ello la pretensión de Hidroeléctrica Española.

Hubo momentos en que se llegó casi hasta la cuestión personal. Los representantes de Cooperativa eran tratados poco menos, por los de Hidroeléctrica Española, que como malhechores, que no tenían derecho al diálogo ni a la defensa de sus intereses. Por fortuna aquella virulencia pasó; no podía traer nada bueno su continuidad y los hombres que rigen actualmente en Alicante a nuestra oponente y suministradora, sin abandonar la línea de la sociedad que representan, -de pretender absorber a la Cooperativa han cambiado su trato, han establecido un diálogo correcto, si cabe cordial, y las cuestiones, cuando se presentan, se discuten dentro de las normas de educación y convivencia que debe presidir toda relación mercantil, por distintos que sean los intereses y dispares los puntos de vista.



Figura 121. Junta rectora de la Cooperativa de Crevillente en su cincuentenario de su fundación. Foto cedida. Por ENERCOOP.

Cabe añadir unos cuantos datos demostrativos de la razón de existir de Cooperativa y su derecho a poder suministrar todos los kilovatios que necesiten sus socios. Nace Cooperativa en 1924 e inicia el suministro en 1926. La electricidad que distribuye la contrata Electromotora Equitativa, de Elche que se convierte después en **CODESA**. Los 120 kW iniciales se aumentan en igual cantidad en 1936 y de éstos se pasa a 650 kW. en 1946; a 800 en 1957; a 1.000 en 1958; a 1.200 en 1960 y en 1964 a 2.500 kW., cantidad a la que se llega después de dos años de lucha ininterrumpida con Hidroeléctrica Española que ha absorbido a **CODESA** de Elche, y firma el primer contrato con Cooperativa,

el 1 de enero de 1957, aun con el título de **CODESA**, pero que es discutido con los hombres de Hidroeléctrica Española, anulando del mismo el cargo de 1.293.551 ptas. que reclamaban por aplicación de las tarifas tope unificadas, que Cooperativa se negó a aceptar, quedando reducido a 120.000 ptas., a pagar en 12 mensualidades, a razón de 10.000 ptas. como suplemento de la factura importe de cada mensualidad.

Ya en 1975 por su entonces Presidente se manifestaban en este sentido....

“Si Hidroeléctrica Española se olvida de su pretensión monopolística y da a Cooperativa el valor y el derecho que tiene a suministrar a sus socios en Crevillente, el resultado puede ser altamente beneficioso para ambas partes. El poderoso no por su fuerza tiene derecho superior al que carece de ella. Cada uno en su terreno, es respetable y una colaboración siempre es mejor que una lucha. No pretendemos dar lecciones. Pero si Hidroeléctrica Española valorase las cuantiosas inversiones que realiza en Crevillente para suministrar aquí a uno y allá a otro abonado, por parte de Cooperativa también se podrían contemplar otros aspectos que favoreciesen los intereses de Hidroeléctrica Española. Al fin y al cabo Cooperativa es un buen cliente de Hidroeléctrica Española, que paga con puntualidad y exactitud. Estamos seguros que suministrando a Cooperativa todos los kilovatios que necesitase en una zona determinada, la diferencia en menos precio de kW que podría obtener Hidroeléctrica Española quedaría compensada, con creces, por el ahorro de sus inversiones en líneas y personal. Al fin y al cabo ¿qué supone el consumo de Cooperativa en el concierto nacional de suministro de Hidroeléctrica? Nada. Una ínfima proporción. Y es lástima que emplee su fuerza contra las pocas Cooperativas existentes. Como lo sería el que un cazador emplease la artillería pesada o la bomba atómica para abatir a un débil gazapillo”.

3.9.4.2.- CARACTERÍSTICAS MÁS IMPORTANTES DEL COOPERATIVISMO ELÉCTRICO EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

3.9.4.2.1.-INTRODUCCIÓN

Como venimos manteniendo el cooperativismo eléctrico valenciano tiene un gran peso específico dentro de la economía social y representa un claro ejemplo de buena gestión empresarial. Se trata de un sector que ha resistido a los vaivenes de la economía, así como a las continuas dificultades impuestas por las normativas oficiales y por la competencia de las grandes empresas. La unión de las cooperativas y el servicio a la sociedad ha sido el detonante para no ser absorbidas por las grandes compañías, que nunca han apostado por invertir en políticas de desarrollo local. Centradas en la distribución y comercialización de energía eléctrica, el valor diferencial de esta fórmula es la cercanía del socio con la cooperativa, a diferencia de la impersonalidad en el trato con las grandes eléctricas. Asimismo, ofrecen a sus socios precios, en ocasiones, más económicos que las grandes compañías.

3.9.4.2.2.-CARACTERÍSTICAS

- 1) **CARÁCTER SOCIAL.** Una de las características que destacan de las cooperativas respecto otras empresas es su carácter social. Las cooperativas tienen una vertiente social puesto que parte de sus beneficios se reinvierten a la sociedad a través de asociaciones lúdicas, deportivas, becas de

estudio etc. Las cooperativas eléctricas además de proporcionar electricidad más barata a los vecinos suponen una potente industria local, motor de las economías de los pueblos donde existen y que además ejercen una labor social que va desde la concesión de becas a estudiantes, proporcionar vales de comida a las familias necesitadas, descuentos a jubilados en el recibo de la luz o patrocinios de eventos culturales y deportivos por lo que una eventual desaparición de las cooperativas eléctricas además de acrecentar el poder del oligopolio eléctrico disminuirá las ayudas sociales a algunos sectores de la sociedad más necesitados y reducirá el empleo en los pueblos donde estas cooperativas están asentadas.

- 2) **ENERGÍA VERDE.** Otro elemento que define la forma de actuar de la mayoría de las cooperativas eléctricas es su apoyo a las renovables. Buena parte de los recursos obtenidos con la actividad de la cooperativa se invierten en instalaciones para obtener una producción limpia y renovable centrandose en la comercialización de la electricidad 100% verde entre los socios cooperativistas, garantizado al propio consumidor un precio justo por kilovatio, la gestión de su factura eléctrica y el origen renovable de la energía suministrada.

Aunque estas entidades pueden adquirir electricidad en el mercado general (y a los grandes oligopolios energéticos), la mayoría avalan el origen renovable de toda la electricidad que comercializan y producen (con certificados de la Comisión Nacional de la Energía, CNE). En las cooperativas, los consumidores forman parte de la empresa (son socios). El objetivo no es sólo apostar por una energía limpia y renovable sino promover un modelo energético compartido con los ciudadanos (abierto y participativo). Las energías renovables suman ya el 44,3% de la demanda eléctrica del país, y gracias a ellas, las emisiones de CO₂ del sector eléctrico han disminuido en enero de 2013 un 58,5% respecto a 2012.

- 3) En la actualidad, **ENERCOOP**, por ejemplo, reúne a varios socios productores, distribuidores y comercializadores de energías renovables y de cogeneración para seguir suministrando electricidad verde a la población alicantina a un precio menor. La tarifa que aplica a sus kilovatios verdes (procedentes tanto de sus mini hidráulicas o su huerta fotovoltaica como del mercado mayorista) es entre un 13 y un 15% inferior a las oficiales.

Es un modelo de buena gestión que les permite suministrar energía eléctrica a un precio entre un 5 % y un 7 % más barato a sus socios y a un número creciente de clientes no socios.

3.9.5.- UN SECTOR AMENAZADO

La discriminación empresarial de las cooperativas en determinadas actividades económicas sigue siendo un obstáculo habitual con el que se encuentran estas entidades sociales cada cierto tiempo. Las cooperativas eléctricas la están sufriendo, entre otras razones al serles denegada históricamente su inscripción como comercializadoras de energía eléctrica en el Registro correspondiente. Los motivos aducidos: no ser “empresas” inscritas en el Registro Mercantil. Esto ocasionó la interposición de los pertinentes recursos por parte de las cooperativas afectadas.

Ya en el Anteproyecto de Ley de modificación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico [269] no se incorporaba una cláusula europea de protección a las pequeñas empresas. Esta cláusula, exoneraba a las empresas suministradoras de electricidad con menos de 100.000 clientes conectados, de la necesidad de separar las actividades, permitiéndoles llevar a cabo además de la distribución, la actividad de comercialización, garantizado así su subsistencia económica. Finalmente, y después de luchar intensamente, esta cláusula fue acogida en el art. 14 de referida Ley 54/1997.

Artículo 14 Ley 54/1997, del Sector Eléctrico. Separación de Actividades.

1. Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas que se refiere el apdo. 2 del Artículo 11 deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o de comercialización ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.

(...)

4. El conjunto de obligaciones establecidas en los apartados 1 y 2 del presente artículo no serán aplicables a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes a quienes les hubiera sido de aplicación la disposición transitoria undécima de la presente Ley.

Esta excepción tiene una importante razón de ser en nuestro país donde el 98% del mercado eléctrico está en manos de cinco grandes empresas y el 2% restante en manos de pequeñas empresas de carácter local, entre las que se encuentran unas 20 cooperativas de consumo eléctrico ubicadas, en su mayoría, en la Comunidad Valenciana.

Para ejercer la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica, actividades supervisadas por la Administración Pública, es preciso que las sociedades, cualquiera que sea su forma jurídica, se inscriban en las secciones correspondientes del Registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos del Mercado.

Esta inscripción, solicitada por la mayoría de las cooperativas eléctricas es la que ha sido reiteradamente negada por la Dirección General de Política Energética y Minas

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

al amparo de lo dispuesto en el apartado a) del artículo 73.1 del Real Decreto 1955/2000 [13] [14] el cual establece como requisito para la inscripción en la Sección 2ª, que la empresa comercializadora conste inscrita en el Registro Mercantil.

Artículo 73 Real Decreto 1055/2000. Requisitos necesarios para realizar la actividad de comercialización.

1. En los casos en que la autorización de la actividad de comercialización corresponda a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el interesado lo solicitará a este órgano directivo presentando la siguiente documentación:

a) Escritura de constitución de la empresa debidamente inscrita en el Registro Mercantil o equivalente en su país de origen que acredite el cumplimiento de las condiciones legales a que se refiere el presente artículo.

Como es sabido las cooperativas son sociedades empresariales, regidas por legislación específica y facultadas para la realización de cualesquiera actividad económica, pero que sin embargo no están sometidas a la órbita de los registros mercantiles sino a los registros de cooperativas, considerados registros oficiales y públicos encargados de realizar, respecto de las cooperativas, las mismas funciones que realiza el Registro Mercantil para las sociedades mercantiles y otras entidades.

Pues bien, esta es la causa alegada por la Administración Pública para negar el acceso a la condición de “comercializadora” a las cooperativas eléctricas y que constituye veladamente un nuevo obstáculo a la iniciativa empresarial de las cooperativas.

Con la interpretación estricta del Art. 73.1 del Real Decreto 1955/2000 [13] [14] se podría considerar que se vulnera el principio de jerarquía normativa, por cuanto limita, de manera indirecta y sin que la ley así lo prevea, el acceso a la actividad de comercialización de la energía eléctrica únicamente a las sociedades inscritas en el Registro Mercantil. Excluyendo por tanto a aquellas otras sociedades con acceso a otros registros públicos y oficiales, como es el caso de las cooperativas.

En este sentido el citado artículo 73.1 (*inscripción previa en el Registro Mercantil*) ya fue analizado por el Tribunal Supremo en cuya sentencia de 16 de octubre de 2003 determinó la anulación parcial del precepto ordenando suprimir el término “mercantil”. De esta manera sólo resultaría exigible, para el acceso a la condición de comercializadora, la inscripción de la empresa solicitante en su correspondiente Registro Público.

Asimismo, el Real Decreto 485/2009 [270] de 3 de abril por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, volvió a incorporar de nuevo el requisito de la inscripción en el Registro Mercantil sin que esto concuerde con la normativa de rango superior que permite, a las sociedades cooperativas no obligadas a separar sus actividades, el desarrollo de actividades de comercialización.

Entendemos que a la actividad de las sociedades cooperativas no se le pueden

imponer requisitos o limitaciones que carezcan de razón objetiva y que, directa o indirectamente, supongan la alteración de su naturaleza societaria.

Creemos firmemente que a la actividad de las sociedades cooperativas no se le pueden imponer requisitos o limitaciones que carezcan de razón objetiva y que, directa o indirectamente, supongan la alteración de su naturaleza societaria.

La nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [271] fue modificada finalmente por el gobierno y que finalmente recogía *“que las actividades de distribución y comercialización serán desarrolladas por sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios”*, según los artículos 6.1 e) y f) de la propia ley.

La inseguridad jurídica creada es de tal magnitud, que hace difícil las inversiones por parte de las cooperativas y pese a que han conseguido que se les incluya en el articulado, el resto de normativa no les sea muy facilitadora. Una lucha titánica.

La Comunidad Autónoma Valenciana presentó alegaciones al borrador de la vigente Ley [272] con la finalidad permitir que las pequeñas empresas eléctricas (menos de 100.000 clientes) desarrollen legalmente por medio de la misma entidad, la actividad de distribución y comercialización, sin perjuicio de la separación contable requerida. Asimismo, recogió la petición de las cooperativas de que se refleje de forma explícita en la Ley que éstas desarrollen las actividades de distribución o de comercialización, o ambas a la vez.

La clave que se esconde detrás de este cambio normativo es si ¿realmente resulta tan necesario acabar con una actividad que apenas representa un ínfimo porcentaje de generación de energía eléctrica y que además desarrolla una actividad de cohesión social esencial en un momento de crisis como el actual?

Las consultoras de energía se hicieron eco de la sensibilidad del Gobierno Valenciano, en el momento anterior a la publicación de la Ley, en aras de proteger a estos *“pequeños reductos del cooperativismo eléctrico”*, entre otras, señala Tempos Energía-consultora de compra de energía [273] :

“La Generalitat ha trasladado formalmente al Ministerio de Industria, Energía y Turismo su preocupación e inquietud por las repercusiones que la reforma eléctrica puede tener en las cooperativas de la Comunitat.

Con la redacción actual de la reforma eléctrica las cooperativas pueden verse obligadas a modificar su forma social para seguir realizando, como hasta ahora permite la vigente Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, las actividades de distribución y de comercialización de energía eléctrica a sus socios y resto de usuarios de su zona geográfica.

Además, el proyecto también obliga a que el objeto social del distribuidor sea exclusivo, sea cual sea su tamaño (en términos de clientes conectados a sus redes), de forma que, aun admitiendo la forma

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

societaria de la cooperativa, y que éstas son pequeñas (hasta ahora la Ley 54/1997 ha venido tomando como criterio el límite máximo de 100.000 clientes) no podrán seguir realizando la actividad comercial de venta de energía a sus actuales consumidores.

Las alegaciones presentadas tienen como finalidad permitir que las empresas eléctricas con menos de 100.000 clientes conectados desarrollen legalmente por medio de la misma entidad, la actividad de distribución y comercialización, sin perjuicio de la separación contable requerida.

Asimismo, recoge la petición de las cooperativas de que se refleje de forma explícita que las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios desarrollan las actividades de distribución o de comercialización, o ambas a la vez.

Actualmente existen 19 cooperativas eléctricas en España de las que 16 se encuentran en la Comunitat, lo que representa el 85 % del total.

Las cooperativas eléctricas representan, según el Consell, un modelo de buena gestión que les permite suministrar energía eléctrica a un precio entre un 5 % y un 7 % más barato a sus socios y a un número creciente de clientes no socios”.

La Ley introduce importantes novedades en cuanto al desarrollo de las actividades relativas al suministro de energía eléctrica, estableciéndose, en el artículo 12.1, la separación de las actividades.

“Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades de transporte, distribución y operación del sistema a que se refiere el apartado 2 del artículo 8 deberán tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción, de comercialización o de servicios de recarga energética, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.”

Por su parte, en el apartado 2 del citado art. 12 se regula la obligación de separación funcional, que significa, que si un grupo de sociedades desarrolla actividades incompatibles, según se describe en el apartado 1º, podrán ejercerse, siempre que sean desarrolladas por sociedades diferentes, y se cumplan los criterios de independencia enumerados.

Por lo que respecta a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, el apartado 4 contempla a su favor la excepción de la obligación de separación funcional, quedando por tanto sometidas exclusivamente a la obligación de separación jurídica, que como se ha dicho deberá materializarse antes de tres años desde la entrada en vigor de la Ley.

Así se establece que un grupo de sociedades sí que podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con ésta, siempre que se cumplan determinados criterios de independencia fijados por la propia Ley. Por lo tanto las cooperativas deben cumplir las obligaciones de separación jurídica y de separación funcional de actividades previstas en la ley, en concreto, se trata de aportar a otra sociedad la rama de actividad de distribución de energía eléctrica. Con ello se conseguirían un doble objetivo, por un lado dar

cumplimiento a la nueva regulación impuesta por la nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y por otro separar la actividad de distribución de energía eléctrica de la actividad de construcción, mantenimiento y operación de las instalaciones de distribución, delimitando, en consecuencia, los riesgos empresariales y patrimoniales de cada actividad.

La inseguridad jurídica debido a lo expuesto es de tal magnitud, que hace difícil las inversiones por parte las cooperativas y pese a que han conseguido que se les incluya en el articulado, el resto de normativa como hemos explicado no les es muy muy facilitadora. Es la lucha de David contra el gigante Goliat.

La pregunta que cabe plantearnos después de éste cambio normativo es si realmente resulta tan necesario acabar eventualmente con una actividad que apenas representa un ínfimo porcentaje de generación de energía eléctrica y que además desarrolla una actividad de cohesión social esencial en un momento de crisis como el actual.



3.10.- LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

3.10.1.- INTRODUCCIÓN

Desde el año 2003, el mercado de energía eléctrica en España está en un proceso de liberalización, destinado a adaptarse a las normas europeas sobre suministro eléctrico.

Es un proceso similar al que ya han vivido en España en los últimos años los sectores de telecomunicaciones o el comercio de combustibles. La diferencia es que la liberalización en el eléctrico es más compleja debido a las características del sector.

La liberalización de los mercados conlleva competencia en la prestación del servicio, con el consiguiente beneficio para los consumidores. Con este objetivo, las Directivas europeas pusieron en marcha el proceso de creación de un mercado interior de la electricidad, homogeneizando los mercados energéticos de los Estados Miembros como paso necesario previo a la liberalización.

El objetivo final de la liberalización es que el consumidor pueda elegir entre las distintas empresas que operan en el mercado y contratar la tarifa que le resulte más interesante para sus necesidades.

3.10.2.- LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ANTE LA LIBERALIZACIÓN

La industria eléctrica a finales del siglo XIX era un sector fragmentado, de carácter local, privado en su mayor parte y, en muchos países, no sujeto a regulación [274]. A principios del siglo XX, los gobiernos empezaron a considerar el suministro eléctrico como un servicio público, llegando la electrificación a las zonas rurales. Tras la Segunda Guerra Mundial, comenzó la aplicación de conceptos económicos a la industria eléctrica, a la vez que aumentó el tamaño mínimo eficiente de las centrales de generación y se completaron las redes de transporte y distribución en los países industrializados. El aumento de las economías de escala hizo que muchas pequeñas empresas eléctricas dejaran de ser rentables. La necesidad de elevadas inversiones obligó a numerosos gobiernos a unir a las pequeñas compañías en una única compañía nacional con carácter de monopolio o, al menos, a crear varias compañías regionales de carácter monopolístico. Es decir, los gobiernos empezaron a considerar al sector eléctrico como un monopolio natural. Australia, Nueva Zelanda y numerosos países europeos, con la excepción de España, optaron por un modelo de monopolio público tras la nacionalización del sector.

En EEUU, sin embargo, se adoptó un modelo muy diferente al europeo, predominando los monopolios privados regulados por una entidad regulatoria independiente.

Por lo tanto, el modelo de monopolio, ya fuera de propiedad pública o privada, ha

sido el comúnmente adoptado en todo el mundo antes de la introducción de medidas liberalizadoras.

En el modelo de monopolio no existe competencia ni capacidad de elección por parte del consumidor final. En EE.UU. antes del proceso de liberalización la actividad de distribución es realizada en régimen de monopolio por compañías independientes de las que realizan las actividades de generación y transporte.

3.10.3.- FACTORES DETERMINANTES DEL PROCESO LIBERALIZADOR

Fue a finales del siglo XX, en las décadas de los 80 y los 90, diferentes factores y en diversos países los que motivaron las reformas liberalizadoras del sector eléctrico.

Podemos clasificar estos factores [275] en los tres tipos siguientes:

- **Económicos:** Aumento del tamaño relevante de los mercados energéticos, motivado por la globalización de los productos energéticos y el desarrollo de la capacidad de interconexión de los sistemas eléctricos y gasistas.
- **Técnicos:** Disminución del tamaño mínimo eficiente en generación, gracias al desarrollo de la turbina de gas de ciclo combinado.

Además, la reducción del coste de medida y control gracias al desarrollo de las tecnologías de información facilita el suministro descentralizado.

- **Políticos:** En los países desarrollados, la búsqueda de la eficiencia económica incentiva la creación de un marco competitivo en el sector eléctrico. En los países en vías de desarrollo, la creación de competencia se veía como una forma de obtener recursos provenientes de la privatización y/o de atraer nuevas inversiones.

Los factores económicos, técnicos y políticos señalados pusieron de manifiesto las ineficiencias del monopolio y motivaron el comienzo de un proceso de reformas en numerosos países, con el fin último de la introducción de competencia en el sector.

La introducción de la competencia implica la reestructuración del sector eléctrico, que debe pasar del modelo de monopolio a algún otro modelo de estructura que permita un libre mercado. Actualmente numerosos países tienen un mercado eléctrico competitivo basado en diferentes modelos estructurales.

3.10.4.- MONOPOLIO NATURAL

En economía, un monopolio (del griego monos / $\mu\omicron\nu\omicron\varsigma$ (solo o sola) polein / $\pi\omega\lambda\epsilon\iota\nu$ (vender) existe cuando una empresa tiene suficiente control sobre un producto o servicio en particular para determinar de manera significativa las condiciones en que otras personas tendrán acceso a ella. Además de monopolio en economía se habla de monopsonio [276] que se refiere al control de una sola entidad a lo largo de un mercado para comprar un bien o servicio. En el oligopolio, sin embargo, unas pocas entidades ejercen una influencia considerable sobre una industria. Los monopolios son así caracterizados por la falta de competencia económica para el bien o servicio que prestan y la falta de bienes sustitutos viables. El verbo "monopolizar" se refiere al proceso mediante el cual una empresa obtiene una mayor cuota de mercado que constantemente lo que se espera en perfectas la competencia.

3.10.5.- CARACTERÍSTICAS DE UN MONOPOLIO

La principal característica de un monopolio es la existencia de un vendedor individual: en un monopolio es un vendedor el único que produce toda la producción para atender a la demanda. Por lo tanto, está todo el mercado atendido por una sola empresa, y para fines prácticos, la firma es lo mismo que la industria.

En segundo lugar otra de las características esenciales es el poder de mercado: El poder de mercado es la capacidad de afectar a los términos y condiciones de intercambio para que el precio del producto sea fijado por la empresa (el precio no es impuesto por el mercado como en competencia perfecta).

Los monopolios derivan su poder sobre el mercado de las barreras a la entrada de nuevos competidores, circunstancias que impiden o dificultan en gran medida la entrada de un competidor potencial en el mercado o la capacidad de competir en el mercado. Hay tres tipos principales de barreras de entrada las económicas, jurídicas y deliberadas.

3.10.6.- MONOPOLIO NATURAL DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

El concepto de monopolio natural fue definido en 1974 por el economista Richard Posner. A propósito de los monopolios de servicios de agua potable, la electricidad, el sistema telefónico y la televisión por cable, por lo tanto, es un término puramente económico. En palabras del citado economista. *"Un monopolio natural es una actividad intensiva en capital, que requiere conexiones directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable (como la energía eléctrica) varía en períodos relativamente cortos de tiempo, la imposibilidad de almacenar electricidad, por ejemplo requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la*

coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica". Es decir en los monopolios una empresa puede generar toda la producción del mercado con un coste menor que si hubiera varias empresas compitiendo.

Hay que diferenciar el concepto de monopolio natural del concepto de monopolio legal, este último viene determinado por la existencia de barreras legales, patentes y licencias.

El monopolio natural ocurre en mercados en los cuales se tiene que realizar una altísima inversión inicial para entrar en él, junto a elevados costes de mantenimiento de la estructura productiva para atender un mercado que, adicionalmente, es limitado. Así que los incentivos para que nuevas compañías distintas de la primera entren en el mercado son bajos, dado que los costes totales necesarios no disminuyen mientras que, al mismo tiempo y en el mejor de los casos, sólo se podría servir una parte de dicho mercado. Además, esta participación de empresas adicionales también sería ineficiente, la duplicación de las infraestructuras existentes no conduce necesariamente a una mejora ya sea en la cantidad o en la calidad del producto. En principio resulta más eficiente que sólo haya una empresa en el sector, puesto que los costes medios tienden a bajar según aumenta la productividad de lo invertido, ayudando al monopolista a bajar el precio.

Hay sectores en la economía en la que por diversas causas sólo puede existir una única empresa en el mercado y por tanto no existe competencia. El servicio municipal de alcantarillado, las vías de tren o el transporte de energía, son ejemplos de monopolios naturales, monopolios que se dan en la economía de manera totalmente involuntaria y donde no es posible que exista competencia ni que surjan nuevas empresas suministrando ese producto.

Sirva a título de ejemplo el servicio municipal de alcantarillado. Como es lógico, sólo una empresa puede suministrar este producto ya que si no es así y por ejemplo hubiese dos empresas suministrando este servicio, tendrían que haber el doble de tuberías y el doble de alcantarillas (una por cada empresa) y esto además de ser ineficiente, no es rentable para ninguna empresa.

En España por ejemplo existe varias empresas que son ejemplos de monopolios naturales como es el caso de Red Eléctrica de España **REE** (la empresa que transportista de energía eléctrica en España y que es propietaria de las torres de alta tensión y parte de las subestaciones de transporte), **ADIF** (que gestiona las infraestructuras ferroviarias) o el Canal de Isabel Segunda y Aigües de Barcelona (que se encargan de la explotación y mantenimiento de los recursos hídricos en las ciudades de Madrid y Barcelona respectivamente).

Cabe destacar que en la mayoría de los casos estos monopolios naturales son propiedad del estado, ya que al fin al cabo cumplen una utilidad pública (así ocurre con **ADIF**), pero también existen monopolios naturales que son propiedad privada como es

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

el caso de la mencionada Red Eléctrica de España, cuyo 20% pertenece al estado y el resto a inversores privados.

3.10.7.- CARACTERÍSTICAS DE LOS MONOPOLIOS NATURALES ELÉCTRICOS

Hay sectores en la ciencia económica internacional especialistas en la materia que cuestionan la naturalidad de estos monopolios como Thomas J. DiLorenzo, profesor de Economía en la Sellinger School of Business and Management, Loyola College. En un artículo publicado originalmente en The Review of Austrian Economics [277].

Así dice en cuanto a los monopolios naturales *“a la mayoría de los así llamados servicios públicos se les ha otorgado exclusividad por parte del gobierno porque se piensa que son “monopolios naturales”. Explicado brevemente, se dice que emerge un monopolio natural cuando la tecnología de producción, como por ejemplo costos fijos elevados, provoca que los costos totales en el largo plazo declinen al aumentar la producción. En tales industrias, dice tal teoría, un solo productor eventualmente será capaz de producir a un costo más bajo que cualquier otro par de productores, por lo tanto creándose un monopolio “natural”. El resultado serán precios más altos si más de un productor sirve a ese mercado.*

Más aún, *“se dice que la competencia causaría inconvenientes al consumidor dado la construcción de infraestructura redundante, por ejemplo, excavaciones en las calles para el tendido de líneas dobles de gas o agua potable. Evitar tales inconvenientes es otra razón presentada para otorgar exclusividad a industrias cuyos costos promedio declinan en el largo plazo”.*

A continuación añade que *“Es un mito que la teoría del monopolio natural fue desarrollada primero por economistas, y utilizada luego por legisladores para “justificar” exclusividades (monopolios). La verdad es que los monopolios fueron creados décadas antes de que la teoría fuera formalizada por economistas de mentalidad intervencionista, quienes la utilizaron como justificación ex post para la intervención gubernamental. En la época en que los primeras exclusividades estaban siendo otorgadas, la gran mayoría de economistas entendían que la producción a gran escala y con uso intensivo de capital no llevaba al monopolio, si no que era un aspecto absolutamente deseable del proceso competitivo”.*

3.10.8.- LA LIBERALIZACIÓN EN LA LEGISLACIÓN ESPAÑOLA

3.10.8.1.- OBJETIVO EUROPEO: MERCADO INTERIOR DE ELECTRICIDAD

El impulso de la Unión Europea ha sido crucial para el diseño y el progreso de la liberalización en la mayoría de los Estados miembros.

La implantación en el ámbito de la Unión Europea de un auténtico mercado liberalizado de la energía eléctrica, responde al objetivo primordial del Tratado de Roma en 1957 y de la Comunidad Económica Europea surgida de su firma. El establecimiento de una zona única de libre comercio y la eliminación de barreras que obstaculizasen la libre circulación de mercancías en el territorio de la Comunidad. El hecho es que el abatimiento de las barreras artificiales a la competencia es un requisito ineludible para el funcionamiento adecuado de un espacio económico integrado. De ahí el decidido impulso de las instituciones comunitarias, que en muchos casos ha chocado con la oposición de los gobiernos nacionales, con alineamientos variables según países y según sectores en discusión.

En el caso de España, al igual que en algunos otros países, una práctica común de los sucesivos gobiernos ha sido combinar el tributo retórico a los beneficios de la liberalización y la competencia con el fomento de las “grandes empresas nacionales”.

A menudo se ha argumentado que la política industrial debe estimular la existencia de grandes empresas capaces de desenvolverse en el mercado global. Y la competencia suele ser un impedimento para la existencia de “las grandes”. En todo caso, como consecuencia del esfuerzo liberalizador, la competencia ha avanzado en todos y cada uno de los países de la UE. Por las propias características del proceso, y sobre todo por la ya señalada dimensión supranacional del mismo, es trivial plantear cuestiones sobre el progreso de la liberalización y el avance de la competencia para un país de forma aislada.

Con la publicación de la Directiva 90/547/CEE [141], relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes y sobre todo, hasta 1996, con la Directiva 96/92/CE [140] sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad se produce una equiparación en el tratamiento de la energía eléctrica con otras mercancías o servicios en la línea de ese objetivo fundacional de la Comunidad Europea.

Razones derivadas del propio carácter del suministro eléctrico como soporte estratégico básico para el desarrollo económico y para la elevación del nivel de vida dentro de cada país, mantuvieron a la industria eléctrica europea postergada durante décadas de ese proceso liberalizador y de simultánea integración de mercados. Tales razones contribuyeron, además, a la creación y consolidación, desde los años de la postguerra europea, de estructuras empresariales de carácter estatal en algunos países, y a la práctica de políticas de planificación centralizada en el desarrollo de la industria eléctrica y abiertamente intervencionista en el establecimiento de precios de la electricidad. Las estructuras industriales empezaron a relajarse y a acusar síntomas irreversibles de crisis a principios de la década de los 90 en las latitudes más diversas.

En la Directiva de tránsito por las Grandes Redes (1990) [141] a la que hacemos referencia se consagró el principio de acceso y utilización de las redes europeas por agentes compradores y vendedores de energía eléctrica ajenos a la propiedad de estas,

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

esto significó el final de un derecho exclusivo para sus titulares y la consideración de la red como soporte físico de transacciones comerciales, cualquiera que sea el origen y destino de la energía implicada.

La Directiva de Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad (1996) [140] profundizó en estos aspectos, precisando el papel de los operadores o gestores de las redes de transporte de cada sistema e introduciendo conceptos decisivos, como el acceso no discriminatorio a las redes, la separación de negocios y la exigencia a los Estados Miembros de que garantizaran la apertura de sus mercados de electricidad en plazos que definía la propia Directiva.

Las Directivas comunitarias de la electricidad y el gas de 2003 han constituido un paso fundamental hacia la total liberalización de estos sectores en la UE. Son las Directivas 2003/54/CE [187], y 2003/55/CE [278], que debían ser incorporadas por todos los Estados Miembros en las correspondientes legislaciones nacionales antes de julio de 2004. En estas Directivas se establecen plazos máximos para la total apertura de ambos mercados, esto es, la libertad de elección de suministrador para los consumidores. Los plazos que establecían son el 1 de julio de 2004 para los grandes usuarios industriales, y el 1 de julio de 2007 para todos los hogares. Además, se refuerza la normativa que establece una separación entre los operadores de las redes de transporte y generación y comercialización. Así pues, se refuerza la separación entre las actividades de monopolio natural y las actividades potencialmente competitivas.

Por otra parte, las Directivas encomiendan a la Comisión Europea la publicación regular de informes anuales sobre el funcionamiento del mercado interior de la electricidad y el gas. Esto permite disponer de información actualizada sobre el grado de liberalización y niveles de competencia para todos los países de la UE.

3.10.8.2.- MARCO LEGAL ESTABLE

Lo que ha venido a denominarse “Marco Legal Estable” constituyó el pilar fundamental que definió la regulación del sector eléctrico entre 1988 y 1997, año en el que se promulga el nuevo modelo industrial liberalizado que ha llegado hasta nuestros días. A esta fecha se llega con una estructura de la industria eléctrica resultante de las medidas de ajuste financiero y cesión de activos y derechos por las empresas eléctricas que hemos descrito anteriormente a lo que cabe añadir, como actuación posterior más importante, la privatización de ENDESA, el grupo surgido del proceso de ajuste financiero.

3.10.8.3.- LA LEY 54/1997 DE 27 DE NOVIEMBRE DEL SECTOR ELÉCTRICO.

En el contexto general en el que confluyen las iniciativas de la Unión Europea, con las tendencias desreguladoras en ascenso en todo el mundo, se acomete en 1997 la reforma del sector eléctrico español con la publicación de la Ley 54/1997 [18] de 27 de Noviembre que entró en vigor el 1 de enero de 1998.

Esta Ley supuso una radical transformación del Sector Eléctrico español, introduciendo la competencia en las actividades de generación y dando lugar a un vuelco conceptual respecto a períodos precedentes. La Ley no sólo obedecía a las tendencias liberalizadoras predominantes, sino que respondía a la necesidad de incorporar, transponiéndola en su mayor amplitud, la antes comentada Directiva 96/92/CE [188] de Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad.

La exposición de motivos de la nueva pieza jurídica ya dejaba claros sus propósitos de fondo y si su fin básico respondía a objetivos tradicionales (**Garantía de Suministro eléctrico y calidad de este al menor coste posible**), la Ley se asentaba en el convencimiento de que el logro de tales objetivos “*no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone*”, sin considerar necesario que el Estado se reservase para sí el ejercicio de riesgo de ninguna de las actividades que desarrolla el sector eléctrico.

3.10.8.4.- PRINCIPALES NOVEDADES EN LA REGULACIÓN ESTABLECIDA EN LA LEY 54/97, DE 27 DE NOVIEMBRE DEL SECTOR ELÉCTRICO

En principio tenemos que señalar como novedad principal el abandono del principio de intervención estatal, que se tradujo en la sustitución del concepto de **servicio público** por la expresa garantía de suministro eléctrico a todos los consumidores dentro del territorio español. Asimismo, la explotación unificada del sistema eléctrico nacional dejaba de ser un servicio de **titularidad estatal** siendo ejercido por una empresa (Red Eléctrica de España) que debería perder la mayoría pública en su accionariado en un plazo determinado.

La tradicional planificación estatal de los medios de producción desaparece, siendo sustituida por la libertad de instalación sometida a autorizaciones administrativas derivadas de las regulaciones específicas.

El desarrollo y refuerzo de la red de transporte queda sujeto a la planificación del Estado, condicionada por las exigencias de la planificación urbanística y de la ordenación del territorio.

Otra novedad es el establecimiento del principio de la separación jurídica entre “actividades reguladas” (transporte y distribución) y “no reguladas” (generación y comercialización).

Se estableció también el principio del derecho de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. La retribución económica de estas actividades seguirá siendo fijada administrativamente.

Con la publicación de esta ley la comercialización se identificó plenamente como actividad singularizada y distintas de las demás, con arreglo a los principios de libertad

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

de contratación y de elección de suministrador por el cliente, pero sometidos tales principios a criterios de gradualidad en su implantación.

Así, se procedió a la desintegración vertical de las distintas actividades, segregando las actividades en régimen de monopolio natural, transporte y distribución, de aquéllas que se desarrollan en régimen de libre competencia, generación y comercialización. La retribución de la actividad de producción se basó en la organización de un mercado mayorista, abandonando el principio de reconocimiento de costes. Con esta ley apareció además la actividad de comercialización de energía eléctrica como una actividad independiente del resto de actividades destinadas al suministro, actividad que fue dotada de un marco normativo para permitir la libertad de contratación y elección por parte de los consumidores. Por último, se encomendó la gestión del sistema a sendas sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema.

Transcurridos casi dieciocho años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, puede decirse que, esencialmente, gran parte de sus objetivos se han cumplido. El proceso de liberalización se ha desarrollado incluso más rápido que lo exigido por las Directivas europeas, permitiendo a los consumidores la capacidad de elección de suministrador.

3.10.8.5.- NORMATIVA ELÉCTRICA DESDE 1997 A 2013

La insostenibilidad económica del sistema eléctrico, junto a la continua evolución del sector durante los últimos diecisiete años, obligó al legislador a adaptar en numerosas ocasiones la Ley 54/1997 [18], de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico mediante la aprobación de medidas urgentes por Real Decreto-Ley, en algunos de los casos.

Casi todas las normas que vamos a señalar a continuación tienen que ver más con el mantenimiento del equilibrio económico que con el propio proceso de liberalización pero son cita obligada para entender todo el cambio legislativo que ha seguido el citado proceso hasta la actualidad ya que todas estas medidas no son sino una salvaguarda para el mantenimiento del sistema durante el mismo.

El Real Decreto-Ley 14/2010 [279], de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, elevó los límites máximos de déficit que se habían establecido para los años 2010, 2011 y 2012 en el Real Decreto-Ley 6/2009 [19], de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, manteniendo el objetivo de no aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013. Además se procedió a la adopción de otras medidas puntuales de protección al consumidor y de reducción de determinadas partidas de los costes y de los ingresos del sistema. Entre ellas, se limitaban las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas y se establecía la obligación de los productores de energía de hacer frente a un

peaje de generación, dada la incidencia de esta actividad en el desarrollo de las redes de transporte y distribución.

Entre las medidas que se adoptaron en el año 2012 destacan, en primer lugar, el Real Decreto-Ley 1/2012 [280], de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, que suprimió los incentivos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial, a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico.

Tras ello, el Real Decreto-Ley 13/2012 [281], de 30 de marzo, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, fijó unos nuevos criterios para la regulación de la retribución de las actividades de distribución y transporte, ajustando la retribución correspondiente al año 2012, y disminuyendo el importe que había de satisfacerse a las empresas de generación de electricidad entre otros por el concepto de garantía de potencia. De igual forma, se adoptaron medidas para corregir la retribución de la actividad de generación en los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares, a través del coste que se reconocía por la adquisición de combustible y vinculando el pago por garantía de potencia a la disponibilidad real de las plantas.

En la misma línea, el Real Decreto-Ley 20/2012 [282], de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, incorporó otras medidas adicionales relativas al régimen retributivo de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares, y modificó, además, la retribución de la actividad de transporte, estableciéndose que la retribución en concepto de inversión se reconocerá para activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

También, el Real Decreto-Ley 29/2012 [283], de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social, dispuso que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico producidos en 2012, tuvieran la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para ese año y que generaría derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, y ello con carácter adicional a los 1.500 millones de euros de déficit ya reconocido en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Por otro lado, para garantizar el objetivo final para el que fue establecido el mecanismo de preasignación de retribución para las instalaciones de régimen especial, esto es, asegurar un régimen económico bajo el presupuesto y condición de la completa ejecución de la instalación en un concreto plazo, se introdujo una

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

habilitación para la supresión o corrección del régimen económico primado en caso de constatación del incumplimiento de las obligaciones que constituyen presupuesto esencial de la definitiva adquisición de tal régimen económico.

Además, se aprobó la Ley 15/2012 [284], de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que reconoce como objetivo la armonización del sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad, en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética y ambiental de la Unión Europea. Dado el fuerte impacto económico y ambiental del sector energético, esta ley introdujo medidas de carácter excepcional para que los costes del sistema fueran financiados tanto con los ingresos que proceden de los peajes de acceso y demás precios regulados, como de determinadas partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado. Se introdujeron aspectos relacionados con el derecho a la percepción de un régimen económico primado por instalaciones de energía renovable que utilicen combustibles.

Por su parte, la Ley 17/2012 [285], de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, estableció entre otras, y con vigencia exclusiva para 2013, que no serían de aplicación las limitaciones a avales del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico establecidos en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 [18], de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, relativa a la suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico. También, en coherencia con la Ley 15/2012 [284], de 27 de diciembre, estableció una serie de aportaciones para financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de energías renovables equivalentes a la suma de la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

No siendo suficientes las medidas aprobadas durante el año 2012 para eliminar el déficit del sistema eléctrico, en el año 2013 se adoptaron con la misma finalidad dos reales decretos-leyes y un crédito extraordinario en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El Real Decreto-Ley 2/2013 [286], de 1 de febrero, introdujo nuevas medidas para corregir los desajustes entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados, tratando de evitar la asunción de un nuevo esfuerzo por parte de los consumidores. Para ello, se modificó el índice de actualización de los costes del sector eléctrico, con el fin de utilizar una referencia más estable que no se viera afectada por la volatilidad de los precios de alimentos no elaborados ni de los combustibles de uso doméstico, y se introdujeron dos opciones de venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial: la cesión de la electricidad al sistema percibiendo una tarifa regulada o la venta de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, sin complemento de prima.

Así, se aprobó la Ley 15/2013 [287], de 17 de octubre, por la que se establece la financiación para el año 2013 con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Adicionalmente a este ajuste de los costes se adoptaron otras normas que supusieron un incremento de los peajes de acceso para los consumidores, y por consiguiente, de los ingresos del sistema eléctrico.

Finalmente, se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013 [288], de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que entre otros aspectos, establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica, fijando el concepto de rentabilidad razonable, en línea con la doctrina jurisprudencial sobre el particular alumbrada en los últimos años, en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

3.10.8.6.- LA LEY 24/2013, DE 26 DE DICIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO

Ante los continuos cambios normativos que se han señalado anteriormente y que supusieron una importante distorsión en el normal funcionamiento del sistema eléctrico era necesario corregir con una actuación del legislador que aportara estabilidad regulatoria a la actividad eléctrica. Esta dispersión normativa, unida a la necesidad de acometer las reformas necesarias para garantizar la sostenibilidad del sistema a largo plazo y de resolver las deficiencias de funcionamiento que presentaba el sistema, aconsejan la aprobación de una reforma global del sector, basada en un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico, que trata de devolver al sistema una sostenibilidad financiera, deficiencias cuya erradicación no se consiguió mediante la adopción de medidas parciales.

Esta ley se enmarca asimismo en el ámbito de la reforma estructural del sector eléctrico incluida en la Recomendación del Consejo relativa al Programa Nacional de Reformas de 2013 de España, aprobadas por el Consejo de la Unión Europea el 9 de julio de 2013.

El suministro de energía eléctrica se configura en la nueva ley como **servicio de interés económico general**, pues la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia.

La finalidad básica de esta norma es establecer la regulación del sector eléctrico

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

garantizando el suministro eléctrico con los **niveles necesarios de calidad** y al **mínimo coste posible**, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

El principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico se instrumenta como principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos comprendidos en el ámbito de aplicación de la Ley. En virtud del mismo, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. Lo que se pretende es descartar definitivamente la posibilidad de acumulación de nuevos déficit como ocurrió en el pasado.

En el mismo sentido, el acceso de los sujetos a las redes constituye uno de los pilares sobre los que se sustenta el funcionamiento del sistema eléctrico, fundamental para la garantía de suministro y de competencia efectiva en el mercado procediéndose a una mayor concreción de los conceptos de acceso y conexión a las redes, reforzando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación en su otorgamiento, y fijando el régimen de otorgamiento y denegación bajo criterios exclusivamente técnicos.

En lo relativo a los consumidores, se establece la regulación sobre la que se van a basar las relaciones entre los consumidores y las empresas comercializadoras y distribuidoras en relación con el suministro de energía eléctrica, mediante el establecimiento de sus derechos y obligaciones en el marco general de contratación. Para ello, se observan las disposiciones de la citada Directiva 2009/72/CE [257] de 13 de julio de 2009 relativas a derechos de los consumidores.

3.10.8.7.- CONSIDERACIÓN FINAL

Como conclusión, podemos decir que la liberalización desarrolla el efecto previsto de una mayor competencia, dando lugar, consecuentemente, a una reducción de los precios. Pero es evidente que los precios en los mercados no sólo dependen de la situación o nivel de la liberalización, sino también de aspectos más amplios respecto a todo lo que concierne a la competencia.

Entre los factores clave están el equilibrio entre la oferta y la demanda, los costes de combustibles de generación de energía, el proceso de aprendizaje que atraviesan los nuevos mercados, la competencia dentro de diferentes segmentos del mercado, los costes del acceso a redes de transmisión y distribución, la justa distribución de las ayudas públicas, el acceso a las redes en las mismas condiciones que el operador dominante, etc. Diremos que la liberalización es un proceso a largo plazo que requiere muchas atenciones.

La liberalización del sector eléctrico ha aportado mejoras notables para todos los agentes del sector. Aunque también es verdad que en la regulación eléctrica existen numerosas lagunas y que no se garantiza de manera eficiente un sistema de libre competencia, lo cual quiere decir que todos los agentes operan en una situación de igualdad.

Además, podemos ver que, las relaciones entre las distintas fases de la producción no son fluidas, por ejemplo las relaciones entre comercializadoras y distribuidoras, y si se han mantenido estables es debido a que el volumen de clientes liberalizados no ha sido grande. Tanto distribuidoras como comercializadoras han acometido importantes cambios en los últimos años para adaptarse a la nueva reglamentación y al nuevo mercado. Hasta ahora, prácticamente, las tecnologías utilizadas han sido poco novedosas o modernas (papel, teléfono y correo electrónico en la mayoría de los casos), lo que provoca que el trabajo sea manual y poco automatizado. Esta situación es factible porque el número de clientes liberalizados es bajo, pero cuando empiece a crecer será necesario crear e integrar sistemas o fórmula de comunicación que permitan automatizar los procesos.

Las actividades de transporte y distribución se mantienen reguladas por su condición de “monopolios naturales”, de modo que continúan a cargo de las mismas empresas que realizaban ambas actividades hasta la apertura del mercado. Pero lo que antes agrupaba una sola entidad (generación, distribución y comercialización), ahora se ha desglosado verticalmente en distintos negocios, en muchos casos, dentro del mismo grupo.

La actividad de comercialización es la que atrae la entrada de nuevos agentes, pero, si tenemos en cuenta las empresas eléctricas que operan actualmente en España, los negocios de generación y distribución consiguen una rentabilidad sustancialmente superior a la que obtienen las empresas comercializadoras es más, debemos destacar que la mayoría de las comercializadoras no ve en la posibilidad de quedarse la tarifa una barrera significativa para su viabilidad y rentabilidad.

3.11.- ANÁLISIS JURÍDICO SOBRE LA LEGISLACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO

La **Calidad del Servicio** es el conjunto de características técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigibles por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración.

La normativa aplicable sobre calidad del suministro eléctrico en España a nivel estatal, de modo resumido y esquemático:

- **La Ley 54/1997** [18], de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - *SE DEROGA en la forma indicada, salvo las disposiciones adicionales 6, 7, 21 y 23 y SE MODIFICA la disposición adicional 21, por Ley 24/2013, de 26 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2013-13645).*
 - *SE DECLARA en el Recurso 2631/2008 (B.O.E.-A-2008-7320), la inconstitucionalidad y nulidad del art. 3.3.c), la conformidad con la Constitución del art. 3.2.a), interpretado según el TS, por Sentencia 181/2013, de 23 de octubre (Ref. B.O.E.-A-2013-12187).*
 - *SE MODIFICA:*
 - *los arts. 10 y 66 y las disposiciones adicionales 1 y 15, por Ley 17/2013, de 29 de octubre (Ref. B.O.E.-A-2013-11332).*
 - *arts. 16, 30, disposición adicional 21 y se añade las disposición adicional 27, por Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio (Ref. B.O.E.-A-2013-7705).*
 - *los arts. 13 y 66.3, por Ley 3/2013, de 4 de junio (Ref. B.O.E.-A-2013-5940).*
 - *la disposición adicional 21, por Real Decreto-Ley 29/2012, de 28 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2012-15764).*
 - *los arts. 15 y 30, y disposición adicional 6, por Ley 15/2012 [201], de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2012-15649).*
 - *los arts. 17.4 y 18.5, por Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio (Ref. B.O.E.-A-2012-9364).*
 - *determinados preceptos y se añaden los arts. 34 bis, 34 ter y las disposiciones adicional 26 y transitorias 20 y 21, por Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo (Ref. B.O.E.-A-2012-4442).*
 - *SE DICTA DE CONFORMIDAD:*
 - *regulando la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia: Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre (Ref. B.O.E.-A-2011-19242).*
 - *sobre peajes de acceso a las redes de transporte y distribución para los productores de energía eléctrica: Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre (Ref. B.O.E.-A-2011-17891).*
 - *SE DECLARA en los recursos acumulados 838/1998 y 867/1998, B.O.E.-A-1998-7072 y B.O.E.-A-1998-7073, inconstitucional y nulo el art. 3.3 y la constitucionalidad del art. 39.4 en los términos del FJ 10, por Sentencia 18/2011, de 3 de marzo (Ref. B.O.E.-A-2011-5704).*
 - *SE MODIFICA:*
 - *la disposición adicional 6, por Ley 2/2011, de 4 de marzo (Ref. B.O.E.-A-2011-4117).*
 - *el art. 30, por Ley 40/2010, de 29 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2010-20049).*
 - *los arts. 15, 17.2, 19.1 y 2, 26.2, 30, 35.3, y la disposición adicional 21.4, por Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2010-19757).*
 - *SE DICTA DE CONFORMIDAD con la disposición adicional 21, regulando la titulación del déficit del sistema eléctrico: Real Decreto 437/2010, de 9 de abril (Ref. B.O.E.-A-2010-6291).*
 - *SE MODIFICA los arts. 1, 9, 11, 14 y la disposición adicional 21, por Real Decreto-Ley 6/2010, de 9 de abril (Ref. B.O.E.-A-2010-5879).*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- SE DICTA DE CONFORMIDAD con la disposición adicional 6.9, aprobando los modelos de autoliquidación 681, 682, 683 y 684: Orden EHA/408/2010, de 24 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2010-3095).
- SE MODIFICA los arts. 33.3, 36, 39, 40.1, 44, 45, 48 y 60, por Ley 25/2009, de 22 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2009-20725).
- SE DEROGA la disposición adicional 6 bis y se modifica con efectos de 1 de enero de 2010, la disposición adicional 6, por Ley 11/2009, de 26 de octubre (Ref. B.O.E.-A-2009-17000).
- SE DICTA DE CONFORMIDAD:
 - con el art. 20.1, creando la Comisión interministerial para la designación de la sociedad gestora del Fondo de Titulación del Déficit: Real Decreto 1301/2009, de 31 de julio (Ref. B.O.E.-A-2009-12751).
 - con al art. 47 bis, regulando la Oficina de cambios de Suministrador: Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio (Ref. B.O.E.-A-2009-10220).
 - sobre obligaciones de presentación de información para las empresas que operan en los sectores indicados: Orden ITC/1548/2009, de 4 de junio (Ref. B.O.E.-A-2009-9839).
- SE DECLARA la desestimación de la CUESTIÓN 7814/2003, B.O.E.-A-2004-14373, en relación con el art. 91.b.1 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, B.O.E.-A-1964-7544, en la redacción dada, por Sentencia 104/2009, de 4 de mayo (Ref. B.O.E.-A-2009-9469).
- SE MODIFICA las disposiciones adicionales 6, 6 bis y 21, por Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril (Ref. B.O.E.-A-2009-7581).
- SE DICTA DE CONFORMIDAD con el art. 51, aprobando el Reglamento en líneas eléctricas de alta tensión: Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2008-5269).
- SE DEROGA la disposición adicional 12, por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero (Ref. B.O.E.-A-2008-1405).
- SE MODIFICA las disposiciones adicionales 6 y 6 bis, por Ley 33/2007, de 7 de noviembre (Ref. B.O.E.-A-2007-19322).
- SE DICTA DE CONFORMIDAD, aprobando el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico: Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto (Ref. B.O.E.-A-2007-16478).
- SE MODIFICA determinados preceptos, se añade un art. 47 bis, las disposiciones adicionales 22 a 25 y la transitoria 19 y se suprime las disposiciones transitorias 12 y 13, por Ley 17/2007, de 4 de julio (Ref. B.O.E.-A-2007-13024).
- SE DICTA DE CONFORMIDAD:
 - con el art. 46, sobre programa de aportación de potencia al sistema: Orden ITC/1673/2007, de 6 de junio (Ref. B.O.E.-A-2007-11528).
 - regulando la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial: Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (Ref. B.O.E.-A-2007-10556).
 - con el art. 17.2, estableciendo la tarifa eléctrica para el 2007: Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2006-22961).
- SE MODIFICA determinados preceptos y se añaden las disposiciones adicionales 20 y 21 y se suprimen las transitorias 6 y 8, por Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio (Ref. B.O.E.-A-2006-11285).
- SE DICTA EN RELACIÓN:
 - modificando el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía: Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2006-3435).
 - sobre disposiciones relativas al sector eléctrico: Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2005-21100).
- SE DEROGA disposición adicional 6.5, se modifica arts. 30, 18, disposiciones adicionales 6.1 y 7, transitoria 11 y se añade una adicional 6 bis, por Ley 24/2005, de 18 de noviembre (Ref. B.O.E.-A-2005-19005).
- SE MODIFICA el art. 1, 13, 23, 26, 32 a 34, 40, 41, 45, 61, 62, las disposiciones adicionales 6 y 16 y se añade una disposición adicional 18, por Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo (Ref. B.O.E.-A-2005-4172).
- SE DICTA DE CONFORMIDAD sobre instalaciones de producción de energía eléctrica en el régimen especial: Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo (Ref. B.O.E.-A-2004-5562).
- SE MODIFICA los arts. 9.1.b), 33.1 y se añaden las disposiciones adicionales 17, 18 y transitoria 18, por Ley 62/2003, de 30 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2003-23936).
- SE DICTA DE CONFORMIDAD regulando los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2003-23756).*
- *SE MODIFICA los arts. 16, 23, 24, 33 y se añade una disposición adicional 16, por Ley 36/2003, de 11 de noviembre (Ref. B.O.E.-A-2003-20695).*
 - *SE DEROGA en la forma indicada el art. 5.2, por Ley 13/2003, de 23 de mayo (Ref. B.O.E.-A-2003-10463).*
 - **SE DICTA DE CONFORMIDAD:**
 - *regulando las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y acceso a redes en baja tensión: Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2002-25422).*
 - *estableciendo los requisitos de medida en baja tensión: Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2002-25420).*
 - **SE MODIFICA:**
 - *el art. 34 y la disposición transitoria 9, por Ley 53/2002, de 30 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2002-25412).*
 - *la disposición adicional 6, por la Ley 24/2001, de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2001-24965).*
 - **SE DICTA DE CONFORMIDAD estableciendo tarifas de acceso a las redes: Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre (Ref. B.O.E.-A-2001-20850).**
 - **SE ACTUALIZA, sobre conversión a euros de las cuantías indicadas: Resolución de 28 de septiembre de 2001 (Ref. B.O.E.-A-2001-18591).**
 - **SE MODIFICA:**
 - *la disposición transitoria sexta, por Ley 9/2001, de 4 de junio (Ref. B.O.E.-A-2001-10565).*
 - *la disposición transitoria 6, por Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2001-2423).*
 - *el art. 30.4, por Ley 14/2000, de 29 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2000-24357).*
 - **SE DICTA DE CONFORMIDAD:**
 - *sobre actividades relacionadas con el sector eléctrico: Real Decreto 1955/2000 [13] [14], de 1 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2000-24019).*
 - *sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión: Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre (Ref. B.O.E.-A-2000-17599).*
 - **SE MODIFICA la disposición transitoria 8 y se añade la 17, por Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio (Ref. B.O.E.-A-2000-11836).**
 - **SE DESARROLLA el art. 14 y la disposición transitoria quinta, por Real Decreto 277/2000, de 25 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2000-5012).**
 - **SE MODIFICA el art. 33 y la disposición transitoria 6, por Ley 50/1998, de 30 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-1998-30155).**
 - **SE DICTA DE CONFORMIDAD:**
 - *estableciendo tarifas de acceso a las redes: Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-1998-30043).*
 - *regulando las actividades de transporte y distribución de energía: Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre (Ref. 1998/30042) (Ref. B.O.E.-A-1998-30042).*
 - *sobre producción de energía por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración: Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre (Ref. 1998/30041) (Ref. B.O.E.-A-1998-30041).*
 - **SE DEROGA los arts. 6, 7 y 8, se modifica el 12.1 y se añade una disposición adicional 15 y un tercer párrafo a la transitoria 15, por Ley 34/1998 [28] de 7 de octubre (Ref. B.O.E.-A-1998-23284).**
 - **SE DICTA DE CONFORMIDAD con el art. 20, aprobando las normas de Adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector: Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo (Ref. B.O.E.-A-1998-6648).**
 - **SE MODIFICA el art. 30, por Ley 66/1997, de 30 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-1997-28053).**
 - **SE DICTA DE CONFORMIDAD:**
 - *aprobando Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de energía Eléctrica: Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-1997-27999).*
 - *regulando el Mercado de producción de energía Eléctrica: Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-1997-27817).*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- con el art. 8.1. Octava, regulando el procedimiento de Liquidación de los Costes de Transporte y Distribución de la energía Eléctrica: Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-1997-27816).

- El **Real Decreto 1955/2000** [13] [14], de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Este Real Decreto desarrolla los aspectos de la Ley 54/1997 en materia de **Calidad de Servicio**.

- **SE DEROGA:**
 - los arts. 44, 45, 47, 49, 50 y 51, por Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2013-13767).
 - el art. 82.2 y 5, por Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2013-385).
- **SE MODIFICA** el art. 66. bis y **SE AÑADE** la disposición adicional 13, por Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre (Ref. B.O.E.-A-2011-19242).
- **SE DEROGA** los arts. 77, 188, 190 a 199 y **SE MODIFICAN** determinados preceptos, por Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2010-4172).
- **SE AÑADE** la disposición adicional 12, por Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio (Ref. B.O.E.-A-2009-10220).
- **SE DEROGA** arts. 176 a 180, 189, 200 a 204 y los apartados 2.1 y 2.2 del anexo, y **SE MODIFICA** arts. 71.2, 73, 188.2 y 191, por Real Decreto 485/2009, de 3 de abril (Ref. B.O.E.-A-2009-5618).
- **SE DICTA EN RELACIÓN**, sobre devolución del aval contemplado en los arts. 59 bis y 66 bis: Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre (Ref. B.O.E.-A-2008-15595).
- **SE DEROGA** los arts. 117 y 119, por Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2008-4143).
- **SE DICTA DE CONFORMIDAD** con el art. 110 bis, sobre electricidad consumida, su impacto sobre el medio ambiente y formatos tipo de facturas: Circular 1/2008, de 7 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2008-3173).
- **SE MODIFICA:**
 - el art. 59 bis y **SE AÑADE** un art. 66 bis, por Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (Ref. B.O.E.-A-2007-10556).
 - el art. 110 bis, por Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo (Ref. B.O.E.-A-2007-9691).
 - lo indicado de los arts. 104.2 y 106.3, por Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2006-22961).
- **SE DEROGA** art. 82.4, **SE MODIFICA** los arts. 45, 47, 49, 50, 73, 92, 93, 96, 124 y **SE AÑADE** un art. 59 bis, una disposición adicional 12 y un capítulo III al título VI, por Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2005-21100).
- **SE DICTA DE CONFORMIDAD:**
 - sobre petición de información a los comercializadores: Circular 2/2005, de 30 de junio (Ref. B.O.E.-A-2005-14116).
 - sobre petición de información a los distribuidores: Circular 1/2005, de 30 de junio (Ref. B.O.E.-A-2005-14115).
- **SE DEROGA** el apartado 3 del art. 107 y **SE MODIFICA** el 107.2 y 131.9, por Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2004-21561).
- **SE DECLARA** la nulidad de lo indicado del art. 73.1.a), por Sentencia del TS de 16 de octubre de 2003 (Ref. B.O.E.-A-2003-22509).
- **SE DEROGA** la disposición adicional 10, por Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto (Ref. B.O.E.-A-2002-17369).
- **SE DICTA DE CONFORMIDAD** con el art. 108.3, aprobando procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico: Orden ECO/0797/2002, de 22 de marzo (Ref. B.O.E.-A-2002-7133).

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- *SE ACTUALIZA, sobre conversión a euros de las cuantías indicadas: Resolución de 20 de diciembre de 2001 (Ref. B.O.E.-A-2001-24828).*
 - *SE DICTA DE CONFORMIDAD con la disposición adicional 3, sobre procedimiento para las propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica: Orden de 30 de mayo de 2001 (Ref. B.O.E.-A-2001-11797).*
 - *CORRECCIÓN de errores en B.O.E. núm. 62, de 13 de marzo de 2001 (Ref. B.O.E.-A-2001-4839).*
- La **Orden ECO/797/2002** [176], de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico. Esta Orden desarrolla los aspectos del Real Decreto 1955/2000 [13] [14] en materia de **Calidad de Servicio**.
- *DE CONFORMIDAD con el art. 108.3 del Real Decreto 1955/2000 [152] [153], de 22 de marzo (Ref. B.O.E.-A-2000-24019).*
- El **Real Decreto 1634/2006** [289] [290], de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. En este Real Decreto se modifican los límites de los índices de calidad definidos en el Real Decreto 1955/2000 [13] [14].
- *SE DECLARA la nulidad del art. 5 y de la disposición transitoria 7, por Sentencia del TS de 28 de enero de 2009 (Ref. B.O.E.-A-2009-5243).*
 - *SE DICTA DE CONFORMIDAD:*
 - *la disposición adicional vigésima, sobre funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía como continuación a las subastas establecidas: Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2008-5379).*
 - *con la disposición transitoria 6, regulando el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción: Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio (Ref. B.O.E.-A-2007-14798).*
 - *SE DEROGA el primer párrafo del art. 1.1, la disposición transitoria cuarta y los apartados 1 y 2 del anexo I, por Real Decreto 871/2007, de 29 de junio (Ref. B.O.E.-A-2007-12759).*
 - *SE DICTA DE CONFORMIDAD:*
 - *con el art. 5, definiendo el procedimiento de la transferencia de los fondos previstos, en el 2007: Orden ITC/1728/2007, de 8 de junio (Ref. B.O.E.-A-2007-11735).*
 - *con la disposición final 1.2, regulando la garantía de origen de la electricidad a partir de las fuentes indicadas: Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo (Ref. B.O.E.-A-2007-10868).*
 - *con la disposición final vigésima, regulando las características de las subastas para la adjudicación de las emisiones primarias de energía: Resolución de 19 de abril de 2007 (Ref. B.O.E.-A-2007-8524).*
 - *CORRECCIÓN de errores en B.O.E. núm. 45, de 21 de febrero de 2007 (Ref. B.O.E.-A-2007-3599).*
- El **Real Decreto 222/2008** [12], de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. En este Real Decreto se establece la metodología para el cálculo de la retribución, incluyendo un incentivo de **Calidad de Servicio**.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- *SE DEROGA* excepto la disposición adicional 4, por Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2013-13767).
 - *SE DEJA SIN EFECTO* el anexo II, por Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre (Ref. B.O.E.-A-2009-15057).
 - *SE MODIFICA*:
 - el art. 9, por Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre (Ref. B.O.E.-A-2011-19206).
 - el anexo I, por Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2008-21009).
 - *SE DICTA DE CONFORMIDAD* con la disposición adicional 2 sobre información a remitir por los distribuidores de los grupos A, B y C: Circular de 6 de noviembre de 2008 (Ref. B.O.E.-A-2008-18946).
- La **Ley 24/2013** [29], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Establece un nuevo método de incentivo a la **Calidad del Servicio**.
- *SE MODIFICA*:
 - los arts. 4, 16.2, 33.1.b) y 33.2, por Ley 32/2014, de 22 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2014-13359).
 - la disposición transitoria 12, por Real Decreto-Ley 15/2014, de 19 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2014-13248).
 - los arts. 17 y 46, por Ley 3/2014, de 27 de marzo (Ref. B.O.E.-A-2014-3329).
 - *SE DICTA DE CONFORMIDAD*:
 - con el art. 45.4 y establece la metodología para la fijación de porcentajes de reparto de cantidades a financiar del bono social: Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre (Ref. B.O.E.-A-2014-12099).
 - regulando el procedimiento de presupuestación, reconocimiento liquidación y control de extra costes en la energía en los territorios no peninsulares: Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto (Ref. B.O.E.-A-2014-8887).
 - aprobando el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones de alta tensión, y sus instrucciones técnicas complementarias: Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo (Ref. B.O.E.-A-2014-6084).
 - aprobando las reglas de funcionamiento del mercado diario de energía eléctrica y el contrato de adhesión a las mismas: Resolución de 9 de mayo de 2014 (Ref. B.O.E.-A-2014-4954).
 - estableciendo la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica: Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2013-13767).
 - estableciendo la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica: Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2013-13766).
 - *Recurso*:
 - 5819/2014, promovido contra los arts. 9, 64.43, 65.35 y la disposición final 2 (Ref. B.O.E.-A-2014-10815).
 - 1908/2014, promovido contra los artículos 3.13 a), 9, 15, 33.5, 38.8, 40, 43.5, 46, 51, 52 y disposición final 2 (Ref. B.O.E.-A-2014-5031).
 - 1820/2014, promovido contra los arts. 9, 40, 43.5, 46, 51, 52.4 y disposición final 2 (Ref. B.O.E.-A-2014-5030).

Referencias anteriores

- *DEROGA*:
 - Ley 15/2013 [204], de 17 de octubre (Ref. B.O.E.-A-2013-10904).
 - Disposición adicional 4 y *MODIFICA* la disposición transitoria 3.2 del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio (Ref. B.O.E.-A-2013-7705).
 - Arts. 3 y 4 del Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2013-1117).

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- *Disposición adicional 15 del Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio (Ref. B.O.E.-A-2012-9364).*
- *Disposición adicional 1 del Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2010-19757).*
- *Art. 24 del Real Decreto-Ley 6/2010, de 9 de abril (Ref. B.O.E.-A-2010-5879).*
- *Art. 83 bis de la Ley 34/1988, de 7 de octubre (Ref. B.O.E.-A-1998-23284).*
- *En la forma indicada, salvo las disposiciones adicionales 6, 7, 21 y 23, y MODIFICA la disposición adicional 21, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre (Ref. B.O.E.-A-1997-25340).*
- **MODIFICA:**
 - *Disposición adicional 5 de la Ley 17/2012 [202], de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2012-15651).*
 - *Disposición adicional 2 de la Ley 15/2012 [201], de 27 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2012-15649).*
 - *CITA Real Decreto 1955/2000 [13] [14], de 1 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2000-24019).*

- **El Real Decreto 1048/2013 [16], de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, establece el método retributivo a las compañías eléctricas de más de 100.000 clientes.**
 - *SE MODIFICAN determinados preceptos, por Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2014-12973).*
 - *SE DICTA DE CONFORMIDAD con el art. 18, estableciendo el contenido y formato de los planes de inversión de las empresas instaladoras de distribución eléctrica: Resolución de 29 de abril de 2014 (Ref. B.O.E.-A-2014-4604).*
 - *Conflicto 2304/2014, planteado en relación con determinados preceptos (Ref. B.O.E.-A-2014-5735).*

- Referencias anteriores*
 - **DEROGA:**
 - *Excepto la disposición adicional 4 el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2008-5159).*
 - *Arts. 44, 45, 47, 49, 50 y 51 del Real Decreto 1955/2000 [152] [153], de 1 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2000-24019).*
 - *DE CONFORMIDAD con Ley 24/2013, de 26 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2013-13645).*

- **El Real Decreto 1047/2013 [291], de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. En este caso, se determina la forma en que será retribuida **REE**.**
 - **DEROGA:**
 - *Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero (Ref. B.O.E.-A-2008-4143).*
 - *Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-1998-30042).*
 - *DE CONFORMIDAD con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre (Ref. B.O.E.-A-2013-13645).*

3.12.- LEGISLACIÓN Y NORMATIVA SOBRE CALIDAD DE SERVICIO Y SUMINISTRO ELÉCTRICO

3.12.1.- NORMATIVA BÁSICA

Desde el 1 de enero de 1998 el sector eléctrico español viene experimentando una importante transformación, el cual cuenta desde entonces con un nuevo marco regulador de la actividad eléctrica derivada de las modificaciones regulatorias desarrolladas tras la aprobación de la **Directiva 96/92/CE [45]^{CIX}** [292] derogada por **Directiva 2003/54/CE [231]** sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que buscaba la inclusión de la competencia en determinados segmentos del suministro eléctrico. Este nuevo sistema se basa en la implantación de criterios de liberalización y competencia, de manera compatible con la conservación del medio ambiente y la seguridad del suministro. La mencionada directiva tenía como objetivo fundamental dar los primeros pasos para la creación de un mercado interior de electricidad en la Unión Europea a partir de la liberalización de las actividades de generación y comercialización de la energía eléctrica con el fin de incrementar la **Calidad del Servicio** y la competitividad de los precios eléctricos.

El nuevo sistema legal se asienta en la **Ley 54/1997 [18]**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico mediante la que se transpuso la Directiva 96/92/CE [45] [292], ya mencionada, al ordenamiento jurídico español, modificando así el marco regulador vigente hasta ese momento^{CX}, así como en los Decretos que la desarrollan. El objeto básico de esta ley, tal y como viene reflejado en su propio preámbulo, es “establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente”. También en la Ley 54/1997 se crean las figuras del regulador, denominado Comisión Nacional de la Energía, el operador del sistema y gestor de la red de transporte, Red Eléctrica de España (en adelante **REE**), y el operador del mercado eléctrico, la OMEL que gestiona el mercado mayorista. A su vez, este conjunto de nuevas normas legales, tienen, como referentes más destacados, además de la Directiva de la Unión Europea sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad de diciembre de 1996, el Protocolo para el Establecimiento de una Regulación del Sistema Eléctrico Nacional, también de diciembre de 1996, suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas españolas.

Posteriormente, en el año 2003, con la aprobación de la Directiva 2003/54/CE [231] del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, se estableció una separación jurídica

^{CIX} Derogada por DIRECTIVA 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

^{CX} Entre el 1 de enero de 1988 y finales de 1997 el sector estuvo regulado por el denominado “Marco Legal Estable”.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

entre los operadores de transporte, los operadores de distribución y el resto de los agentes del sector, estableciendo la liberalización tanto del segmento de la generación como del mercado minorista, por lo que todos los consumidores europeos tendrían derecho a elegir su proveedor de electricidad. Esta Directiva fue transpuesta al ordenamiento español a través de la Ley 17/2007 [27], de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, mediante la cual, y como modificación más importante operada por ella, se suprimieron las tarifas integrales^{CXI}, se produjo la introducción de la actividad de suministro de último recurso^{CXII}, por lo que las distribuidoras ya no podrán vender directamente a tarifa. Mediante el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, se regula la puesta en marcha del citado suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. Esta última norma viene a regular los conceptos de comercializadoras de último recurso y tarifas de último recurso, designando las empresas que podrán prestar este servicio entre los comercializadores que tengan medios suficientes para poder asumir el riesgo de una actividad libre a quienes se impone una obligación adicional, el suministro a consumidores de baja tensión a un precio máximo y mínimo y llevar a cabo la actividad con separación de cuentas, diferenciada de la actividad de suministro libre.

Este es el marco legal que establece las bases generales para la liberalización del mercado eléctrico en España, cuyos aspectos particulares han sido desarrollados mediante sucesivos Reales Decretos, Órdenes y Resoluciones.

De entre la normativa en este momento, en referencia a la **Calidad de Servicio**, creemos que es necesario resaltar y hacer una mención algo más pormenorizada de la Ley del Sector Eléctrico y de la Directiva 2003/54/CE, ya que del Real Decreto 1955/2000 [152] [153] haremos un análisis más adelante, cuando entremos en el estudio de la **Calidad del Servicio** eléctrico.

La Ley 54/97 del Sector Eléctrico, y su posterior desarrollo normativo, introdujeron una nueva regulación que liberalizaba parcialmente la competencia en generación, contemplaba una transición a la competencia en la comercialización y mantenía tarifas reguladas para las actividades de transporte y distribución, tradicionalmente consideradas monopolios naturales^{CXIII}. Objetivos conseguidos una vez publicada la Ley 17/2007 modificativa de la antes citada 54/1997. Los principios básicos en los que estaba basada esta ley, con la que como dijimos, se llevaba a cabo la transposición de la Directiva Eu-

^{CXI} Tarifas integrales: Tarifas en las que se incluyen tanto el acceso a las redes como la energía. Son fijadas por el Gobierno y revisadas trimestralmente, quedando su administración en manos de las empresas distribuidoras.

^{CXII} Suministro de último recurso: Mediante el suministro de último recurso se establecen tarifas que son fijadas por el Gobierno y de aplicación a los consumidores de energía eléctrica en baja tensión con potencia contratadas inferior o igual a 10 kW, que no elijan contratar una oferta comercial.

^{CXIII} Un monopolio natural es un caso particular de monopolio en el que una empresa puede producir toda la producción del mercado con un coste menor que si hubiera varias empresas compitiendo. Normalmente ocurre en mercados donde se tiene que realizar una altísima inversión inicial junto con unos elevados costes de mantenimiento de la estructura productiva para atender un mercado que, además, es limitado.

ropea 96/92/CE son, en primer lugar la separación entre actividades reguladas (transporte y distribución) y aquellas que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia (generación y comercialización). En segundo lugar, la progresiva liberalización de la contratación y elección del suministrador de los consumidores finales. En tercer lugar, la libertad de acceso a las redes de transporte y distribución mediante el pago de peajes^{CXIV}. Y por último, la creación de las figuras del operador del sistema encargado de la gestión técnica y el operador del mercado encargado de la gestión económica del sistema.

Este cuerpo legal cumple un triple objetivo el cual consta de tres garantías bien diferenciadas pero íntimamente relacionadas entre sí. Estos objetivos son, el garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad del suministro eléctrico y el garantizar el suministro al menor precio posible. Además esta normativa lo que pretende es conseguir un funcionamiento del sector sustentado en los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

Las líneas maestras del nuevo marco regulatorio establecido por la entrada en vigor de la nueva normativa se pueden resumir del modo siguiente:

- El abandono del principio de intervención estatal, que se tradujo en la sustitución del concepto de servicio público por la expresa garantía de suministro eléctrico a todos los consumidores dentro del territorio español.
- Asimismo, la explotación unificada del sistema eléctrico nacional dejaba de ser un servicio de titularidad estatal, siendo ejercido por la empresa Red Eléctrica de España que debería perder la mayoría pública en su accionariado en un plazo determinado en la propia ley.
- La tradicional planificación estatal de los medios de producción desaparecía, siendo sustituida por la libertad de instalación sometida a autorizaciones administrativas derivadas de las regulaciones específicas.
- Tan solo el desarrollo y refuerzo de la red de transporte quedaba sujeta a la planificación del Estado.
- Se establecía el principio de la separación jurídica entre “actividades reguladas”^{CXV} y las “no reguladas”^{CXVI}, transporte y distribución, y generación y comercialización, respectivamente.
- El funcionamiento de las centrales generadoras dejaba de estar sometido a una gestión económica del conjunto del sistema bajo el principio de su optimización teórica. Y en su lugar, la utilización de tales centrales pasó a basarse

^{CXIV} Peaje: derecho de tránsito (RAE).

^{CXV} Actividades reguladas: Actividad en la que los precios son fijados por el Gobierno (transporte y distribución).

^{CXVI} Actividades no reguladas: Actividades pertenecientes al libre mercado, donde rige la libre competencia (generación y comercialización).

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- en los resultados del mercado mayorista organizado de producción eléctrica.
- Consecuentemente con ello, la retribución^{CXVII} de las actividades de generación dejaba de hacerse en función de los valores estándares de los costes reconocidos de dichas actividades y a hacerse con arreglo a precios de mercado.
 - Se estableció el principio del derecho de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, por considerarse monopolios naturales. La retribución económica de estas actividades seguiría siendo fijada administrativa-mente.
 - La comercialización se identificó plenamente como actividad singularizada en la nueva Ley, con arreglo a los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador por cliente, pero sometidos tales principios a criterios de gradualidad en su implantación.

Por otro lado, como dijimos, vamos a analizar también los rasgos básicos de la Directiva Europea 2003/54/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, la cual supuso un gran avance en la apertura del mercado de la electricidad. Esta directiva establece normas comunes de generación, transmisión y distribución de electricidad. Define las modalidades de organización y funcionamiento del sector de la electricidad, el acceso al mercado. Los criterios y procedimientos aplicables respecto de las licitaciones y autorizaciones, así como la explotación de las redes.

Se establece, con respecto a las compañías del sector eléctrico, el deber de explotarse con arreglo a principios comerciales y no podrán ser discriminadas en cuanto a sus derechos u obligaciones. El objetivo es velar por la implantación de un mercado de la electricidad competitivo, seguro y sostenible en el ámbito medioambiental. Además, los Estados Miembros deben garantizar la posibilidad de prever nuevas capacidades o medidas de eficacia energética y de gestión de la demanda a través de cualquier procedimiento equivalente en términos de transparencia y de no discriminación sobre la base de criterios publicados. También han de designar o exigir a las empresas propietarias de redes de transmisión o de distribución que designen, por un período que deberán determinar los propios Estados en función de consideraciones de eficacia y de equilibrio económico, a uno o varios gestores de red de transmisión y distribución. Por otro lado, se establecía un sistema de disociación contable en el que las empresas de electricidad han de llevar, en su contabilidad interna, cuentas separadas para cada una de sus actividades de transmisión y de distribución, tal como deberían hacer si dichas actividades fuesen realizadas por empresas diferentes, para evitar discriminaciones, subvenciones cruzadas y distorsiones de la competencia.

^{CXVII} Retribución: compensación económica o pago.

3.12.1.1.- LEY 24 /2013, DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las líneas básicas de la última reforma eléctrica son:

- Establecimiento de un marco normativo que garantice la estabilidad financiera del sistema eléctrico con carácter definitivo.
- Consecución de una reducción significativa de los costes del sistema a través de medidas regulatorias.
- Garantía de suministro al menor coste posible para el consumidor, fomentando la competencia y la capacidad de elección del consumidor.

Para lograr la viabilidad económica del sistema eléctrico *“se establece una regla de estabilidad financiera, mediante un sistema automático de revisión que evitará la aparición de nuevos desajustes. Se limita la introducción de nuevos costes en el sistema eléctrico sin que venga acompañada de un aumento equivalente de los ingresos. Aquellos sobrecostes generados por normativas autonómicas o locales deberán ser asumidos por éstas”*.

Se introducirán medidas regulatorias que reducirán los costes del sistema en unos 2.700 M€/año. Se establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos, las cuales recibirán un complemento por sus costes de inversión basado en estándares por tecnologías; se garantiza una “rentabilidad razonable” basada en las Obligaciones del Tesoro a 10 años más 300 puntos básicos (lo que equivale a una rentabilidad del 7,5%). Se establece un sistema específico de incentivos para Canarias y Baleares, donde la energía eólica y fotovoltaica es más baratas que la generación convencional.

Asimismo, se impone un nuevo régimen retributivo para las redes de transporte y la distribución, fijándose una retribución homogénea adecuada a una actividad de bajo riesgo (Obligaciones del Tesoro a 10 años más 200 puntos básicos). Se establece también un volumen máximo de inversión asumido por el sistema eléctrico como coste anual.

Se reduce la retribución de otras actividades reguladas del sistema, por ejemplo, introduciendo medidas para disminuir el coste de la producción eléctrica y para mejorar la eficiencia de las centrales de fuel de los sistemas insulares y extra-peninsulares. Asimismo, se disminuye la retribución actual de los pagos por capacidad que perciben fundamentalmente las centrales de ciclo combinado y se establece un mecanismo de mercado para la interrumpibilidad.

Entre otras medidas para garantizar el suministro al menor coste para el consumidor, se simplifica y clarifica la factura eléctrica, y se refuerzan los mecanismos de atención al cliente garantizando su gratuidad. La actual tarifa de último recurso (**TUR**), a la

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

que están acogidos la gran mayoría de los consumidores domésticos, pasa a denominarse Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (**PVPC**). Además, se habilitan nuevas comercializadoras para el suministro de estos clientes, fomentando la competencia entre ellas, y se agiliza el proceso de cambio de compañía suministradora. Los consumidores más vulnerables podrán continuar acogiéndose al descuento del bono social. Se fomenta la resolución alternativa de litigios de acuerdo con la Directiva Europea en materia de consumo.

Se refuerza la lucha contra el fraude a través de la colaboración con las compañías distribuidoras y se modifica la estructura de peajes reduciendo el coste sobre el consumidor medio y penalizando las segundas viviendas y las viviendas vacías. Se habilita la posibilidad de cierre temporal de instalaciones “hibernación” bajo estrictos criterios de garantía de seguridad de suministro.

Las medidas tomadas hasta la fecha corrigen 6.000 M€ de los 10.500 M€ con que se encontró el Gobierno. La reforma corrige los 4.500 M€ restantes: 2.700 M€ de reducción de los costes regulados del sistema, 900 M€ aportados por los Presupuestos Generales del Estado y 900 M€ obtenidos mediante una subida de los peajes.

Como resultados de la reforma se espera atajar de forma definitiva un problema que se arrastra desde 2005, eliminando el déficit de tarifa que actualmente se sitúa en unos 4.500 M€/año, e impedir que se pueda volver a repetir en el futuro una situación de fuerte desequilibrio financiero como la actual con efectos tan nocivos para la economía. Se hace también un ajuste que se espera tenga el menor impacto posible para el consumidor; pese al déficit acumulado, el recibo de la luz para el consumidor será similar al que tenía el año pasado por estas fechas. Asimismo, se reducen considerablemente los costes de las actividades reguladas del sistema, garantizando una retribución adecuada a las empresas, y se establece un marco regulatorio homogéneo, transparente y estable que introduce certidumbre en el sector y confianza en los inversores.

Un seguimiento detallado de las propuestas del Gobierno permite añadir los siguientes datos complementarios:

- La Reforma Eléctrica de diciembre 2013 se propone como la definitiva que acabará con el déficit tarifario del sistema eléctrico. Consta de un proyecto de Ley del Sector Eléctrico, un Real Decreto de Ley de medidas urgentes (ya aprobado) y siete propuestas de reales decretos, una orden de peajes (ya aprobada) y cinco órdenes ministeriales. Se pretende cubrir el desfase de 4.500 M€ de déficit tarifario actual.
- Para corregir y evitar futuros déficits de tarifa se impone que todo nuevo coste requiera un nuevo ingreso o la reducción de otro coste. El déficit de 2013 no se titulizará y se recuperará en 15 años. A partir de 2014 el déficit máximo anual será del 2,5% de ingresos (10% acumulado). El déficit será

financiado por todos los agentes que cobren de liquidaciones. La devolución se realizará en 5 años a tipos de mercado. Mientras exista déficit, no podrán bajarse los peajes. Es necesario un aval de 4.000 M€ para el desajuste de 2012 (4.109 M€). En principio, los Presupuestos Generales del Estado asumirían el 50% de la compensación de los **SEIE**^{CXVIII}. Existe la posibilidad excepcionalmente de una revisión trimestral de peajes. La revisión de los peajes (aproximadamente 6,5%), se publicará en agosto.

- Se introducen las emisiones de CO₂ en el despacho. Se establecen subastas bianuales de combustibles para fijar su precio y, si nadie se presentara, se aplicarían referencias internacionales. Se establece un mecanismo de subastas para los incentivos por interrumpibilidad, que dejará de incluirse en los peajes y será liquidado directamente por el **OS**.
- Los Pagos por Capacidad (incentivo a la inversión en **CCTT** de **GNCC**) se reducen de 26.000 a 10.000 €/MW para instalaciones anteriores a 2016 y se amplía el plazo de cobro al doble de años que resten para cubrir el periodo de diez años de la percepción actual; las instalaciones posteriores a 2016 se registrarán por Subastas para ampliaciones y nueva capacidad cuando el índice de cobertura sea inferior a un umbral, y los pagos los liquidará el **OS** según potencia firme y precio, durante 10 años.
- Se establecen costes estándares específicos para los Sistemas Eléctricos Insulares y Extra-peninsulares (**SEIE**) que permitan reducir los mismos y mejorar la eficiencia.
- Se habilita al Ministerio para la revisión trimestral del Peaje de Acceso. El anteproyecto de Ley desglosa los peajes de acceso vigentes en peajes de acceso de transporte y de distribución, calculados según la metodología de la **CNMC**, y cargos necesarios para cubrir los costes asociados, según metodología a determinar. Será obligatoria la revisión automática de los peajes y cargos si se supera un desajuste de más del 2,5% o si la deuda acumulada supera el 10% de los ingresos estimados del sistema. El déficit generado en 2013 se recuperará en 15 años; a partir de 2014, el déficit que se genere será financiado por todos los sujetos del sistema de liquidaciones, y se recuperará en 5 años.
- Se abandona la separación entre Régimen Ordinario y Régimen Especial. Bastantes medidas de la Reforma afectan directamente a las **EERR**. Por ejemplo, se deroga completamente el sistema retributivo del Real Decreto 661/2007 [293] y se plantea un nuevo modelo retributivo basado

^{CXVIII} *Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

en el precio del mercado, que se complementará con una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra los costes de inversión de una instalación tipo, y en su caso, un término a la operación que cubra los mayores costes de explotación no cubiertos por los ingresos de mercado, de modo que permita una rentabilidad razonable. La retribución de mercado más la retribución específica (incentivo a la inversión e incentivo a la explotación) cubrirá los costes que una “empresa eficiente” no recupere en el mercado. Como ya se ha dicho, se fija la ‘rentabilidad razonable’ para todas las instalaciones existentes como el valor medio de las Obligaciones del Tesoro a 10 años más un diferencial de 300 puntos básicos (antes de impuestos). La retribución específica se considerará para una instalación tipo, en función de unos valores estándar (inversión, costes de operación, vida regulatoria,...) a determinar (3 meses desde la publicación del Real Decreto). Para el cálculo de los valores estándar no se tendrán en cuenta sobrecostes inducidos por las Comunidades Autónomas. Los periodos y subperiodos regulatorios se fijan en 6 y 3 años, respectivamente. Se elimina la bonificación por energía reactiva ($\approx 3\%$ de la retribución), aunque se mantiene la penalización por no cumplir sus requisitos, y se contempla la financiación de los servicios de disponibilidad de potencia gestionable y de interrumpibilidad con cargo a las energías renovables. Se establecerá un incentivo a la inversión en los **SEIE** (según la reducción de los costes variables).

El Real Decreto 1699/2011 [294], regula el autoconsumo instantáneo y los excesos vertidos a la red, pero no habla de balance neto. El consumidor enviará a la red eléctrica la energía generada y no consumida. La cesión generará unos derechos de consumo futuro, que podrán ser utilizados durante los siguientes 12 meses. El consumidor pagará el peaje de acceso y otros precios que resulten de la aplicación de acuerdo a la normativa en vigor establecida por el **MINETUR** por la energía consumida hasta igualar los derechos adquiridos. El precio del resto de la energía será establecido por empresas suministradoras y comercializadoras. Se pagará un impuesto llamado “peaje de respaldo” por la energía autoproducida por la instalación de autoconsumo, aunque ésta nunca llegue a la red. Todos los productores y consumidores de electricidad de autoconsumo están obligados a firmar un contrato con la empresa distribuidora aun cuando no se vierta la energía a la red. Se crea un registro administrativo de autoconsumo y se hace obligatoria la inscripción en este registro de todas las instalaciones existentes y futuras. Para disponer de una instalación de autoconsumo se debe realizar una solicitud a la compañía eléctrica y pagar los derechos de acometida, incluso cuando se trate de autoconsumo instantáneo que no vierta energía a la red.

Se distinguen dos tipos de autoprodutores: i) consumidor con autoproducción,

con potencia instalada menor a la contratada, menor o igual a 100 kW; no se valora la energía entregada a la red; ii) generador con consumidor asociado; será un generador “normal” y podrá vender excedentes, pagando peajes de generación por los mismos. Ambos autoprodutores pagarán peaje de respaldo por la energía autoconsumida (término de energía del peaje de acceso que corresponda más pagos por capacidad más servicios de ajuste). Se aplicará una reducción (hasta 31/12/2019) del peaje de respaldo en **SEIE**.

La tarifa de último recurso (**TUR**) pasa a denominarse precio voluntario para el pequeño consumidor (**PVPC**), y será un precio máximo de referencia. La **TUR** será el precio que se aplique a los clientes vulnerables; también se aplicará a los clientes sin derecho al **PVPC** y sin contrato con comercializador, con recargo. El precio de referencia de la **TUR** se actualizará en un 3,41% sobre el valor actual. Se mantiene el umbral actual. Se habilitarán comercializadoras de referencia, con características similares a los **CUR**, pero sin permitir que suministren a precio libre e introduciendo competencia entre ellas.

El bono social, diferencia entre la **TUR** y el **PVPC**, será financiado por las matrices de los grupos que realizan simultáneamente producción, distribución y comercialización.

3.12.1.2.- REAL DECRETO. 1955/2000

La **calidad del suministro** eléctrico encuentra su regulación en el ordenamiento jurídico español, en el Real Decreto 1955/2000 [14] [13], de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Este Real Decreto tiene por objeto establecer el régimen jurídico aplicable a las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro de energía eléctrica y a las relaciones entre los distintos sujetos que las desarrollan, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar este servicio esencial a todos los consumidores finales. También se establece el régimen de autorización correspondiente a todas las instalaciones eléctricas y el procedimiento de inscripción en los distintos registros administrativos.

La calidad tiene carácter de mínimo y será de aplicación a todas las zonas de distribución y a todos los suministros del sistema eléctrico nacional.

El Real Decreto 1955/2000 [152] [153] está estructurado en ocho Títulos los cuales están destinados a materias diferentes.

En el Título I se establecen unas disposiciones generales al objeto de clarificar las distintas actividades eléctricas y los regímenes aplicables.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el Título II viene regulada la planificación eléctrica, la cual considera dentro de sus objetivos el mantenimiento de un adecuado nivel de conexión entre producción y demanda, el garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico al menor coste posible para los consumidores y el desarrollo de la red de transporte de manera participativa con los distintos agentes y organismos afectados.

En el Título III se desarrolla el marco normativo de la actividad de distribución, de los gestores de las redes de distribución y empresas distribuidoras. Además se desarrolla el régimen económico de los derechos de acometida y demás actuaciones necesarias para atender el suministro.

En el Título IV se establece el acceso a las redes de transporte y distribución.

En los Títulos V y VI se tratan la actividad de comercialización y consumidores cualificados y el suministro, en lo relativo a los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes, la facturación y la suspensión, y la **Calidad del Servicio**. Siendo este el Título en el que se enmarca el tema central del trabajo que nos ocupa.

En el Título VII se establecen los procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución.

Por último, en el Título VIII se desarrollan las cuestiones relacionadas con los registros administrativos, el tratamiento de los datos, la cancelación de las inscripciones y particulariza todo lo relativo al Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica y el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados.

Mediante este Real Decreto se establece el régimen jurídico de las distintas actividades intervinientes en el proceso de suministración de energía eléctrica. A través de esta ordenación lo que se pretende es la coordinación del funcionamiento de la actividad estableciendo para ello una normativa uniforme, mediante la cual se establece una definición de retribución conjunta y se concretan las competencias autonómicas en la materia.

3.12.2.- REGLAMENTACIÓN AUTONÓMICA

3.12.2.1.- EXTREMADURA

El objetivo de la **Ley 2/2002** [295] de Protección de la **Calidad del Suministro Eléctrico** en Extremadura es *“el fin de proteger a los consumidores y usuarios finales en los diferentes aspectos de utilización de la energía, ya sea para uso doméstico, comercial o industrial, regulando las características de los suministros en aras a conseguir unos niveles de calidad que puedan considerarse homogéneos, satisfactorios y que no incidan ne-*

gativamente en las diferentes actividades económico-productivas que tienen en la electricidad un factor básico en los procesos productivos y un factor de bienestar en el uso doméstico”.

Esta Ley, aunque recurrida en alguno de sus artículos [296] defiende al usuario o consumidor de una manera firme (....)

“Artículo 7. Derechos y obligaciones de los consumidores.

1. Cualquier consumidor que solicite suministro de energía eléctrica, tendrá derecho a recibir, por escrito, por parte de la empresa distribuidora o comercializadora según corresponda, información relativa a las condiciones técnicas y económicas del mismo, así como los plazos máximos de ejecución, que se determinarán reglamentariamente. En cualquier caso, el consumidor podrá solicitar asesoramiento del órgano competente de la Consejería de Economía, Industria y Comercio, que dirimirá las controversias que al respecto se planteen, fijando ésta las condiciones técnicas, plazos y presupuesto.

2. Los consumidores tendrán derecho a obtener asesoramiento de la empresa distribuidora o comercializadora según corresponda, relativo a facturación, cobro, medidas de consumo y restantes características del servicio de suministro contratado, y todo ello como manifestación de la calidad en la atención y relación con el cliente.

3. Los propios consumidores o usuarios, así como los Ayuntamientos, las Corporaciones de Derecho Público, Asociaciones de Consumidores y los Organismos de las Administraciones Públicas, tendrán derecho a que se determine en cualquier punto accesible de la red la tensión del suministro, pudiendo autorizar el órgano competente de la Consejería responsable en materia de energía la colocación de equipos registradores de la tensión durante períodos de una semana, que se pueden repetir hasta completar un mes de duración.

Determinada la existencia de interrupciones de suministro, así como de variaciones de tensión conforme a lo previsto en el artículo 5 de la presente Ley, motivadoras de deficiencias en la calidad del suministro eléctrico, en defensa de los consumidores, éstos tendrán derecho, sin perjuicio de las acciones judiciales pertinentes, a adoptar, alternativa, acumulativa o consecutivamente, cualquiera de las medidas siguientes:

a) A la reducción de la facturación a abonar por los consumidores en la forma siguiente:

Las variaciones de tensión o interrupciones de suministro continuadas y superiores a una hora comportarán una reducción de la facturación mensual de un 20 por 100, porcentaje que será elevado en dos puntos porcentuales por cada hora o fracción adicional.

b) Instar, si procediese, la incoación del correspondiente expediente sancionador con arreglo a lo dispuesto en el capítulo III de la presente Ley.

c) Instar a la Administración, que no obstante, podrá adoptar de oficio, la concesión de un plazo adecuado, teniendo en cuenta las circunstancias concurrentes, para que la empresa distribuidora subsane las deficiencias y efectúe el suministro de energía eléctrica con la continuidad debida.

*4. Los propios consumidores o usuarios y las Entidades anteriormente citadas podrán colocar aparatos registradores de medidas de incidencias de **Calidad del Servicio**, de su propiedad o de propiedad de terceros, debidamente precintados y verificados oficialmente, para efectuar tales determinaciones.*

5. Los consumidores están sujetos a la obligación de adoptar las medidas que resulten necesarias en sus instalaciones, para no deteriorar la calidad del suministro, bien sea general, de una zona determinada o de otro consumidor o usuario, disponiendo para ello de las protecciones, tanto generales como específicas que se adapten a la tipología de la red y al sistema de explotación”.

Al tener rango de Ley, aparece el capítulo IV sobre sanciones, en la cual se puede ver de qué manera se vela sobre el usuario, a veces mal defendido o indefenso ante acontecimientos, como que la empresa distribuidora no atienda a sus peticiones.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“CAPÍTULO III

Infracciones y sanciones

Artículo 13. Disposiciones generales.

Las infracciones administrativas establecidas en la presente Ley se entenderán sin perjuicio de las responsabilidades civiles y penales en que puedan incurrir las empresas distribuidoras y comercializadoras o sus usuarios.

Artículo 14. Medidas de carácter provisional.

1. Mediante acuerdo motivado por el órgano competente para resolver el procedimiento sancionador, se podrán promover cuantas medidas de carácter provisional sean necesarias a fin de asegurar la eficacia de la resolución final que pudiera recaer en el procedimiento, y a fin de garantizar el cumplimiento de las obligaciones contenidas en esta norma.

2. Dichas medidas deberán ser comunicadas a los interesados previo requerimiento expreso y conforme a las reglas generales del procedimiento administrativo.

3. Entre las medidas adoptadas podrá contemplarse la intervención por parte de la Administración de los medios materiales de las empresas distribuidoras presuntamente infractoras a fin de garantizar el adecuado suministro eléctrico cuando éste pueda verse comprometido por la comisión de alguna de las acciones calificadas como infracción muy grave según esta norma, corriendo la empresa, si recae resolución sancionadora en su contra, con los gastos que resulten de la citada intervención.

4. No se podrán dictar medidas provisionales que puedan causar perjuicios de difícil o imposible reparación a los interesados o que impliquen violación de derechos amparados por las leyes.

Artículo 15. Multas coercitivas.

Desatendidos los requerimientos efectuados por la Administración a los sancionados para que reparen los daños causados, y a partir del día siguiente al vencimiento del plazo otorgado a tal efecto en la resolución sancionadora, el propio órgano sancionador podrá imponer a la empresa multas coercitivas en razón de cinco mil euros diarios y hasta que el daño causado sea completamente reparado.

Artículo 16. Infracciones muy graves.

Son infracciones muy graves a lo dispuesto en la presente Ley las siguientes:

a) El incumplimiento de las condiciones y requisitos aplicables a las instalaciones de manera que pongan en peligro manifiesto a las personas y los bienes.

b) La utilización de instrumentos, aparatos o elementos sujetos a seguridad industrial sin cumplir las normas reglamentarias, cuando comporten peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente.

c) La interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica para una zona o grupo de población sin que medien los requisitos legales que lo justifiquen.

d) La negativa a suministrar energía eléctrica a nuevos usuarios, sin que existan razones que lo justifiquen.

e) La negativa a admitir inspecciones o comprobaciones por parte de la Administración o la obstrucción de su práctica.

f) Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido superior al 15 por 100.

g) El incumplimiento habitual de las instrucciones emanadas por los órganos competentes de la Consejería responsable en materia de energía, y relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

e instalaciones eléctricas.

h) El incumplimiento reiterado de los índices de **Calidad del Servicio** y la no elaboración de planes de mejora de la **Calidad del Servicio**.

i) La interrupción o suspensión del suministro a consumidores o usuarios que presten servicios públicos esenciales, cuando ello produzca graves daños en la actividad de éstos.

Artículo 17. Infracciones graves.

Son infracciones graves las conductas tipificadas en el artículo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves y, en particular:

a) La negativa a facilitar a la Administración la información que ésta reclame.

b) El incumplimiento de las medidas de seguridad, aun cuando no supongan peligro manifiesto para personas o bienes.

c) La interrupción o suspensión del suministro a consumidores o usuarios que presten servicios públicos esenciales, cuando ello produzca graves daños en la actividad de éstos.

d) El retraso injustificado en el comienzo de la prestación del servicio a nuevos usuarios.

e) El incumplimiento de las instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas, para la adecuada prestación del servicio y la continuidad del suministro, impartidas por la Administración.

f) El incumplimiento reiterado en la realización de las inspecciones a que se refiere el artículo 9.2 de la presente Ley.

g) El incumplimiento reiterado en el consumo de la energía eléctrica demandada al operador del mercado por los consumidores cualificados.

h) Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido superior al 10 por 100.

i) El incumplimiento de los índices de **Calidad del Servicio** que se establecen en el artículo 5.2.b).

j) El incumplimiento por las empresas distribuidoras de los tiempos tipo de reparación, que deberán determinarse reglamentariamente, siempre que excedan en al menos un 50 por 100 del límite de duración previsto.

Artículo 18. Infracciones leves.

Son infracciones leves aquellas infracciones de preceptos de obligada observancia comprendidos en la presente Ley y en sus normas de desarrollo que no constituyan infracción grave o muy grave.

Artículo 19. Determinación de las sanciones.

Para la determinación de las correspondientes sanciones se tendrán en cuenta las siguientes circunstancias:

1. El peligro que para la salud de las personas, la integridad de los bienes y el medio ambiente haya causado la infracción.

2. La importancia de los daños y perjuicios.

3. La intencionalidad.

4. La reincidencia.

5. El beneficio obtenido.

6. El número de abonados afectados y la potencia instalada afectada.

Artículo 20. Sanciones.

1. Las infracciones tipificadas en la presente Ley serán sancionadas:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las muy graves, con multa de hasta 3.000.000 de euros.

Las graves, con multa de hasta 600.000 euros.

Las leves, con multa de hasta 60.000 euros.

2. Cuando a consecuencia de la infracción se obtenga un beneficio cuantificable, la multa podrá alcanzar hasta el doble del beneficio obtenido.

3. La cuantía de las sanciones se graduará atendiendo a criterios de proporcionalidad, a las circunstancias especificadas en el artículo 19 y a las normas siguientes:

1.º Las sanciones impuestas en virtud de las infracciones tipificadas en el artículo 16 de la presente Ley podrán ser incrementadas hasta en un 100 por 100 en función de la facturación diaria de los abonados afectados, con el límite previsto en el apartado 1 de este artículo.

2.º Las sanciones impuestas en virtud de las infracciones tipificadas en el artículo 17 de la presente Ley podrán ser incrementadas hasta en un 50 por 100 en función de la facturación diaria de los abonados afectados, con el límite previsto en el apartado 1 de este artículo.

3.º Las sanciones impuestas en virtud de las infracciones tipificadas en el artículo 18 de la presente Ley podrán ser incrementadas hasta en un 25 por 100 en función de la facturación diaria de los abonados afectados, con el límite previsto en el apartado 1 de este artículo.

4. Las sanciones que corresponda imponer en virtud de lo previsto en las disposiciones de esta Ley, una vez firme en vía administrativa la resolución que las imponga, podrán hacerse públicas, tanto en el "Diario Oficial de Extremadura" como en los diarios de mayor difusión a costa del infractor.

Artículo 21. Competencia para imponer sanciones.

La imposición de sanciones corresponde:

Las muy graves al Consejo de Gobierno.

Las graves al Consejero de Economía, Industria y Comercio.

Las leves al Director general de Ordenación Industrial, Energía y Minas.

Artículo 22. Prescripción.

Las infracciones muy graves prescribirán a los cuatro años de haber sido cometidas, las graves a los tres años y las leves al año.

Artículo 23. Derecho supletorio.

1. En lo no previsto por la presente Ley en materia de régimen sancionador se estará a lo previsto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. En cuanto al procedimiento sancionador será de íntegra aplicación lo dispuesto en el Decreto 9/1994, de 8 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre Procedimientos Sancionadores seguidos por la Comunidad Autónoma de Extremadura y con carácter supletorio el Real Decreto 1398/1993, de

4 de agosto”.

Posteriormente, se publicó el **decreto 58/2007** [297] por que se desarrolla la Ley 2/2002, de 10 de abril que se regula el procedimiento de control de la continuidad en el suministro eléctrico y las consecuencias derivadas de su incumplimiento.

En general corresponde con la normativa nacional, pero sin embargo, en la penalización a las distribuidoras por falta de Calidad de Suministro, sigue siendo bastante dura (...)

“Artículo 9. Consecuencias del incumplimiento de la calidad del suministro.

1. Las interrupciones imprevistas del suministro eléctrico continuado y superior en su duración a 1 hora, comportarán la obligación para las empresas distribuidoras de contabilizar una reducción de un 20% en la facturación de los consumidores afectados correspondiente al mes en que hubieran tenido lugar. Este porcentaje será elevado en dos puntos porcentuales por cada hora o fracción adicional.

Cuando en un mismo mes exista más de una interrupción imprevista continuada y de duración superior a una hora que dé derecho a los consumidores afectados por las mismas a una reducción en su facturación, ésta deberá calcularse como un cómputo de los descuentos aplicables sobre la facturación mensual correspondiente a cada interrupción, considerando por separado la duración de cada una de ellas. No se podrá por tanto, para las interrupciones citadas, sumar sus duraciones individuales para obtener un cómputo mensual y sobre éste aplicar los descuentos”.

3.12.2.2.- MADRID

En la Comunidad Autónoma de Madrid, también existe legislación al respecto sobre la **Calidad de Servicio**. Ésta se ha llevado a cabo en forma en concreto de **Ley 2/2007** [298] y modificada por **Ley 4/2007** [299], dicha Ley, tiene un carácter más planificador, y deja patente, la necesidad de una buena Calidad de Suministro, para un buen funcionamiento tanto del sistema eléctrico como el económico y social *“Por ello la presente Ley, en el marco de la legislación básica estatal, tiene por objeto regular requisitos adicionales de garantía del suministro de energía eléctrica en la Comunidad de Madrid, como elemento esencial para el desarrollo económico y comercial de la región atendiendo así mismo al derecho de todos los ciudadanos a que dicho suministro les sea debidamente garantizado”.*

También en el artículo 22, establece un régimen sancionador, pero menos duro que la Ley de Extremadura (...)

“Artículo 21. Infracciones.

1. Serán de aplicación en la Comunidad de Madrid las infracciones tipificadas en la legislación básica del Estado.

2. En todo caso, se tipifican como infracciones a lo dispuesto en la presente Ley las siguientes:

2.1 Infracciones muy graves:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- a) *La interrupción de suministros esenciales por tiempo superior al establecido en la normativa vigente, cuando de ello se deriven daños graves en la actividad desarrollada.*
- b) *La interrupción de la prestación del servicio de suministro eléctrico, cuando el número de suministros afectados o la duración de la misma sean superiores a los límites establecidos en la normativa vigente, siempre que de ello se deriven graves perjuicios para la población afectada.*
- c) *El incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 7.2 de la presente Ley cuando de ello se deriven graves perjuicios para la población afectada.*
- d) *Las actuaciones realizadas por terceros que alteren la calidad y continuidad del suministro eléctrico cuando se ponga en peligro manifiesto a las personas o a los bienes o se deriven graves perjuicios para las instalaciones o la población afectada de acuerdo con lo previsto en el artículo 109.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*
- e) *La negativa no ocasional o aislada a cumplir lo establecido en los artículos 14.2 y 14.3.*
- f) *El incumplimiento de las medidas cautelares o definitivas que adopte el órgano competente en materia de energía, cuando se produzca de modo reiterado o cuando concurra daño grave para la actividad desarrollada o graves perjuicios para la población afectada.*
- g) *Las infracciones graves cuando durante los tres años anteriores a su comisión hubiera sido imputada al infractor sanción firme por el mismo tipo de infracción.*
- h) *El incumplimiento del resto de las prescripciones establecidas en la presente Ley cuando de ello se deriven graves perjuicios para la población afectada o se ponga en riesgo grave la garantía del suministro eléctrico.*

2.2 Infracciones graves.

- a) *El incumplimiento de lo dispuesto en relación con la dotación mínima de equipos auxiliares de emergencia.*
- b) *La no comunicación a la Administración, en el plazo establecido en la normativa vigente, de las incidencias relativas a la interrupción del suministro eléctrico.*
- c) *La interrupción de la prestación del servicio de suministro eléctrico, cuando el número de suministros afectados o la duración de la misma sean superiores a los límites establecidos en la normativa vigente y cuando de ello no se deriven graves perjuicios para la población afectada.*
- d) *El incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 7.2 de la presente Ley cuando de ello no se deriven graves perjuicios para la población afectada.*
- e) *La no presentación del Programa periódico al que se refiere el artículo 6.2 de la presente Ley.*
- f) *Las actuaciones realizadas por terceros que alteren la calidad y continuidad del suministro eléctrico aun cuando no supongan peligro manifiesto para las personas o los bienes o no se deriven graves perjuicios para las instalaciones o la población afectada de acuerdo con lo previsto en el artículo 109.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*
- g) *La negativa ocasional o aislada a cumplir lo establecido en los artículos 14.2 y 14.3.*
- h) *El incumplimiento de los requerimientos específicos y de las medidas cautelares o definitivas que formule el órgano competente en materia de energía, siempre que se produzca por primera vez y no concurra daño grave para la actividad desarrollada o graves perjuicios para la población afectada.*
- i) *La comisión de dos o más infracciones leves en el último año.*

2.3 Infracciones leves.

Cualquier otro incumplimiento a lo dispuesto en la presente Ley o en su normativa de desarrollo que no tenga la consideración de infracción muy grave o grave.

Artículo 22. Sanciones.

1. *Las infracciones tipificadas en la presente Ley se sancionarán en los siguientes términos:*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- a) Las infracciones leves, con multa de hasta 60.000 euros.
- b) Las infracciones graves, con multa de 60.000,01 hasta 600.000 euros.
- c) Las infracciones muy graves, con multa de 600.000,01 euros hasta 3.000.000 euros.

2. La comisión de una infracción muy grave podrá llevar aparejada la revocación o suspensión de las autorizaciones administrativas cuyo otorgamiento sea competencia de la Comunidad de Madrid.

3. Las cuantías señaladas en el apartado 1, podrán ser revisadas y actualizadas periódicamente por el Consejo de Gobierno de la Comunidad de Madrid, teniendo en cuenta la variación de los índices de precios para el consumo.

Artículo 23. Graduación de las sanciones.

Para la determinación de las correspondientes sanciones se tendrán en cuenta las siguientes circunstancias:

1. El peligro resultante de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.

2. La importancia del daño o deterioro causado. 3. Los perjuicios producidos por la falta de suministro, en función del número de personas afectadas y gravedad de la alteración social producida. 4. El grado de participación en la acción u omisión tipificada como infracción y el beneficio obtenido de la misma. 5. La intencionalidad en la comisión de la infracción y la reiteración en la misma. 6. La reincidencia por comisión en el término de un año de más de una infracción de la misma naturaleza cuando así haya sido declarada por resolución firme.

Artículo 24. Competencia sancionadora.

Son órganos competentes para la imposición de sanciones:

a) El Consejero que tenga atribuida la competencia en materia de energía, para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones leves o graves.

b) El Consejo de Gobierno de la Comunidad de Madrid para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones muy graves.

Será competente para la revocación o suspensión de las autorizaciones administrativas cuyo otorgamiento es competencia de la Comunidad de Madrid el Consejo de Gobierno”.

Posteriormente, se reguló mediante un **decreto** de desarrollo el **19/2008** [300], de 13 de marzo, del Consejo de Gobierno, por el que se desarrolla la **Ley 2/2007**, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid. Este decreto, define técnicamente muchos huecos, de la legislación estatal.

Obliga a las empresas distribuidoras a presentar programas periódicos de medios materiales y humanos de mejoras en la **Calidad de Servicio**, fija unos tiempos máximos de atención de cualquier incidencia en la red, podemos decir que regula perfectamente, lo vacíos generados por la normativa estatal, en concreto la **ORDEN ECO/797/2002** [176]. Es más el propio decreto, induce una serie de criterios a tener en cuenta a la hora de diseñar las redes de distribución y las subestaciones el

“Artículo 6. Tiempos máximos de reposición y normalización del servicio

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. Ante cualquier incidencia en la red de distribución de media y alta tensión el tiempo máximo de reposición del servicio no deberá superar los siguientes valores máximos:

- Para el 70 por 100 del mercado: Tres horas, contadas a partir de que se produzca la incidencia.
- Para el 100 por 100 del mercado: Seis horas, contadas a partir de que se produzca la incidencia.

2. Asimismo, el tiempo necesario para alcanzar el suministro regular de energía y el tiempo de normalización del servicio deberán ser inferiores a veinticuatro y cuarenta y ocho horas, respectivamente, independientemente del número de clientes afectados o del tipo de zona en la que se produzca la incidencia.

3. No obstante, en incidencias provocadas por actos terroristas o catástrofes naturales, la Dirección General competente en materia de energía, previa justificación aportada por la empresa distribuidora, podrá ampliar dichos tiempos ajustándolos a la gravedad de la incidencia.

4. Las empresas distribuidoras mantendrán puntualmente informada a la Dirección General competente en materia de energía de los diferentes tiempos mencionados en los puntos anteriores, hasta la completa normalización del servicio.”

3.12.2.3.- CASTILLA LA MANCHA

Dicha Comunidad Autónoma, ha legislado también sobre la **Calidad de Servicio**, en concreto mediante la **Ley 6/1999** [301], de 15 de abril, de Protección de la Calidad del Suministro Eléctrico. En el preámbulo de la Ley, manifiesta claramente la finalidad de la misma, contribuir a una base sólida, para evitar cortes que puedan repercutir tanto en el ciudadano, como al motor de la economía, la industria. Se declara en el **recurso 3446/1999**, B.O.E.-A-1999-19186, la inconstitucionalidad y nulidad de los incisos indicados de los art. 15.1 y 18 y la letra h) del art. 15.2, por **Sentencia 148/2011** [302], de 28 de septiembre y recurso 3446/1999, promovido contra determinados preceptos **recurso** de inconstitucionalidad número 3.446/1999, promovido por el presidente del gobierno, contra diversos artículos de la Ley de Castilla-La Mancha 6/1999, de 15 de abril, de Protección de la **Calidad del Suministro Eléctrico** [303].

“En la actualidad los cortes no programados del suministro eléctrico que se producen en el territorio de nuestra Comunidad Autónoma, además de los problemas que ocasionan a miles de ciudadanos en sus hogares, provocan cuantiosos daños en la actividad económica de aquellos usuarios que los sufren.

En los albores del siglo XXI, con los avances tecnológicos que existen, es necesario que desde las instituciones públicas de Castilla-La Mancha se impulse la aplicación de los medios técnicos adecuados y se adopten las medidas precisas para evitar que se produzcan cortes no programados del fluido eléctrico, colaborando de esta manera a conseguir para nuestra Región una imagen de modernidad y progreso.

En este sentido, la presente Ley, respetando la legislación básica estatal, pretende garantizar no sólo un suministro de energía eléctrica sin interrupciones, sino con calidad suficiente, de forma que un elemento fundamental, tanto para la vida cotidiana, como para la actividad económica de la mayor parte de las empresas, mantenga la regularidad de su abastecimiento y las demás características técnicas y comerciales contratadas.

El prolongado esfuerzo de las compañías suministradoras por alcanzar los objetivos pretendidos por la presente Ley debe ser completado, con un marco normativo claro, que dé certeza tanto a éstas como a los consumidores, del alcance de sus derechos y obligaciones y permita garantizar la imprescindible regularidad y calidad del suministro.”

Dicha Ley, bastante escueta, da unas meras directrices sobre la calidad de Servicio, pero en su Capítulo III, tipifica las infracciones o sanciones (....)

“CAPÍTULO III

Infracciones y sanciones

Artículo 14.

Las infracciones administrativas establecidas en la presente Ley se entenderán sin perjuicio de las responsabilidades civiles y penales en que puedan incurrir las empresas suministradoras y distribuidoras.

Artículo 15.

Serán de aplicación en Castilla-La Mancha las infracciones tipificadas en la legislación básica del Estado.

En todo caso, son infracciones a lo dispuesto en la presente Ley las siguientes:

1. Infracciones muy graves:

a) El incumplimiento de las condiciones y requisitos aplicables a las instalaciones de manera que pongan en peligro manifiesto a las personas y los bienes.

b) La interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica para una zona o grupo de población sin que medien los requisitos legales que lo justifiquen.

c) La negativa a suministrar energía eléctrica a nuevos usuarios, sin que existan razones que lo justifiquen.

d) La negativa a admitir inspecciones o comprobaciones por parte de la Administración o la obstrucción de su práctica.

e) La aplicación a los consumidores de tarifas no autorizadas por la Administración.

f) La aplicación irregular de las tarifas autorizadas, de manera que se produzca una alteración en el precio superior al 15 por 100.

g) Cualquier otra actuación en el suministro que suponga una alteración porcentual de lo suministrado superior al 15 por 100.

h) El incumplimiento habitual de las instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas.

*i) El incumplimiento reiterado de los índices objetivos de **Calidad del Servicio** y la no elaboración de planes de mejora de la **Calidad del Servicio**.*

2. Son infracciones graves:

a) La negativa a facilitar a la Administración la información que ésta reclame.

b) El incumplimiento de las medidas de seguridad, aún cuando no supongan peligro manifiesto para personas o bienes.

c) La interrupción o suspensión del suministro a consumidores cualificados, cuando ello produzca graves daños en la actividad de éstos.

d) El retraso injustificado en el comienzo de la prestación del servicio a nuevos usuarios.

e) El incumplimiento de las instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas, para la adecuada prestación del servicio y la continuidad del suministro, impartida por la Administración.

f) El incumplimiento reiterado en la realización de las inspecciones a que se refiere el artículo 7.2 de la presente Ley.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

g) El incumplimiento reiterado en el consumo de la energía eléctrica demandada al operador del mercado por los consumidores cualificados.

h) Aplicación irregular de las tarifas autorizadas, de manera que se produzca una alteración en el precio superior al 5 por 100 e inferior al 15 por 100.

i) Cualquier otra actuación en el suministro de energía eléctrica que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado superior al 10 por 100.

j) El incumplimiento de los índices de **Calidad del Servicio** que se establezcan.

3. Son infracciones leves aquellas infracciones de preceptos de obligada observancia comprendidos en la presente Ley y en sus normas de desarrollo que no constituyan infracción grave o muy grave.

Artículo 16.

1. Para la determinación de las correspondientes sanciones se tendrá en cuenta el peligro que para la salud de las personas, la integridad de los bienes y el medio ambiente haya causado la infracción, la importancia de los daños y perjuicios, la intencionalidad y reincidencia y, en su caso, el posible beneficio obtenido.

2. Las infracciones tipificadas en la presente Ley serán sancionadas:

Las muy graves, con multa de hasta 500.000.000 de pesetas.

Las graves, con multa de hasta 100.000.000 de pesetas.

Las leves, con multa de hasta 10.000.000 de pesetas.

3. Cuando a consecuencia de la infracción se obtenga un beneficio cuantificable, la multa podrá alcanzar hasta el doble del beneficio obtenido.

4. La cuantía de las sanciones se graduará atendiendo a criterios de proporcionalidad y a las circunstancias especificadas en el primer apartado.

5. Las infracciones muy graves, y aquellas otras en las que concurran especiales circunstancias que afecten a la protección de los consumidores, su seguridad, supongan reincidencia en situaciones análogas o aquellas en que resulte acreditada una especial intencionalidad dañosa, cuando sea firme la resolución que las imponga, podrán hacerse públicas, tanto en el «Diario Oficial de Castilla-La Mancha», como en los medios de comunicación social, a costa del infractor.

El Consejo de Gobierno podrá modificar el importe de las sanciones, según la variación de índice de precios al consumo a nivel estatal.

Artículo 17.

La imposición de las sanciones corresponde:

Las muy graves al Consejo de Gobierno.

Las graves al Consejero competente por razón de la materia.

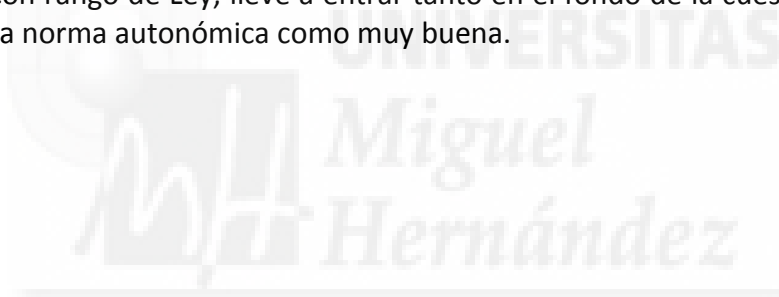
Las leves al Director general competente por razón de la materia.”

3.12.2.4.- CATALUÑA

Regulada por **Ley 18/2008** [304], de 23 de diciembre, de garantía y calidad del

suministro eléctrico, el capítulo II establece los derechos y las obligaciones de los consumidores y los usuarios y de las empresas eléctricas y define las condiciones para garantizar y restablecer el suministro eléctrico se regula el tiempo máximo de restablecimiento del suministro eléctrico en los casos de averías y que se establece que el tiempo máximo para atender las incidencias propias de la red y realizar las actuaciones necesarias para el restablecimiento del noventa por ciento de los suministros interrumpidos en cada incidencia debe ser de dos horas en los municipios de más de veinte mil suministros, de cuatro horas en los municipios de entre dos mil y veinte mil suministros y de seis horas en los municipios de hasta dos mil suministros.

Estamos ante una norma, con rango de Ley que establece unas premisas totalmente claras, para el usuario, para la empresa, pero no solo para el distribuidor, sino que llega más allá, para el transportista. Así como establece las condiciones para la garantía y el restablecimiento del suministro eléctrico, plan de actuación ante incidencias, Comunicación de incidencias en el suministro, Incidencias en el suministro causadas por terceras personas, Planes generales de inversión, Planes anuales de inversión, Seguimiento de los planes de inversión y comunicación de datos relativos a las inversiones, así como los criterios de diseño de las instalaciones eléctricas. Es bastante inusual, que una norma con rango de Ley, lleve a entrar tanto en el fondo de la cuestión. Podemos calificar dicha norma autonómica como muy buena.



3.13.- REVISIÓN INTERNACIONAL DE LAS REGULACIONES DE LA CALIDAD DE SERVICIO

3.13.1.- COMPARATIVA

Como venimos exponiendo, la regulación de la **Calidad del Servicio** eléctrico es relativamente reciente, a diferencia de otros aspectos del sector energético, los cuales cuentan con una regulación más abultada y definitivamente más asentada que la que nos ocupa. Pero la sensibilidad del grueso de la población en lo que concierne a este aspecto ha evolucionado mucho en los últimos años y los legisladores de los diferentes Estados se han visto obligados a hacer hincapié en este aspecto, dado que ya no solo se considera el suministro eléctrico como una necesidad básica, sino que su calidad es cada día más importante y de mayor forma valorada por los consumidores. Esta evolución de las necesidades de la población sumada a los cambios en la regulación de los sistemas de distribución, han hecho que hayan ido progresivamente regulando los aspectos concernientes a la **Calidad del Servicio**. [305]

En algunos países el cauce legislativo elegido ha sido la implantación de regulaciones de calidad explícitas, pero en la inmensa mayoría de los casos, los Estados han optado por la instauración de un sistema en el que no se regulen todos los aspectos de la calidad. Observamos como los países que cuentan con un buen nivel de calidad donde mayor hincapié se ha hecho ha sido en el aspecto de la calidad de la atención al cliente, mientras que países en los que la calidad del suministro era menor, donde se ha centrado la regulación ha sido en aspectos más técnicos del sistema.

Hemos elegido una serie de países basándonos en el interés de su regulación de la calidad del suministro eléctrico por poseer éstos características significativas en algunos aspectos de la misma. Esta selección va desde países en los que no existe regulación alguna de la calidad, como son Francia o Noruega, pasando por Inglaterra y Chile con cierta regulación en diversos aspectos, hasta Argentina, el cual posee la regulación más completa y estricta del sector, actualmente. Dado que el caso español ha sido ya analizado en profundidad en apartados anteriores del trabajo que nos ocupa, no vamos a entrar nuevamente en su disección.

Se ha podido comprobar que paulatinamente aparecen más regulaciones de calidad explícitas tomando como referencia y orientadas al cliente final.

Para una mayor claridad y simplificación de nuestra exposición vamos a dividir la selección de países en aquellos que pertenecen al continente europeo, es decir, aquellos que corresponden con nuestro entorno más cercano, y aquellos otros países no pertenecientes al entorno europeo, pero que por sus especiales características creemos que son de importante mención. A su vez, dentro de esta clasificación geográfica y dentro de la misma vamos a hacer distinción del grado de regulación llevada a cabo en cada país, partiendo de los menos regulados y acabando con el de mayor abundamiento en

la regulación de la *Calidad del Servicio*.

3.13.2.- FRANCIA

El sector eléctrico en Francia se concibe, en régimen de monopolio, como un servicio público en manos de la empresa estatal EDF^{CXIX}. El sistema francés permite pactar una *Calidad de Suministro* entre dos partes. Por ejemplo el suministrador puede adquirir compromisos con el cliente, de una excelente calidad de onda, huecos de tensión, con menos perturbaciones, etc. que un cliente doméstico. Para ello, existen varias modalidades a pactar con la compañía suministradora. [306]

3.13.3.- INGLATERRA Y GALES

En el caso inglés estamos ante un ejemplo de privatización del sector eléctrico, llevada a cabo a través de la introducción de elementos de competencia y de cambios estructurales. El negocio eléctrico viene regulado por la OFFER^{CXX}.

En Reino Unido las distribuidoras son responsables de la calidad del suministro dentro de sus propias redes. La normativa está destinada en su gran mayoría a la atención al cliente, únicamente existe cierta regulación técnica en lo referente a la continuidad del suministro, aspecto, como ya dijimos, íntimamente ligado a la calidad.

La normativa conocida como “Standard of Performance”, que es la encargada de la regulación de los aspectos de atención al cliente, contiene las pautas establecidas para las Distribuidoras en cuanto a niveles mínimos garantizados de atención a cada cliente individual, además de una serie de principios inspiradores de la gestión de la compañía en relación con sus consumidores. Esta regulación prevé una serie de penalizaciones económicas para aquellos casos en que se dé un incumplimiento de los mencionados niveles mínimos garantizados, cuyo abono se realizará a los consumidores afectados. Además de estas penalizaciones se prevé que la OFFER publique encuestas sobre el grado de satisfacción del servicio que reciben los consumidores de las compañías, utilizadas éstas como medio de presión para que las Compañías mejoren sus niveles de *Calidad de Servicio*. Anexo a estas encuestas, existe la obligación anual de las compañías de informar a sus clientes sobre el grado de cumplimiento de los niveles de calidad preestablecidos. Así como el establecimiento de un compromiso de calidad en cada revisión de tarifas.

Como conclusión en este sistema, podemos resaltar como ventaja del mismo la existencia de un elevado grado de satisfacción del consumidor con él. Pero a su vez,

^{CXIX} *Électricité de France.*

^{CXX} *Oficina Reguladora.*

podemos hacer mención a una crítica reseñada en diversas encuestas realizadas en el país, en las que se refleja que el sistema de control de calidad no diferencia entre tipos de consumidores. [307] [308]

3.13.4.- ARGENTINA

Antes de la liberalización las compañías estaban organizadas en generación, transporte y distribución pero de propiedad pública. Los incentivos eran mínimos al ser de propiedad estatal, con lo cual con el estado no era el deseado. Se puede decir que la **Calidad de Servicio** no era buena. Se decidió privatizar a las empresas, creando empresas de generación y distribución y se crea también **ENRE**, como Ente Regulador de la Electricidad. Con este cambio, se llevó a cabo una reforma basada en la figura firme de la **Calidad de Servicio al Consumidor**. En la actualidad, se sanciona por el incumplimiento de esa falta de calidad, y existe un régimen libre de competencia en la generación. El transporte y la distribución, están regulados. Los índices utilizados **FMIK^{CXXI}** y **TTIK^{CXXII}**, son similares a los de **TIEPI** y **NIEPI**. [309]

3.13.5.- CHILE

Privatizó y liberalizó su mercado eléctrico en 1982. Los objetivos de esta reforma eran la de una nueva regulación que hiciera más eficiente el sistema eléctrico. Para ello, se separaron la generación, del transporte y de la distribución, introduciendo la contratación libre del suministrador de energía para clientes de más de 2 MW y un acceso a las redes de transporte y distribución mediante el pago de un peaje. Las distribuidoras tienen la obligación de atender a los clientes que lo soliciten dentro de lo considerado como monopolio natural. Como vemos es muy similar a la actual legislación española. En caso de que la Calidad de Servicio, no sea la regulada, se proponen sistemas de penalización, pero actualmente no se especifica las cuantías de las mismas. [310] [311] [312]

3.13.6.- NORUEGA

Noruega liberalizó su mercado eléctrico en 1990. Casi la totalidad de la energía generada era de tipo hidráulico. Su sistema era peculiar ya que tenían casi más de 200 compañías eléctricas, de las cuales la mayoría era propiedad de los propios municipios.

Se introdujo con la liberalización la Energy Act, con la finalidad de cambiar el mercado eléctrico. Se introdujo la libertad de contratación de acceso libre a las redes de

^{CXXI} Frecuencia Media de Interrupciones.

^{CXXII} Tiempo Total de Interrupciones por kVA nominal instalado.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

transporte y distribución mediante un peaje, y se consiguió una alta eficiencia de las redes tanto de transporte como de distribución. Respecto la **Calidad de Suministro**, sólo se controla la tensión esperada $\pm 10\%$, frente a España que es de un $\pm 7\%$, también se controla la frecuencia, pero de una forma no tan regulada como otros países.

El cliente puede pactar con el distribuidor la **Calidad del Servicio**, pudiendo escoger a quién le compra la energía. Así como ser previamente informado de la **Calidad del Servicio** esperada en la zona a contratar. [313]



CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE LA INVESTIGACIÓN

4.- METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE LA INVESTIGACIÓN

Antes de adentrarnos en la regulación actual del sistema eléctrico, es interesante repasar brevemente las características del modelo retributivo que lo precede.

4.1.- MARCO RETRIBUTIVO DE LA DISTRIBUCIÓN. SITUACIÓN PRECEDENTE 1988-1997

Si nos remontamos unos veinticinco años, encontramos un sistema en el que todas las actividades necesarias para suministrar energía eléctrica se realizaban por una única empresa, cuya actividad monopolística tenía que estar fuertemente regulada. Así, era una autoridad pública quien controlaba sus decisiones y fijaba los precios que debían pagar los clientes finales para que las empresas recuperasen sus costes y además recibieran una importante remuneración. Destacan como excepciones a este sistema el caos de Chile en 1982^{CXXIII} [314] y su pionero marco regulatorio y la creación de **REE** en 1985 como empresa especializada en la operación del sistema de transporte en nuestro país [315].

Este panorama cambió de forma trascendental cuando el suministro eléctrico empieza a organizarse parcialmente como un mercado competitivo. La descomposición del servicio eléctrico en actividades diferenciadas abre las puertas a la liberalización de este sector (aunque aún hoy día no sea total).

La regulación tradicional, vigente desde 1988 hasta 1997, estuvo marcada por el

^{CXXIII} Chile representa la reforma eléctrica integral más grande del mundo puesta en marcha luego de la Segunda Guerra Mundial. La reforma se rigió por la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982, que aún es la ley regulatoria más importante de la organización del sector eléctrico del país. La reforma fue diseñada de acuerdo con los modelos del Reino Unido, Francia y Bélgica, y comenzó con la desagregación de la generación, transmisión y distribución en 1981. La reforma todavía es ampliamente considerada como un ejemplo exitoso de reforma eléctrica en un país en vías de desarrollo y se usa como modelo para otras privatizaciones en América Latina y en todo el mundo.

comúnmente conocido Marco Legal y Estable [137]. Este modelo se basaba en un sistema de costes reconocidos^{CXXIV} y se encuadraba en el sistema de supervisión y control por parte del Estado propio de la gestión de los servicios públicos del momento. Sin embargo, pese a la poca innovación aparente de esta regulación, Don Luís Atienza Serna^{CXXV} la califica de hito histórico al considerar que “introdujo modificaciones regulativas muy avanzadas para su época.” “...este Marco hizo posible el camino posterior y abrió las mentes para los cambios que se producirán posteriormente.” [316].

Ventajas:

- Se establece un entorno estable en el que desarrollar la actividad de distribución tanto desde el punto de vista de las distribuidoras (retribución garantizada) como del cliente (tarifas relativamente estables).
- Mejora la **Calidad del Servicio**, fruto de un acuerdo tácito entre el regulador y las distribuidoras

Inconvenientes:

- No incentiva la eficiencia de las inversiones y con ello la reducción de costes. Las redes quedan sobredimensionadas.

4.1.1.- OBJETIVOS DE ESTAS REFORMAS

Los cambios enunciados están directamente relacionados con la **Calidad del Servicio** ofrecido. Es por ello que podemos sintetizar los objetivos de tales reformas en los siguientes puntos:

- Garantizar a los clientes un mínimo de calidad.
- Incentivar a las distribuidoras a invertir hasta alcanzar el nivel de calidad óptimo desde el punto de vista social.
- Reducir costes utilizando fórmulas de remuneración basadas en precios o ingresos máximos^{CXXVI}.
- Adecuar la remuneración de las distribuidoras al nivel de calidad ofrecido.
- Conseguir que los precios a pagar por el consumidor final tomen valores adecuados gracias a las reglas del libre mercado.

^{CXXIV} En este sistema se reconocen unos costes a las diferentes actividades que se calcularán de forma estándar en función de fórmulas y parámetros transparentes y objetivos fijados por el Ministerio de Industria y Energía. Los costes reconocidos para la actividad de generación incluirán costes de inversión, de combustible y demás costes de explotación.

^{CXXV} Presidente de Red Eléctrica de España.

^{CXXVI} Price or revenue caps.

4.1.2.- SITUACIÓN ANTECESORA REGULADORA

Con el objetivo mencionado de reducir costes y maximizar la eficiencia económica, se ha optado por la utilización de fórmulas de remuneración basadas en precios o ingresos máximos. Estas regulaciones fijan la remuneración global de las distribuidoras a lo largo de un periodo plurianual, de forma que cualquier reducción de costes y mejora de la eficiencia se traduzca en beneficios directos para ellas. El problema asociado es que este régimen puede conllevar posponer inversiones y descuidar la operación y el mantenimiento de las redes, lo que supone un riesgo de mal servicio, pese a los beneficios que a corto plazo de este sistema puede reportar.

Este tipo de remuneración necesita para su correcta aplicación que el servicio ofrecido quede perfectamente definido. Es por ello imprescindible hacer hincapié en la **Calidad del Servicio**, y especialmente en la continuidad del suministro, asociando un nivel de calidad concreto a la retribución establecida. Esta será la remuneración base a la que asociaremos el nivel de calidad de referencia. Por último, mencionar la regulación de la **Calidad del Servicio** como mecanismo de control del nivel de calidad ofrecido por las distribuidoras.

4.1.3.- IMPORTANCIA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DESDE EL RD 222/2008

Dada la regulación actual basada en el servicio ofrecido se deviene fundamental que dicho servicio quede bien definido sobre todo en lo que respecta a la **Calidad del Servicio** en su aspecto técnico, siendo la continuidad del suministro el elemento más relacionado con el nivel de inversiones de la Distribuidora. De ahí la importancia de delimitar estos conceptos que ya fueron objeto de análisis en el apartado "Calidad del Servicio".

Así queda reflejado en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, que define la actividad de distribución en su artículo 2 en los siguientes términos:

"La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad."

Por tanto, en la propia definición de la actividad de distribución se recoge la necesidad de ofrecer unas condiciones adecuadas de calidad como un requisito necesario para el desempeño de tal actividad.

De esta forma, al definir la remuneración de la distribución denominada remuneración base, hay que asociarle un nivel de calidad concreto que será el nivel de calidad de referencia, siendo imprescindible establecer unos mecanismos que permitan el control de este nivel de calidad, que serán los que formarán la regulación de la **Calidad del**

Servicio. Esta regulación debe incidir directamente en la remuneración de las Distribuidoras para controlar que estas no dejen de invertir ni de mantener adecuadamente las redes de distribución.

Por ello, el estudio de la calidad del suministro y de la atención al cliente se convierte en la base en torno a la cual se establece la retribución, siendo fundamental perfilar adecuadamente una regulación de los aspectos técnicos de la calidad del suministro; esto es, la continuidad del suministro y la calidad de la onda^{CXXVII}.

4.1.4.- OBJETIVOS DE LA REGULACIÓN

Una buena regulación de la calidad, además de ser objetiva, transparente y no discriminatoria, debe:

- Controlar que el nivel de calidad del suministro ofrecido sea acorde con la remuneración percibida por la Distribuidora, es decir, que la remuneración anual base debe tener asociada un nivel de calidad base concreto. La regulación de la calidad debe incidir directamente sobre la remuneración de la Distribuidora en función del nivel de calidad realmente ofrecido. Para ello será útil articular mecanismos de incentivos y /o penalizaciones que aumente o disminuyan la remuneración anual base de la Distribuidora según se alcancen niveles de calidad superiores o inferiores al nivel de calidad base especificado.
- Conseguir que el nivel de calidad del suministro ofrecido sea el óptimo social, dado que los incentivos y penalizaciones deben diseñarse para que las Distribuidoras, buscando maximizar su beneficio, inviertan hasta alcanzar el nivel óptimo social, que será aquel que minimiza el Coste Social Neto (**CSN**).
- Conseguir que los clientes se vean beneficiados por la consecución del óptimo social, sin perjudicar a las Distribuidoras.
- Garantizar que todos los clientes tengan un mínimo de calidad del suministro.
- Ser fácilmente controlable y auditable.

^{CXXVII} Nos remitimos aquí nuevamente al apartado de Calidad del Servicio y concretamente al análisis del coste asociado a la **Calidad del Servicio** para empresas y clientes.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

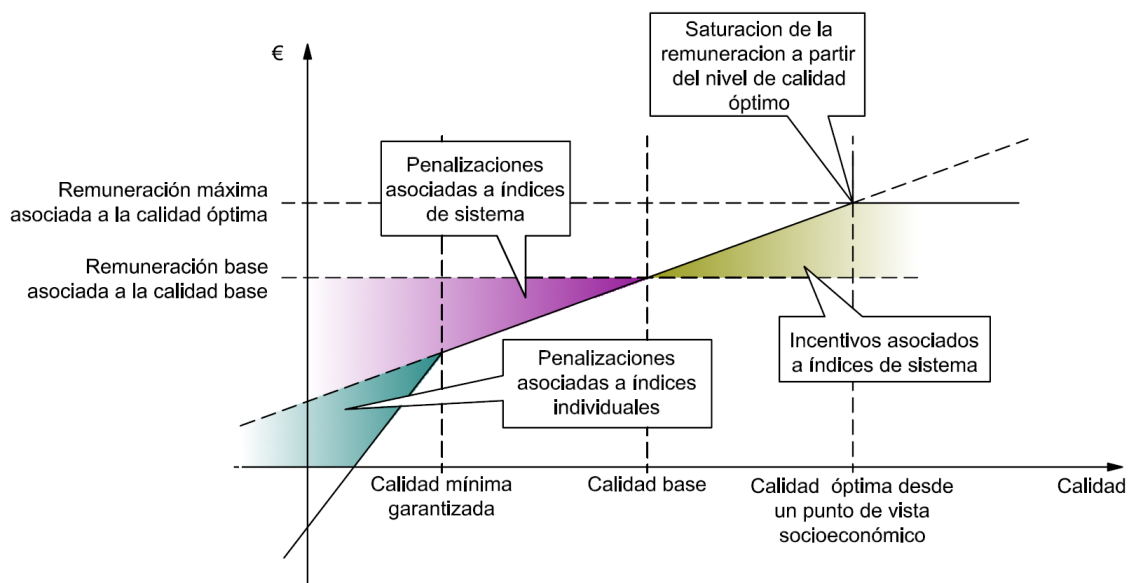


Figura 122. Retribución máxima asociada a la calidad óptima.

4.1.5.- MECANISMOS PARA DETERMINAR LA REMUNERACIÓN

Conocidas las curvas de costes y el Nivel Óptimo de Calidad (**NOC**), es necesario implantar un mecanismo regulador que permita alcanzar ese nivel de calidad. El mecanismo debe integrarse dentro de la remuneración global de la actividad de distribución, y conseguir que las Distribuidoras inviertan hasta alcanzar el **NOC**. Además, esa remuneración debe ser adecuada y eficiente, de forma que los clientes se beneficien de que el sistema está funcionando en el punto de mínimo coste social neto (**CSN**).

Podemos resumir las ideas fundamentales desarrolladas hasta ahora en los siguientes puntos:

- Para determinar la retribución es necesario fijar un nivel de **Calidad del Servicio** considerado base o de referencia (**NCR**). Esta será la remuneración base y será la adecuada para realizar la actividad de distribución con el **NCR**.
- Los aspectos técnicos de la calidad del suministro y, concretamente, la continuidad del suministro son los que determinan el nivel de inversiones de las Distribuidoras. Estas son las características del servicio que conformarán el **NCR** por cuanto son las que más pueden sufrir frente a un incentivo de reducción de costes.
- El **NCR** podrá determinarse por zonas como ya vimos en el apartado “**Calidad del Servicio**”
- Establecido el **NCR** se establecerá un sistema de incentivos/penalizaciones para incrementar la eficiencia de los sistemas cuando sea necesario

hacerlo para alcanzar el **NOC**.

La remuneración será objeto de revisión anual para adecuarla, además de a los aumentos de la eficiencia, a los incrementos del **IPC**.

Por tanto es necesario establecer unos mecanismos de incentivos/ penalizaciones que permitan alcanzar el **NOC** o, en cualquier caso, controlar el nivel de calidad existente en el sistema de distribución y establecer una remuneración acorde a dicho nivel. Para ello, definiremos dos mecanismos; uno basado en índices de sistema y otro en índices individuales.

4.1.6.- MECANISMOS BASADO EN ÍNDICES DE SISTEMA

Los mecanismos de incentivos/penalizaciones deben conseguir:

- Incentivar a la distribuidora para que, buscando maximizar su propio beneficio, inviertan hasta llegar al **NOC**, y no más allá.
- Que la suma de la remuneración base y de los incentivos sea la remuneración adecuada y eficiente para realizar la actividad de distribución ofreciendo el **NOC**.

Existen diferentes razones por las que es conveniente utilizar índices del sistema:

- Se está intentando medir el nivel de inversión y los costes de operación y mantenimiento de las Distribuidoras, y comprobar que son los que se corresponden a su remuneración.
- Para calcular el **NOC** se ha utilizado el sistema de zonas (urbana, semiurbana y rural), definiendo un índice de sistema (**TIEPI** y **NIEPI**) adecuado para cada una de ellas. Esto es mucho más sencillo que calcular índices individuales, lo cual resulta prácticamente imposible.

Se propone con este mecanismo un incentivo/penalización proporcional a la variación del nivel de calidad respecto del **NCR**. Si la Distribuidora obtiene un nivel de calidad igual al **NCR** recibirá la remuneración base; si obtiene mejor calidad tendrá un incremento en su remuneración y si es peor una penalización. Así se ajusta la remuneración al servicio ofrecido.

Los incentivos son lineales de forma que se calculan multiplicando la mejora en la **Calidad del Servicio** por un coeficiente constante. La mejora será indicada por la variación en los índices del sistema **TIEPI** y **NIEPI**. El coeficiente que tomaremos será **K**, que es la pendiente de las dos curvas de costes del **NOC**.

4.2.- RETRIBUCIÓN ACTUAL

El legislador, convencido de sus errores anteriores, en cuanto se refiere a la retribución a las empresas eléctricas, con el suficiente tiempo, publica dicha regulación mediante primeramente la ley del sector eléctrico Ley 24/2013^{CXXVIII} [11] y posteriormente el Real Decreto 1048/2013^{CXXIX} [16] de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica [317] y el Real Decreto 1047/2013^{CXXX} [17], de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

La ley anterior 54/1997^{CXXXI} [18] del sector eléctrico, establecía en líneas generales, el régimen económico que tenía que establecerse para esta actividad regulada, tanto el transporte como la distribución de energía eléctrica. Por ello con el Real Decreto 2819/1998^{CXXXII} [318] se legisló sobre el régimen económico de las actividades de transporte y distribución hasta 2008, ya que en esta fecha se publicó el Real Decreto 222/2008^{CXXXIII} [12]. El Real Decreto 2819/1998 [318] no tuvo en cuenta muchos aspectos, pero si tuviéramos que destacar algunos como más importantes serían, los de no tener en consideración las zonas a las que retribuía, así como la de incentivar la mejora de la calidad, sobre los índices de **Calidad de Servicio TIEPI y NIEPI**, así como el incentivo para la reducción de pérdidas.

En España, el Real Decreto 222/2008 [12] estableció una nueva metodología de cálculo, apoyado en un modelo basado en la optimización de un **Modelo de Red de Referencia**, que aunque ya se nombraba en aquél nunca se llegó a poner en marcha. También el Real Decreto 1048/2013 [16], hace mención a que las líneas de alta tensión se harán con dicho modelo, con objeto de optimizar el sistema. Pero a fecha de hoy y en contra de lo publicado el Real Decreto 1048/2013 [16], sigue sin estar disponible por la **CNMC**^{CXXXIV}.

El Real Decreto 222/2008 [12] establecía una regulación basada en que cada cuatro años, se calculaba la retribución base a cada empresa distribuidora y a partir de ella se determinaba la retribución base, la cual se actualizaba sucesivamente cada año, incrementándose con los costes asociados a las inversiones correspondientes a dicho año.

^{CXXVIII} Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

^{CXXIX} Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

^{CXXX} Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

^{CXXXI} Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

^{CXXXII} Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

^{CXXXIII} Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

^{CXXXIV} Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Afectada dicha retribución a unas reducciones de pérdidas técnicas en la red y en la mejora de la **Calidad de Servicio**.

La liberalización del sector eléctrico, tal y como podríamos pensar, ha llegado a ser real con la Comercialización de energía eléctrica. El transporte de energía eléctrica, queda encomendado a una sola empresa **REE** y la distribución a un concepto de monopolio natural. Ciertamente es que ahora se puede acceder a las redes por terceros a cambio de una tarifa de acceso o peaje, que deben de pagar los consumidores y los productores de energía o generadores [319].

4.2.1.- DETERMINACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

La **retribución** a la actividad de distribución, es la cantidad de dinero, que cobrará, de los presupuestos del Gobierno Central, una empresa distribuidora por ejercer dicha actividad de distribución y en base a unos precios, calculados por el Ministerio y llamados **costes unitarios**.

Para ello el Gobierno ha legislado en forma de Real Decreto, un método matemático, bastante complejo, con el que pretende conseguir dos objetivos principales:

- Pagar por lo que de verdad se invierte, tanto por dichas empresas, controlar a las distribuidoras a través de auditorías, etc.
- Y como consecuencia de lo anterior, poder controlar el déficit tarifario.

Esa retribución, que será anual, se cobrará dos años después **n+2**, al año referido, que se denomina año base **n**, en referencia a unas inversiones y de otros conceptos declarados dos años antes **n-2**.

Para ello, describiremos todos los conceptos empleados por el regulador [320], para posteriormente aplicarlos a una hipotética empresa distribuidora y así ver sus resultados y momentos óptimos de inversión.

Por la complejidad de los cálculos así como de los parámetros a emplear se ha hecho un esquema de los puntos más importantes.

4.2.2.- RETRIBUCIÓN ANUAL DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN. Art. 10

La **retribución anual** que percibirá dicha empresa en el año considerado viene definida por:

$$R_n^i = R_{base}^i + R_{NI}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i \quad \{21\}$$

Donde:

R_n^i = es el término de retribución base a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de **retribución por inversión** y por **operación y mantenimiento** correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año $n-2$. Se denomina año base aquel que transcurre dos años antes al de inicio del primer periodo regulatorio.

- R_{base}^i = es el término de **retribución base** a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de retribución por **inversión** y por **operación y mantenimiento** correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año $n-2$.
Se denomina año base aquel que transcurre dos años antes al de inicio del primer periodo regulatorio.
- R_{NI}^i = es el término de retribución por **nuevas instalaciones** a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base y que continúen en servicio el año $n-2$.
- $ROTD_n^i$ = es el término de retribución por **otras tareas** reguladas que la empresa distribuidora i ha de percibir el año n , por el desarrollo de dichas tareas el año $n-2$.
- Q_n^i = es el término de **incentivo** o **penalización** a la **Calidad del Servicio** repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado a los indicadores de **Calidad del Suministro** obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años $n-4$ a $n-2$.
- P_n^i = es el término de incentivo o penalización por la **reducción de pérdidas** repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado al nivel de pérdidas de su red entre los años $n-4$ a $n-2$.
- F_n^i = es el término de incentivo a la **reducción del fraude** en el sistema eléctrico a la empresa distribuidora i el año n asociada a la reducción del fraude lograda el año $n-2$.

4.2.3.- CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN BASE. Art. 11

4.2.3.1.- RETRIBUCIÓN BASE. Art. 11.1

La **retribución base** se calcula mediante la fórmula siguiente.

$$R_{base}^i = RI_{base}^i + ROM_{base}^i \quad \{22\}$$

R_{base}^i = Es la retribución base de la empresa distribuidora i que ésta deberá percibir el primer año del primer periodo regulatorio y que recogerá la retribución por **inversión** y por **operación y mantenimiento** correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y continúen en servicio en dicha fecha y sigan siendo titularidad de la empresa i .

- RI_{base}^i = término de retribución base a la **inversión** a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio en concepto de inversión correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y continúen en servicio en dicha fecha sin haber superado su vida útil regulatoria y sigan siendo titularidad de la empresa i .
- ROM_{base}^i = término de retribución base a la **operación y mantenimiento** a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio en concepto de operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúen en servicio en dicha fecha y sigan siendo titularidad de la empresa i .

	N1	N2	N3	N4	N5
[1]	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.				
1	$R_{base} =$	=	RI_{base}	+	ROM_{base}
					[Retrib por inversión más por operación y mto.]

Tabla 22. Retribución base.

4.2.3.2.- RETRIBUCIÓN BASE DE LA INVERSIÓN. Art. 11.2

El término de **retribución base de la inversión** RI_{base}^i de la empresa distribuidora i , se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RI_{base}^i = A_{base}^i + RF_{base}^i \quad \{23\}$$

- A_{base}^i = es el término de **retribución base por amortización**^{CXXXV} de la empresa

^{CXXXV} Desde el punto de vista contable entendemos por Amortización la representación contable de la pérdida de valor o depreciación de carácter irreversible que experimenta el activo no corriente o activo fijo, constituido por el inmovilizado material, el inmovilizado intangible o inmaterial y las inversiones inmobiliarias.

Supone una distribución sistemática del valor amortizable, que se materializa en el criterio valorativo del coste histórico o coste, menos su valor residual, ya que se realiza a lo largo de su vida útil, según van siendo consumidos los beneficios económicos futuros del activo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

distribuidora i que ésta deberá percibir por ese concepto el primer año del primer periodo regulatorio.

- RF_{base}^i = Se evaluará como la **amortización lineal del inmovilizado base bruto** de la empresa i correspondiente a sus instalaciones de distribución de acuerdo con la siguiente expresión.

[1.1]	RI_{base}	Retribución por la inversión por instalaciones puestas en servicio y que continúen en servicio sin haber superado su vida útil y sigan siendo de su titularidad
[1.2]	ROM_{base}	Retribución por operación y mantenimiento por las instalaciones puestas en servicio, que continúen en servicio y sigan siendo de su titularidad
1.1	RI_{base}	= A_{base} + RF_{base} [Amortización. + retrib. Financiera]

Tabla 23. Retribución base a la inversión.

4.2.3.2.1.-RETRIBUCIÓN BASE POR AMORTIZACIÓN

$$A_{base}^i = \frac{IBR_{base}^i}{VU_{base}^i} \quad \{24\}$$

- IBR_{base}^i = Es el **inmovilizado base bruto** de la empresa distribuidora i con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico el primer año del primer periodo regulatorio derivado de las instalaciones que se encuentran en servicio el año base y no hayan superado su vida útil regulatoria. En el cálculo de este valor sólo se considerarán aquellas instalaciones que no hayan superado su vida útil regulatoria a 31 de diciembre del año base.
- VU_{base}^i = Vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa distribuidora i a 31 de diciembre del año base.

El cálculo del valor de IBR_{base}^i del presente apartado sólo será efectuado para el primer año del primer periodo regulatorio en que sea de aplicación el presente real decreto, siendo el valor resultante el empleado para los cálculos de retribución a la inversión que seguidamente se detallan durante la vida residual de los activos.

El análisis de las diversas causas por las que un elemento de activo fijo puede depreciarse va en correspondencia con la descripción de los factores que pueden incidir a lo largo de la vida productiva del inmovilizado en una empresa en concreto.

Este periodo estimado en función de un criterio racional, la vida útil, supone un determinado número de ejercicios de uso, esto es, de utilización y por tanto de producción de rendimientos normales.

[1.1.1]	A_{base}	Retribución por amortización lineal del inmovilizado base bruto por sus instalaciones de distribución.
[1.1.2]	RF_{base}	Retribución financiera del activo neto de la empresa que recibirá el primer año y corresponde a las instalaciones propiedad de la empresa puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y continúen en servicio.
1.1.1	A_{base}	$= \frac{IBR_{base}}{VU_{base}}$ <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">[valor del inmovilizado dividido de su vida útil]</div>

Tabla 24. Retribución base por amortización.

4.2.3.2.1.1.- INMOVILIZADO BASE BRUTO

Este término se calculará como {25}.

$$IBR_{base}^i = (IBAT_{base}^i + IBBT_{base}^i + IBO_{base}^i) \cdot \lambda_{base}^i \cdot FRR I_{base}^i \quad \{25\}$$

[1.1.1]	IBR_{base}	Inmovilizado base bruto con derecho a retribución derivado de sus instalaciones en activo que no hayan superado su vida útil a 31 de dic del año base. Sólo se calcula el primer año.
---------	--------------	---

$$IBR_{base} = (IBAT_{base} + IBBT_{base} + IBO_{base}) \times \lambda_{base} \times FRR I_{base}$$

Tabla 25. Inmovilizado base bruto.

4.2.3.2.1.1.1.- INMOVILIZADO BASE BRUTO AT

- $IBAT_{base}^i$ = es el valor del inmovilizado base bruto para instalaciones de tensión superior a 1 kV resultante de valorar el inventario auditado de instalaciones de alta tensión que se encuentren en servicio el año base, empleando los valores unitarios de inversión. A su vez viene dado por {26}.

$$IBAT_{base}^i = kinm_{i-AT} \cdot \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \text{ de AT} \\ \text{de la empresa } i \text{ que} \\ \text{no ha superado} \\ \text{la vida regulatoria}}} UF_{AT}^j \cdot VU_{inv}^j \quad \{26\}$$

- $kinm_{i-AT}$ = Es el coeficiente de **eficiencia** de la inversión para instalaciones de **alta tensión** y reflejará en cuanto se ajusta para la empresa *i* el inventario real de instalaciones mayores de 1 kV al inventario que debería

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

tener una empresa eficiente que distribuyera energía eléctrica en un mercado similar. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

- UF_{AT}^j = Son las unidades físicas de la instalación de alta tensión j que se encuentra en servicio el año base. A los efectos retributivos del presente real decreto, los centros de transformación se considerarán como instalaciones de alta tensión.
- $VUinv^j$ = Valor unitario de referencia de inversión para una instalación de igual tipología a la j , actualizado al año base.

[1.1.1.1]	IBAT_{base}	Valor de inmovilizado base bruto para instalaciones de tensión superior a 1 Kv según el inventario auditado. Valores unitarios calculados conforme al Cap. V
-----------	----------------------------	--

$$IBAT_{base} = kinm_{i-AT} \times \sum UF_{AT} \times VUinv$$

Tabla 26. Valor del inmovilizado base bruto para instalaciones de tensión superior a 1 kv.

[1.1.1.1.1]	kinm_{i-AT}	Coef. eficiencia instalac. de AT. Reflejará en cuanto se ajusta su inventario de AT al de una empresa eficiente en un mercado similar. Su valor se señalará oficialmente.
	EJEMPLO	kinm_{i-AT} = 0,8462 <i>parámetro</i>
[1.1.1.1.2]	UF_{AT}	Unidades físicas de AT en servicio el año base, incluidos los centros de transformación.
[1.1.1.1.3]	VUinv	Valor unitario, actualizado al año base, de referencia para una instalación de igual tipo
	INVENTARIO	$\sum UF_{AT} \times VUinv = 773.385,55 \text{ €}$
	EJEMPLO	IBAT_{base} = 654.438,85

Tabla 27. Ejemplo de $IBAT_{base}^i$

4.2.3.2.1.1.2.- INMOVILIZADO BASE BRUTO BT

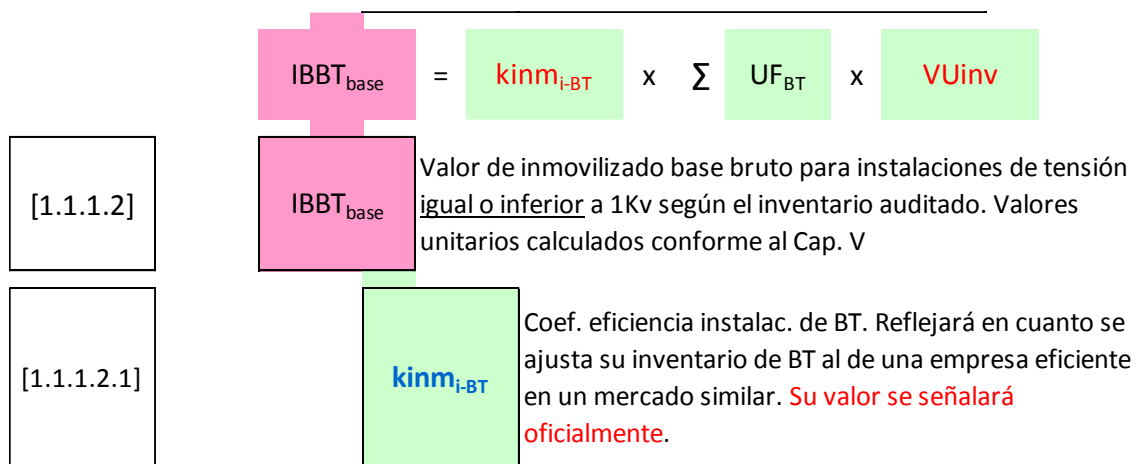
- $IBBT_{base}^i$ = es el valor del inmovilizado bruto para instalaciones de **tensión menor o igual a 1 kv** resultante de valorar el inventario auditado de instalaciones

que se encuentren en servicio el año base, empleando los valores unitarios de inversión.

$$IBBT_{base}^i = kinm_{i-BT} \cdot \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \text{ de BT} \\ \text{de la empresa } i \text{ que} \\ \text{no ha superado} \\ \text{la vida regulatoria}}} UF_{BT}^j \cdot VUinv^j \quad \{27\}$$

- $kinm_{i-BT}$ = Es el coeficiente de **eficiencia** de la inversión para instalaciones de **baja tensión** y reflejará en cuanto se ajusta el inventario real de instalaciones de tensión menor o igual a 1 kV de la empresa *i* al inventario que debería tener una empresa eficiente que distribuyera energía eléctrica en ese mercado. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.
- UF_{BT}^j = Son las unidades físicas de la instalación de baja tensión *j* que se encuentra en servicio el año base.
- $VUinv^j$ = Valor unitario de referencia de inversión para una instalación de igual tipología a la *j*, actualizado al año base.

En el cálculo de los términos $IBAT_{base}^i$ y de $IBBT_{base}^i$, se valorarán a coste de reposición y por tanto tomando como valor unitario de inversión el correspondiente al año base.



ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	EJEMPLO	$kinm_{i-BT}$	=	0,8462	<i>parámetro</i>
[1.1.1.2.2]		UF_{BT}		Unidades físicas de BT en servicio el año base.	
[1.1.1.1.3]		VU_{inv}		Valor unitario, actualizado al año base, de referencia para una instalación de igual tipo	
	INVENTARIO	$\sum UF_{BT} \times VU_{inv}$	=	64.990,95 €	
	EJEMPLO	$IBBT_{base}$	=	54.995,34	

Tabla 28. Ejemplo $IBBT_{base}^i$

4.2.3.2.1.1.3.- INMOVILIZADO BRUTO DE OTROS ACTIVOS

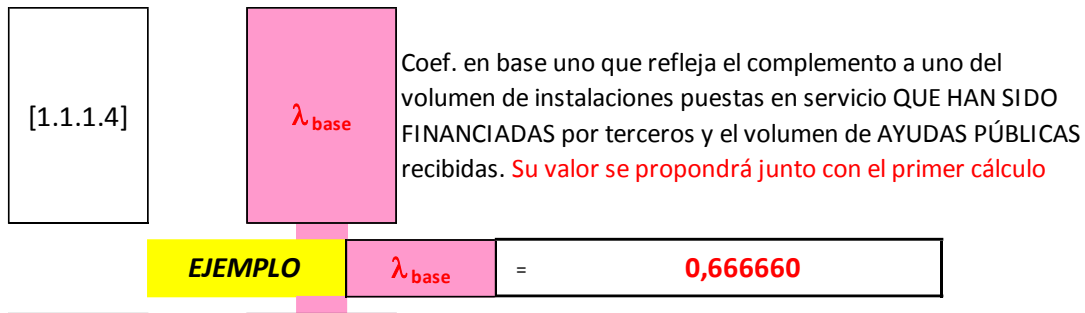
- IBO_{base}^i = Es el valor del inmovilizado bruto el año base, de **otros activos** necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Su valor y el de su vida útil serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

[1.1.1.3]	IBO_{base}	Valor de inmovilizado base bruto de otros activos necesarios distintos de los eléctricos. <i>Su valor y el de su vida útil se señalará oficialmente</i>			
	EJEMPLO	IBO_{base}	=	250.000,00 €	

Tabla 29. Ejemplo IBO_{base}^i

4.2.3.2.1.1.4.- COEFICIENTE INSTALACIONES PUESTAS EN SERVICIO FINANCIADAS Y CEDIDAS POR TERCEROS

- λ_{base}^i = Coeficiente en base uno que refleja para la empresa *i* el complemento a uno del volumen de **instalaciones** puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base, que han sido **financiadas y cedidas por terceros** y el volumen de **ayudas públicas** recibido por cada una de las empresas. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.



4.2.3.2.1.1.5.- FACTOR DE RETARDO RETRIBUTIVO

- $FRRR_{base}^i$ = Factor de **retardo retributivo** derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por inversión.

$$FRRR_{base}^i = \varphi_{2011 \rightarrow base}^i \cdot (1 + TRF_{base})^{tr_{2011 \rightarrow base}} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base}^i) \cdot (1 + TRF_{base})^{tr_{pre-2011}} \quad \{28\}$$

- $\varphi_{2011 \rightarrow base}^i$ = factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base respecto del total de instalaciones de la empresa i que se encuentran en servicio el 31 de diciembre del año base. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política.
- TRF_{base} = es la tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado durante el primer periodo regulatorio.
- $tr_{2011 \rightarrow base}$ = es el tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 1,5 para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011.
- $tr_{pre-2011}$ = es el tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 0,5 para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

FRRI_{base}		=		$\varphi_{2011 \rightarrow base} \cdot (1 + TRF_{base})^{tr_{2011 \rightarrow base}} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base}) \cdot (1 + TRF_{base})^{tr_{pre \rightarrow 2011}}$	
[1.1.1.5.1]	TRF_{Base}	Tasa de <u>retribución financiera</u> durante el primer año. (Según art. 14)			
EJEMPLO		TRF_{Base}	=	0,06503	<i>parámetro</i>
[1.1.1.5.2]		tr_{pre->2011}	Tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio <u>con anterioridad a 2011</u> . Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 0,5 para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011		
EJEMPLO		tr_{pre->2011}	=	1,032003	<i>parámetro</i>
[1.1.1.5.3]		tr_{2011->base}	Tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 1,5 para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011. (RDL13/2012)		
EJEMPLO		tr_{2011->base}	=	1,099114	<i>parámetro</i>
[1.1.1.5.4]		φ_{2011->base}	factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base respecto del total de instalaciones de la empresa <i>i</i> que se encuentran en servicio el 31 de diciembre del año base. Su valor será propuesto		
EJEMPLO		φ_{2011->base}	=	0,2	
EJEMPLO		FRRI_{base}	=	1,068083928	

4.2.3.2.2.-RETRIBUCIÓN FINANCIERA DEL ACTIVO NETO

El término de retribución financiera del activo neto se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RF_{base}^i = IN_{base}^i \cdot TRF_{base} \quad \{29\}$$

- IN_{base}^i = es el inmovilizado base neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora *i* asociado a las instalaciones que se encuentran en servicio el año base. Este valor se calculará de acuerdo a la siguiente expresión.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

EJEMPLO $IBR_{base} = (IBAT_{base} + IBBT_{base} + IBO_{base}) \times \lambda_{base} \times FRRI_{base}$

$(IBAT_{base} + IBBT_{base} + IBO_{base}) = 959.434,19 \text{ €}$

EJEMPLO $IBR_{base} = 683.164,00 \text{ €}$

[1.1.2] VU_{base} Vida útil regulatoria media de las instalaciones a 31 de diciembre del año base

EJEMPLO $VU_{base} = 40,00 \text{ AÑOS dato}$

[1.1.1] $A_{base} = \frac{IBR_{base}}{VU_{base}}$ [valor del inmovilizado dividido de su vida útil]

EJEMPLO $A_{base} = \frac{IBR_{base}}{VU_{base}} = \frac{683.164,00 \text{ €}}{40,00} = 17.079,10 \text{ €}$

[1.1.2] RF_{base} Retribución financiera por el activo neto de la empresa por sus instalaciones puestas en servicio y que continúen en servicio

$RF_{base} = IN_{base} \times TRF_{base}$

[1.2.1] IN_{base} es el inmovilizado base neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que se encuentran en servicio el año base.

$IN_{base} = IBR_{base} \times \frac{VR_{base}}{VU_{base}}$

4.2.3.2.2.1.- INMOVILIZADO BASE NETO CON DERECHO A RETRIBUCIÓN

El inmovilizado base neto con derecho a retribución, viene dado por la siguiente expresión:

$$IN_{base}^i = IBR_{base}^i \cdot \frac{VR_{base}^i}{VU_{base}^i} \quad \{30\}$$

- IBR_{base}^i = Es el inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora *i* con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico el primer año del primer periodo regulatorio derivado de las instalaciones que se encuentran en servicio el año base y no hayan superado su vida útil regulatoria. En el cálculo de este valor sólo se considerarán aquellas instalaciones que no hayan superado su vida útil regulatoria a 31 de diciembre del año base.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- VR_{base}^i = Es la vida residual promedio a 31 de diciembre del año base de las instalaciones de la empresa distribuidora i que no hayan superado su vida útil regulatoria dicho año base. Para el cálculo de este valor se tomará la vida útil residual de las instalaciones de cada una de las empresas. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.
- VU_{base}^i = Vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa distribuidora i a 31 de diciembre del año base.

4.2.3.2.2.- TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA

- TRF_{base} = es la tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado durante el primer periodo regulatorio.

[1.1.1]		IBR_{base}	Inmovilizado base bruto con derecho a retribución derivado de sus instalaciones en activo que no hayan superado su vida útil a 31 de dic del año base. Sólo se calcula el primer año.
[1.2.1.1]		VR_{base}	Es la vida residual promedio a 31 de diciembre del año base de las instalaciones de la empresa distribuidora i que no hayan superado su vida útil regulatoria dicho año base. Para el cálculo de este valor se tomará la vida útil residual de las instalaciones de cada una de las empresas. Su valor será propuesto
	EJEMPLO	VR_{base}	= 15 AÑOS
[1.1.2]		VU_{base}	Vida útil regulatoria media de las instalaciones a 31 de diciembre del año base
	EJEMPLO	IN_{base}	= 256.186,50 € dato
	EJEMPLO	RF_{base}	= 16.659,81 € dato
	EJEMPLO		
	RI_{base}	A_{base}	+ RF_{base} = 33.738,91 €

4.2.3.3.- RETRIBUCIÓN BASE POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. Art. 11.3

El término R_{base}^i = venía dado en {22} como $R_{base}^i = RI_{base}^i + ROM_{base}^i$

donde ROM_{base}^i era el término de **retribución base a la operación y mantenimiento** a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio en concepto de operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúen en servicio en dicha fecha y sigan siendo titularidad de la empresa i . Pues definimos retribución base por operación y mantenimiento por la siguiente ecuación.

$$ROM_{base}^i = (ROMAT_{base}^i + ROMBT_{base}^i + ROMNLAE_{base}^i \cdot \alpha_{base}^{i O\&M}) \cdot FRRROM_{base}^i \quad \{31\}$$

El cálculo del valor ROM_{base}^i de este apartado sólo será efectuado para el primer año del primer periodo regulatorio.

	ROM_{base}	Retribución por operación y mantenimiento por las instalaciones puestas en servicio, que continúen en servicio y sigan siendo de su titularidad
[2]	ROM_{base}	$= (ROMAT_{base} + ROMBT_{base} + ROMLAE_{base} \times \alpha_{O\&M}) \times \dots$ $\times \dots \times FRRROM_{base}$

4.2.3.3.1.-RETRIBUCIÓN BASE POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO AT

La retribución base por operación y mantenimiento de alta tensión viene dada por:

$$ROMAT_{base}^i = kinm_{i-AT} \cdot \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \text{ de AT} \\ \text{de la empresa } i \text{ que} \\ \text{no ha superado} \\ \text{la vida regulatoria}}} UF_{AT}^j \cdot VU_{O\&M}^j \quad \{32\}$$

$ROMAT_{base}^i$ Es el término de retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de alta tensión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de alta tensión que se encuentran en servicio en el año base. El importe de dicha retribución se determinará aplicando al inventario auditado de instalaciones de tensión superior a 1 kV los valores unitarios de operación y mantenimiento.

- $kinm_{i-AT}$ = Es el coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de alta tensión.
- UF_{AT}^j = Son las unidades físicas de la instalación j de alta tensión que se encuentra en servicio el año base.
- $VU_{O\&M}^j$ = Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

para una instalación de igual tipología a la j , actualizado al año base.

[2.1]	ROMAT _{base}	Retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de alta tensión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de alta tensión que se encuentran en servicio en el año base
	$ROMAT_{base}$	$= kinm_{i-AT} \times \sum UF_{AT} \times VU_{O\&M}$
[1.1.1.1.1]	kinm _{i-AT}	Coef. eficiencia instalac. de AT. Reflejará en cuanto se ajusta su inventario de AT al de una empresa eficiente en un mercado similar. Su valor se señalará oficialmente.
	$kinm_{i-AT}$	$= 0,8462$ parámetro
[1.1.1.1.2]	UF _{AT}	Unidades físicas de AT en servicio el año base, incluidos los centros de transformación.
[2.1.1]	VU _{O&M}	Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la j , actualizado al año base
	INVENTARIO	$\sum UF_{AT} \times VU_{O\&M} = 10.710,19 \text{ €}$
	EJEMPLO	$ROMAT_{base} = 9.062,96 \text{ €}$

4.2.3.3.2.-RETRIBUCIÓN BASE POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO BT

ROMBT_{base}ⁱ Es el término de retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de baja tensión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de baja tensión que se encuentran en servicio el año base. El importe de dicha retribución se determinará aplicando al inventario auditado de instalaciones de tensión menor o igual a 1 kV.

$$ROMBT_{base}^i = kinm_{i-BT} \cdot \sum_{\substack{\forall \text{ instalación } j \text{ de BT} \\ \text{de la empresa } i \text{ que} \\ \text{no ha superado} \\ \text{la vida regulatoria}}} UF_{BT}^j \cdot VU_{O\&M}^j \quad \{33\}$$

- $kinm_{i-BT}$ = Es el coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de baja tensión.
- UF_{BT}^j = Son las unidades físicas de la instalación de baja tensión j que cuenten con autorización de explotación antes del 31 de diciembre del año base.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- $VU_{O\&M}^j$ = Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la j , actualizado al año base.

[2.2] $ROMBT_{base}$ Retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de alta tensión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de baja tensión que se encuentran en servicio en el año base

$$ROMBT_{base} = kinm_{i-BT} \times \sum UF_{BT} \times VU_{O\&M}$$

[1.1.1.2.1] $kinm_{i-BT}$ = Coef. eficiencia instalac. de BT. Reflejará en cuanto se ajusta su inventario de BT al de una empresa eficiente en un mercado similar. Su valor se señalará oficialmente.

EJEMPLO

$$kinm_{i-BT} = 0,8462 \text{ parámetro}$$

[1.1.1.2.2] UF_{BT} Unidades físicas de BT en servicio el año base.

[2.1.1] $VU_{O\&M}$ = Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la j , actualizado al año base

INVENTARIO

$$\sum UF_{BT} \times VU_{O\&M} = 342,05 \text{ €}$$

EJEMPLO

$$ROMBT_{base} = 289,44 \text{ €}$$

4.2.3.3.3.-RETRIBUCIÓN POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ACTIVOS NO ELÉCTRICOS

$ROMNLAE_{base}^i$ Es el término de retribución base por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i percibe el primer año del primer periodo regulatorio, asociado a la labor de mantenimiento realizada el año base que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Esta retribución se calculará apoyándose en la información regulatoria de costes. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

[2.3] $ROMLAE_{base}$ = Retribución base por operación y mantenimiento, asociado a la labor de mantenimiento realizada el año base que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Basado en información de costes. **Propuesto en el primer año.**

EJEMPLO

$$ROMLAE_{base} = 10.000,00 \text{ €}$$

4.2.3.3.4.-FACTOR DE EFICIENCIA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO LIGADA A ACTIVOS ELÉCTRICOS

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$\alpha_{base}^{i_{O\&M}}$ Es el factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

	EJEMPLO	$ROMLAE_{base}$	=	10.000,00 €
[2.4]	$\alpha_{O\&M}$	Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Su valor será propuesto		
	EJEMPLO	$\alpha_{O\&M}$	=	1,0000000 parámetro

4.2.3.3.5.-RETARDO RETRIBUTIVO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

$FRROM_{base}^i$ Es factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento. Este valor se calculará como:

$$FRROM_{base}^i = \varphi_{2011 \rightarrow base}^i \cdot (1 + TRF_{APS})^{tr_{base OM}} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base}^i) \quad \{34\}$$

- $\varphi_{2011 \rightarrow base}^i$ = factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base respecto del total de instalaciones de la empresa i que se encuentran en servicio el 31 de diciembre del año base.
- TRF_{APS} = es la tasa de retribución financiera del primer periodo regulatorio.
- $tr_{base OM}$ = es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011 hasta el año base. Este factor tomará un valor de 1 para las instalaciones puestas en servicio DESDE EL 1 DE ENERO DE 2011.

[2.5]	$FRROM_{base}$	Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento		
	$FRROM_{base}$	=	$\varphi_{2011 \rightarrow base} \cdot (1 + TRF_{APS})^{tr_{base OM}} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base})$	

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[1.1.1.5.4] $\phi_{2011 \rightarrow base}$ factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base

EJEMPLO $\phi_{2011 \rightarrow base} = 0,2$

[2.5.1] TRF_{APS} Tasa de retribución financiera durante el primer año. (QUIÉN LO MARCA Y CÓMO)

EJEMPLO $TRF_{APS} = 0,035$

[2.5.2] tr_{base_OM} es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011 hasta el año base. Este factor tomará un valor de 1 para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011.

EJEMPLO $tr_{base_OM} = 1,77$

EJEMPLO $FRROM_{base} = 1,012556512$

EJEMPLO

$ROM_{base} = 19.595,40 \text{ €}$

[2] $ROM_{base} = (ROMAT_{base} + ROMBT_{base} + ROMLAE_{base} \times \alpha_{O\&M}) \times FRROM_{base}$

$R_{base} = RI_{base} + ROM_{base}$

EJEMPLO

$R_{base} = 53.334,31 \text{ €}$

4.2.3.4.- RETRIBUCIÓN BASE POR INVERSIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL AÑO N. Art. 11.4

El término de R_{base}^i de retribución base a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año $n-2$, tomará el valor de primer periodo regulatorio:

$$R_{base}^i = R_{base}^i \quad \{35\}$$

Para los siguientes años tomará valores de:

$$R_{base\ n}^i = RI_{base\ n}^i + ROM_{base\ n}^i \quad \{36\}$$

4.2.3.4.1.-RETRIBUCIÓN BASE POR INVERSIÓN EN EL AÑO N. Art. 11.4. a)

$RI_{base\ n}^i$ = es el término de retribución base por inversión a percibir el año n {36} por la empresa distribuidora i derivado de la retribución por inversión correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base. Este término se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$RI_{base\ n}^i = A_{base\ n}^i + RF_{base\ n}^i \quad \{37\}$$

En todo caso, el término $RI_{base\ n}^i$ tomará un valor nulo cuando el valor de k sea igual o superior al de VR^i .

4.2.3.4.1.1.- RETRIBUCIÓN BASE POR AMORTIZACIÓN

$A_{base\ n}^i$ Es el término de retribución base por amortización {37} de la empresa distribuidora i el año n . Se evaluará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A_{base\ n}^i = \frac{IBR_{base\ n}^i}{VU_{base\ n}^i} \quad \{38\}$$

Siendo:

$$IBR_{base\ n}^i = IBR_{base}^i \quad \{39\}$$

$IBR_{base\ n}^i$ Es el inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora i con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico el primer año del primer periodo regulatorio derivado de las instalaciones que se encuentran en servicio el año base calculado.

Si en la información aportada anualmente por la empresa distribuidora i de acuerdo a lo establecido anteriormente, se produjese un ritmo de cierre de instalaciones puestas en servicio con anterioridad al año base por un valor superior al doble del término A_{base}^i . Se efectuará un nuevo cálculo para la determinación término $IBR_{base\ n}^i$. En la realización de este nuevo cálculo para los activos que se encuentran en servicio el año $n-2$ y que fueron puestos en servicio con anterioridad al año. Actualizados al año base.

4.2.3.4.1.2.- RETRIBUCIÓN FINANCIERA DEL ACTIVO NETO

$RF_{base\ n}^i$ Es el término de retribución financiera del activo neto {37} correspondiente a las instalaciones propiedad de la empresa distribuidora i que fueron puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de dicha empresa el año $n-2$. Su valor viene definido por:

$$RF_{base\ n}^i = IN_{base\ n}^i + TRF_n \quad \{40\}$$

4.2.3.4.1.3.- INMOVILIZADO BASE NETO CON DERECHO A RETRIBUCIÓN

$IN_{base\ n}^i$ Es el inmovilizado base neto con derecho a retribución {40} a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que fueron puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de dicha empresa el año $n-2$. Este valor se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IN_{base\ n}^i = IBR_{base}^i \cdot \frac{VR_{n-2}^i}{VU_{base}^i} \quad \{41\}$$

Donde:

- VR_{n-2}^i = vida residual de las instalaciones de la empresa distribuidora i el año $n-2$. Este término se calculará como:

$$VR_{n-2}^i = VR_{base}^i - k \quad \{42\}$$

- VR_{n-2}^i = Es la vida residual de las instalaciones de la empresa distribuidora i a 31 de diciembre del año base.
- k = es el número de años transcurridos desde el año base hasta el año $n-2$.
- VU_{base}^i
- IBR_{base}^i

4.2.3.4.2.-TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DEL INMOVILIZADO. Art. 11.4 b)

Viene definida como $ROM_{Base\ n}^i$ y es el término de retribución base por operación y mantenimiento a percibir el año n por la empresa distribuidora i derivado las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de la empresa i el año $n-2$.

Esta retribución se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$ROM_{Base\ n}^i = (ROM_{Base\ n-1}^i - \Delta ROM_{cierre\ n-3}^i) \cdot (1 + IAOM_n) \quad \{43\}$$

$ROM_{Base\ n-1}^i$ = Es la retribución por operación y mantenimiento base reconocida por la actividad de distribución a la empresa distribuidora *i* en el año **n-1** asociada a las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que aún continúan en servicio el año **n-3**.

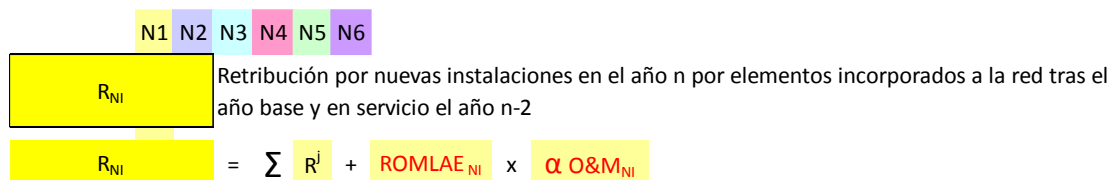
$\Delta ROM_{cierre\ n-3}^i$ = Es la retribución por operación y mantenimiento asociada a las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que a lo largo del año **n-3** han dejado de estar en servicio o han dejado de ser titularidad de la empresa distribuidora *i*.

$IAOM_n$ = es índice de actualización de operación y mantenimiento vinculado a los índices de precios de consumo y de precios industriales de bienes de equipo del año **n-2**.

4.2.4.- RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN Y POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO POSTERIORES AL AÑO BASE. Art. 12

El término de retribución R_{NI}^i que recogerá la retribución por **inversión** y por **operación y mantenimiento** que recibe la empresa *i* el año **n** correspondiente a todas las **instalaciones** puestas en servicio con posterioridad al año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de dicha empresa el año **n-2**, se determinará aplicando la siguiente formulación:

$$R_{NI}^i = \sum_{\substack{\forall\ \text{instalación } j\ \text{de BT} \\ \text{de la empresa } i}} R_n^j + ROM_{NLAE}_{NI}^j \cdot \alpha_{O\&M_{NI}}^i \quad \{44\}$$



ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[1]	R^j	es la retribución a percibir por el elemento de inmovilizado j de la red de distribución de la empresa i , en el año n por estar en servicio el año $n-2$. En todo caso el elemento de inmovilizado j deberá haber sido puesto en servicio con posterioridad al año base
[2]	$ROMLAE_{NI}$	Es término de retribución por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i percibe el año n , asociado a la labor de mantenimiento realizada el año $n-2$ que no está retribuida en el término ni está directamente ligada ni retribuida en la retribución a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Esta retribución se calculará apoyándose en la información regulatoria de costes. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución para cada una de las empresas.
[3]	$\alpha O\&M_{NI}$	Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas

4.2.4.1.- RETRIBUCIÓN POR EL ELEMENTO DE INMOVILIZADO

R_n^j = es la retribución a percibir por el elemento de inmovilizado j de la red de distribución de la empresa i , en el año n por estar en servicio el año $n-2$. En todo caso el elemento de inmovilizado j deberá haber sido puesto en servicio con posterioridad al año base.

Este valor se calculará como:

$$R_n^j = RI_n^j + ROM_n^j \quad \{45\}$$

RI_n^j = Retribución de inversión del elemento de inmovilizado j en el año n por el hecho de estar en servicio el año $n-2$ y no haber superado su vida útil regulatoria.

ROM_n^j = Retribución de operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado j en el año n por el hecho de estar en servicio el año $n-2$.

[1]	R^j	es la retribución a percibir por el elemento de inmovilizado j de la red de distribución de la empresa i , en el año n por estar en servicio el año $n-2$. En todo caso el elemento de inmovilizado j deberá haber sido puesto en servicio con posterioridad al año base
[2]	$ROMLAE_{NI}$	Es término de retribución por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i percibe el año n , asociado a la labor de mantenimiento realizada el año $n-2$ que no está retribuida en el término ni está directamente ligada ni retribuida en la retribución a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Esta retribución se calculará apoyándose en la información regulatoria de costes. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución para cada una de las empresas.
[3]	$\alpha O\&M_{NI}$	Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas

4.2.4.2.- RETRIBUCIÓN POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO FUERA ACTIVOS ELÉCTRICOS

$ROMNLAE_{NI}^j$ Es el término de retribución por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i percibe el año n , asociado a la labor de mantenimiento realizada el año $n-2$ que no está retribuida en el término ROM_{Base}^i ni está directamente ligada ni retribuida en la retribución a los activos {43} eléctricos recogidos en las unidades físicas.

Esta retribución se calculará apoyándose en la información regulatoria de costes. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución para cada una de las empresas.

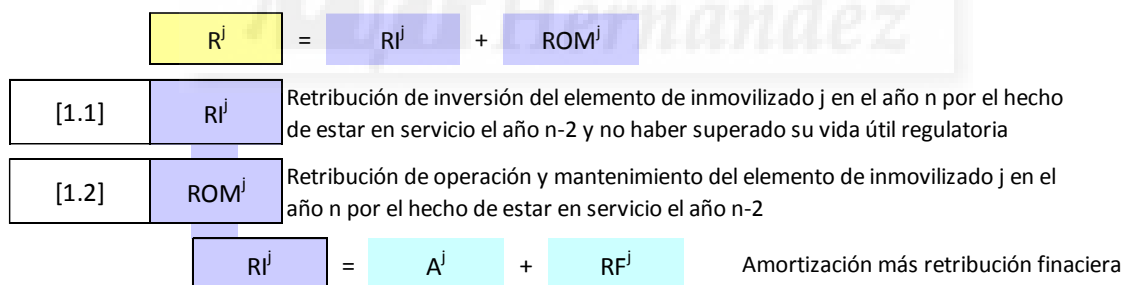
4.2.4.3.- FACTOR DE EFICIENCIA DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

$\alpha_{O\&M_{NI}}^i$ = Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas

4.2.4.3.1.-RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN

La retribución a la inversión RI_n^j de una instalación {45} de la red de distribución se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RI_n^j = A_n^j + RF_n^j \tag{46}$$



4.2.4.3.1.1.- RETRIBUCIÓN POR AMORTIZACIÓN DE LA INVERSIÓN

A_n^j = Retribución por amortización de la inversión del elemento de inmovilizado j en el año n .

La retribución por amortización de la inversión de la instalación j , se obtendrá a partir de los valores de inversión, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_n^j = \frac{VI^i}{VI^j} \tag{47}$$

[1.1.1]	A^j	Retribución por amortización de la inversión del elemento de inmovilizado j en el año n
[1.1.2]	RF^j	Retribución financiera de la inversión de la instalación j en el año n . Este término se calculará cada año n aplicando la tasa de retribución al valor neto de la inversión

$$A^j = \frac{VI^j}{VU^j}$$

Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j dividida de la Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años

VI^j = Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j .

VU^j = Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Con carácter general tomará un valor de 40 años salvo que en la orden en la que se fijen los valores unitarios de referencia a que se hace referencia o se disponga otro valor específicamente para ese tipo de instalación o activo. Los despachos de maniobra con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 12 años. La vida útil regulatoria de una instalación será aquella que establezca la orden en la que se fijen los de valores unitarios de referencia que le sea de aplicación en el momento concesión de la autorización de explotación para una instalación de igual tipología.

4.2.4.3.1.2.- RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA INVERSIÓN

RF_n^j = Retribución financiera de la inversión de la instalación j en el año n . Este término se calculará cada año n aplicando la tasa de retribución al valor neto de la inversión, conforme a la siguiente formulación:

$$RF_n^j = VN_n^j \cdot TRF_n \quad \{48\}$$

VN_n^j = Valor neto de la inversión de la instalación j con derecho a retribución a cargo del sistema el año n . Este término se calculará como:

$$VN_n^j = VI^j - (k - 2) \cdot \frac{VI^j}{VU^j} \quad \{49\}$$

VU^j = Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Con carácter general tomará un valor de 40 años salvo que en la orden en la que se fijen los valores unitarios de referencia a que se hace referencia o se disponga otro valor específicamente para ese tipo de instalación o activo. Los despachos de maniobra con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 12 años. La vida útil regulatoria de una instalación será aquella que establezca la orden en la que se fijen los de valores unitarios de referencia que le sea de aplicación en el momento concesión de la autorización de explotación para una instalación de igual tipología.

TRF_n = es la tasa de retribución financiera a aplicar a la instalación j durante el

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

año n del periodo regulatorio.

4.2.4.3.1.2.1.- VALOR DE INVERSIÓN CON DERECHO A RETRIBUCIÓN

El valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema del elemento j puesto en servicio por la empresa i el año $n-2$, definido por VI^j se calculará como.

4.2.4.3.1.2.2.- ACTIVOS CON DERECHO A RETRIBUCIÓN

$$VI^j = \left(\left(VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2} * (VI_{n-2}^{j,valores unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}) \right) \cdot \delta_j - AY^j \right) \cdot FRRRI_{n-2}^j \quad \{50\}$$

4.2.4.3.2.-VALOR REAL AUDITADO DE INVERSIÓN

$VI_{n-2}^{j,real}$ = valor real auditado de inversión de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$.

$VI_{n-2}^{j,valores unitarios}$ = valor de la inversión de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$ calculado empleando los valores unitarios.

δ_j = es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.

AY^j = valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j . En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido.

[1.1.1.1]	VI^j	Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j . Se calcula <u>según el tipo de inversión esté recogido, o no</u> , entre los elementos de valores unitarios de referencia
[1.1.1.2]	VU^j	Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Será aquella que establezca la orden en la que se fijen los valores unitarios de referencia que le sea de aplicación en el momento concesión de la autorización de explotación para una instalación de igual tipología. Con carácter general, 40 años; 12, para las estaciones de maniobra.
	VI^j	a) Valor de la inversión del tipo recogido en los valores unitarios de referencia.
[1.1.1.1a)]	VI^j	$= \left(\left(VI^{j-real} + 1/2 (VI^{j-VaUn} - VI^{j-real}) \right) \times \delta^j - Ay^j \right) \cdot FRRRI^j$

4.2.4.3.3.-FACTOR DE RETARDO RETRIBUTIVO

Este valor de retardo retributivo $FRRRI_{n-2}^j$ viene dado por:

$$FRRI_{n-2}^j = (1 + TRF_{APS})^{tr_j} \quad \{51\}$$

$FRRI_{n-2}^j$ Es el factor de retardo retributivo de la inversión de la instalación j con cesión de la autorización de explotación del año $n-2$. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión.

Donde:

- TRF_{APS} = es la tasa de retribución financiera en vigor el año de concesión de la autorización de explotación de la instalación j .
- tr_j = es el tiempo de retardo retributivo de inversión de la instalación j . Este parámetro tomará un valor de 1,5.

Este cálculo se realizará tanto si la diferencia de {52} es positiva como si fuera negativa.

$$VI_{n-2}^{j, \text{valores unitarios}} - VI_{n-2}^{j, \text{real}} \quad \{52\}$$

En caso de que se cumpla que {53} < -0,15 se deberá aportar una auditoría técnica que justifique que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios de referencia por sus especiales características y/o problemáticas.

$$\left(\frac{VI_{n-2}^{j, \text{valores unitarios}} - VI_{n-2}^{j, \text{real}}}{VI_{n-2}^{j, \text{real}}} \right) < -0'15 \quad \{53\}$$

En ningún caso la cuantía a sumar al valor real auditado de inversión, es decir

$$\left(\frac{VI_{n-2}^{j, \text{valores unitarios}} - VI_{n-2}^{j, \text{real}}}{2} \right) \quad \{54\}$$

Y nunca podrá ser superior al 12,5 por ciento de dicho valor auditado.

[1.1.1.1a).1]	$VI_{n-2}^{j, \text{real}}$	valor real auditado de inversión de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$
[1.1.1.1a).2]	$VI_{n-2}^{j, \text{VaUn}}$	valor de la inversión de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$ calculado empleando los valores unitarios de referencia
[1.1.1.1a).3]	δ^j	coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[1.1.1.1a).4]	Ay^j	valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido
[1.1.1.1a).5]	FRRi^j	Factor de retardo retributivo de la inversión de la instalación j concesión de la autorización de explotación del año n-2. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión

4.2.4.4.- ACTIVOS CON DERECHO A RETRIBUCIÓN DISTINTOS A LOS ELÉCTRICOS

Para los activos con derecho a retribución a cargo del sistema distinto de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Este valor se obtendrá de la información auditada presentada por las empresas distribuidoras, y se calculará como:

$$VI^j = (VI_{n-2}^{j,real} \cdot \delta_j - AY^j) \cdot FRRi_{APS}^j \quad \{55\}$$

Su valor así como el de su vida útil serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el año *n*.

Para el cálculo de los valores de inversión reales auditados, se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución y aquellos tributos a los que se hace referencia en el artículo 16.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [11].

Aquellas instalaciones que deban ser construidas o financiadas por consumidores o productores de energía eléctrica y hayan sido o hubieran debido ser cedidas o financiadas de acuerdo a la normativa estatal a la red de distribución, sólo percibirán retribución en concepto de operación y mantenimiento, considerándose nulo su valor de inversión a efectos retributivos.

Una vez establecido el valor de inversión con derecho a retribución de la instalación *j*, este no podrá ser modificado durante toda la vida de la instalación.

[1.1.1.1a).5.1]	TRF_{APS}	tasa de retribución financiera en vigor el año de concesión de la autorización de explotación de la instalación j
[1.1.1.1a).5.2]	tr_j	es el tiempo de retardo retributivo de inversión de la instalación j. Este parámetro tomará un valor de 1,5

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

V_i^j	a)	Restricciones y límites con esta fórmula
uno	Este cálculo se realizará tanto si la diferencia ($V_i^{j-VaUn} - V_i^{j-real}$) es positiva como si fuera negativa	
dos	En caso de que se cumpla que $[(V_i^{j-VaUn} - V_i^{j-real})/V_i^{j-real}] < -0,15$ se deberá aportar una auditoría técnica que justifique que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios de referencia por sus especiales características y/o problemáticas	
tres	En ningún caso, la cuantía a sumar al valor real auditado de inversión, esto es el término $1/2 (V_i^{j-VaUn} - V_i^{j-real})$, podrá ser superior al 12,5 % de vicho valora auditado	
V_i^j	b)	Valor de la inversión NO recogido en los valores unitarios de referencia.

$$V_i^j = ((V_i^{j-real} \times \delta^j) - Ay^j) \cdot FRRR_{APS}^j$$

[1.1.1.1a).1]	V_i^{j-real}	valor real auditado de inversión de la instalación j con autorización de explotación del año n-2
[1.1.1.1a).3]	δ^j	coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros
[1.1.1.1a).4]	Ay^j	valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido
[1.1.1.1b).1]	$FRRR_{APS}^j$	Factor de retardo retributivo vigente en el momento de la autorización de la explotación

V_i^j	b)	Restricciones y límites con esta fórmula
uno	Su valor así como el de su vida útil serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el año n	
V_i^j	CONSIDERACIONES GLOBALES AL VALOR DE LAS NUEVAS INVERSIONES	
uno	Para el cálculo de los valores de inversión reales auditados, se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución y aquellos tributos a los que se hace referencia en el artículo 16.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre	
dos	Aquellas instalaciones que deban ser construidas o financiadas por consumidores o productores de energía eléctrica y hayan sido o hubieran debido ser cedidas o financiadas de acuerdo a la normativa estatal a la red de distribución, sólo percibirán retribución en concepto de operación y mantenimiento, considerándose nulo su valor de inversión a efectos retributivos	
tres	Una vez establecido el valor de inversión con derecho a retribución de la instalación j, este no podrá ser modificado durante toda la vida de la instalación	

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[1.1.2]	RF^j	=	VN^j	x	TRF^j	
[1.1.2.1]	VN^j	Valor neto de la inversión de la instalación j con derecho a retribución a cargo del sistema el año n				
[1.1.2.2]	TRF^j	tasa de retribución financiera a aplicar a la instalación j durante el año n del periodo regulatorio calculada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 14				
	VN^j	=	VI^j	-	$[(k - 2) \times VI^j / VU^j]$	
[1.1.1.1]	VI^j	Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j				
[1.1.2.1.1]	k	es el número de años transcurridos desde la concesión de la autorización de explotación				
[1.1.1.2]	VU^j	Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años				

4.2.4.5.- RETRIBUCIÓN POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO N-2

La retribución en concepto de operación y mantenimiento {45} a percibir por la instalación j el año n como consecuencia de haber estado en servicio el año $n-2$, ROM_n^j será la resultante de aplicar el valor unitario de operación y mantenimiento a la instalación j . Este valor se calculará de acuerdo a la expresión:

$$ROM_n^j = (VU_{O\&M\ n-2}^j * UF_j) \cdot FRROM_{n-2} \quad \{56\}$$

- $VU_{O\&M\ n-2}^j$ = Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la de la instalación j , actualizado al año $n-2$.
- UF_j = unidades físicas de la instalación j .

[1.2]	ROM^j	Retribución de operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado j en el año n por el hecho de estar en servicio el año $n-2$. Será la resultante de aplicar el valor unitario de operación y mantenimiento a la instalación j				
	ROM^j	=	$(VU_{O\&M\ n-2}^j \times UF^j)$	x	$FRROM_{n-2}$	

4.2.4.5.1.-FACTOR DE RETARDO RETRIBUTIVO DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

$FRROM_{n-2}$ = Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación

de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento.

Este valor se calculará como:

$$FRROM_{n-2} = (1 + TRF_{n-2})^{tr_{omj}} \quad \{57\}$$

TRF_{n-2} = es la tasa de retribución financiera del año $n-2$.

tr_{omj} = es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j expresado en años. Este parámetro tomará como valor uno.

Los valores unitarios de referencia anuales a aplicar en concepto de retribución por operación y mantenimiento a la instalación j , serán los recogidos en la orden ministerial.

Las instalaciones que cesen su operación de forma definitiva en el año $n-2$ percibirán el año n en concepto de operación y mantenimiento la parte proporcional al número de días que hubieran estado en servicio dicho año dejando de percibir retribución a partir de ese momento.

Asimismo, las empresas que pongan en servicio instalaciones en el año $n-2$, percibirán en concepto de operación y mantenimiento el año n la parte proporcional al número de días que hubieran estado en servicio el año $n-2$.

[1.2.1]	$VU_{O\&M\ n-2}^j$	Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la de la instalación j , actualizado al año $n-2$
[1.2.2]	UF^j	unidades físicas de la instalación j
[1.2.3]	$FRROM_{n-2}$	Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento
	$FRROM_{n-2} = (1 + TRF_{n-2})^{tr_{omj}}$	
[1.2.3.1]	TRF_{n-2}	tasa de retribución financiera del año $n-2$ [Valor: 6,503%]
[1.2.3.2]	tr_{omj}	es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j expresado en años. Este parámetro <u>tomará como valor uno</u>

4.2.4.6.- RETRIBUCIÓN Y MANTENIMIENTO LÍNEAS BT

Para la determinación del valor de VI^j , RI_n^j , ROM_n^j correspondiente a líneas de baja tensión puestas en servicio el año $n-2$, la Comisión Nacional de los Mercados y la

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Competencia podrá realizar agrupaciones de instalaciones por familias. Para ello:

- a) Se definirán tantas familias como instalaciones tipo que sean líneas de baja tensión se recojan en la orden que fije los valores unitarios de referencia.
- b) Se considerarán como integrantes de una familia de líneas de baja tensión de una tipología determinada el año n , a todas las instalaciones puestas en servicio el año $n-2$ que tengan las mismas características técnicas de la instalación tipo que sirvió para la definición de dicha familia.

Si se realizarán las agrupaciones anteriormente señaladas, las limitaciones y las exigencias de auditorías técnicas establecidas en los dos últimos párrafos para líneas de baja tensión se aplicarán sobre las agrupaciones de instalaciones por familias.

No obstante lo anterior, si antes del final de la vida útil se produjeran bajas de instalaciones que estuvieran incluidas en una agrupación, se dejará de devengar la retribución correspondiente a las instalaciones individuales que hubieran causado baja.

[2]	ROMLAE _{NI}	retribución por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i percibe el año n , asociado a la labor de mantenimiento realizada el año $n-2$ que no está retribuida en el término ROM _{base} ni está directamente ligada ni retribuida en la retribución a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas
[3]	α O&M _{NI}	Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas

4.2.5.- RETRIBUCIÓN POR OTRAS TAREAS REGULADAS. Art. 13

Se define como $ROTD_n^i$ la retribución base percibida el año n por otras tareas reguladas desarrolladas por la empresa distribuidora i el año $n-2$. Este término se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ROTD_n^i = (RL_n^i + RC_n^i + RT_n^i + RP_n^i + RE_n^i + RTA_n^i) \cdot FRROM_{n-2} \quad \{58\}$$

N1 N2 N3 N4 N5 N6	
ROTD	Retribución por otras tareas reguladas que la empresa distribuidora i ha de percibir el año n , por el desarrollo de dichas tareas el año $n-2$
ROTD	= (RL + RC + RT + RP + RE + RTA) × FRROM _{n-2}

- RL_n^i = Retribución por la lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año $n-2$. Esta retribución se calculará por aplicación de los valores unitarios de referencia por cliente que se determinarán a partir de los importes auditados

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos. En el caso de que quede demostrada la existencia de incumplimiento del deber de lectura por parte del distribuidor a un cliente *j*, o de que ésta no se ajuste a las obligaciones establecidas por la normativa de aplicación, la retribución a percibir por la empresa distribuidora *i* por la lectura del cliente *j* se reducirá en un 50%.

[1] **RL** Retribución por la *lectura de contadores y equipos de medida* de los clientes conectados a sus redes percibida el año *n* derivada de las tareas realizadas el año *n-2*

$$RL = (\Sigma NC_{base}) \times VUL \times COEF L$$

[1.1] **ΣNC_{base}** Número de Clientes a 31 de diciembre del año *n-2*

[1.2] **VUL** Valor unitario retribuable por lectura de contadores

[1.3] **COEF L** Factor de competencia referencial entre empresas [Valor inicial: 1]

$$\Sigma NC_{base} = 1.677 \quad VUL = 7,75 \quad COEF L = 1$$

$$RL = 12.996,75 \text{ €}$$

- **RC_n^i** = Retribución por las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos percibida el año *n* derivada de las tareas realizadas el año *n-2*. Esta retribución se calculará por aplicación de los valores unitarios de referencia por cliente que se determinarán a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos.

[2] **RC** Retribución por las *tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos* percibida el año *n* derivada de las tareas realizadas el año *n-2*.

$$RC = (\Sigma NC_{base}) \times VUC \times COEF C$$

[2.2] **VUC** Valor unitario retribuable por contratación

[1.1] **ΣNC_{base}** Número de Clientes a 31 de diciembre del año *n-2*

[2.3] **COEF C** Factor de competencia referencial entre empresas [Valor inicial: 1]

$$\Sigma NC_{base} = 1.677 \quad VUC = 11,34 \quad COEF C = 1$$

$$RC = 19.017,18 \text{ €}$$

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- RT_n^i = Retribución por las tareas asociadas a la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año $n-2$.

Esta retribución se calculará a partir de unos valores unitarios de referencia por cliente que se determinarán a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos.

[3]	RT	Retribución por las tareas asociadas a la <i>atención telefónica a los clientes</i> conectados a sus redes percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año $n-2$
-----	----	--

$$RT = (\Sigma NC_{base}) \times VUT \times COEF T$$

[1.1]	ΣNC_{base}	Número de Clientes a 31 de diciembre del año $n-2$
-------	--------------------	--

[3.2]	VUT	Valor unitario retribuible por atención telefónica
-------	-----	--

[3.3]	COEF T	Factor de competencia referencial entre empresas [Valor inicial: 1]
-------	--------	---

$$\Sigma NC_{base} = 1.677 \quad VUT = 4,64 \quad COEF T = 1$$

$$RT = 7.781,28 \text{ €}$$

- RP_n^i = Retribución por tareas de planificación percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año $n-2$. Su importe se determinará a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos y que refleje los costes de planificación de una empresa modelo eficiente.

[4]	RP	Retribución por tareas de planificación percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año $n-2$
-----	----	---

$$RP = kcp \times (IBAT_{n-2} + IBBT_{n-2} + IBO_{n-2})$$

[4.1]	kcp	Coeficiente de costes de planificación
-------	-----	--

[4.2]	$IBAT_{n-2}$	Inmovilizado bruto de Alta Tensión calculado como en la Retribución Base
-------	--------------	--

[4.3]	$IBBT_{n-2}$	Inmovilizado bruto de Baja Tensión calculado como en la Retribución Base
-------	--------------	--

[4.4]	IBO_{n-2}	Inmovilizado bruto de Otros Activos calculado como en la Retribución Base
-------	-------------	---

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$$kcp = 0,0028$$

$$IBAT_{n-2} + IBBT_{n-2} + IBO_{n-2} = 959.434,19 \text{ €}$$

$$RP = 2.686,42 \text{ €}$$

- RE_n^i = Retribución por costes de estructura de la empresa de distribución eficiente percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año $n-2$. Su importe se determinará a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos y que refleje los costes de estructura de una empresa modelo eficiente.

[5]	RE	Retribución por costes de estructura de la empresa de distribución eficiente percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año $n-2$
-----	----	--

$$RE = kce \times (IBAT_{n-2} + IBBT_{n-2} + IBO_{n-2})$$

[5.1]	kce	Coficiente de costes de estructura
-------	-----	------------------------------------

[4.2]	IBAT _{n-2}	Inmovilizado bruto de Alta Tensión calculado como en la Retribución Base
-------	---------------------	--

[4.3]	IBBT _{n-2}	Inmovilizado bruto de Baja Tensión calculado como en la Retribución Base
-------	---------------------	--

[4.4]	IBO _{n-2}	Inmovilizado bruto de Otros Activos calculado como en la Retribución Base
-------	--------------------	---

$$kce = 0,0214$$

$$IBAT_{n-2} + IBBT_{n-2} + IBO_{n-2} = 959.434,19 \text{ €}$$

$$RP = 20.531,89 \text{ €}$$

- RTA_n^i = Retribución en concepto de Tasas de ocupación de la vía pública percibida por la empresa distribuidora i el año n derivada de tasas satisfechas por dicha empresa del año $n-2$.

[6]	RTA	Retribución en concepto de Tasas de ocupación de la vía pública percibida por la empresa distribuidora i el año n derivada de tasas satisfechas por dicha empresa del año $n-2$
-----	-----	---

$$RTA = FP_{base} \times 0,015 \times (1 - CU_{base})$$

[6.1]	FP _{base}	Importes facturados por peajes en el año $n-2$
-------	--------------------	--

[6.2]	CU _{base}	Tanto por uno que representan las cuotas sobre la facturación bruta de los peajes
-------	--------------------	---

- $FRROM_{n-2}$ = Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j con autorización de explotación del año $n-2$. Factor derivado del

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento.

Este valor se calculará como:

$$FRROM_{n-2} = (1 + TRF_{n-2})^{tr_{om_j}} \quad \{59\}$$

TRF_{n-2} = es la tasa de retribución financiera del año $n-2$.

tr_{om_j} = es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j expresado en años. Este parámetro tomará como valor uno.

Los valores unitarios de referencia anuales a aplicar en concepto de retribución por operación y mantenimiento a la instalación j , serán los recogidos en la orden ministerial.

Las instalaciones que cesen su operación de forma definitiva en el año $n-2$ percibirán el año n en concepto de operación y mantenimiento la parte proporcional al número de días que hubieran estado en servicio dicho año dejando de percibir retribución a partir de ese momento.

Asimismo, las empresas que pongan en servicio instalaciones en el año $n-2$, percibirán en concepto de operación y mantenimiento el año n la parte proporcional al número de días que hubieran estado en servicio el año $n-2$.

No podrán computarse en concepto de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras los costes ocasionados por sentencias judiciales, sanciones u otros costes debidos a requisitos que no hayan sido exigidos por la normativa estatal.

4.2.6.- TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DEL ACTIVO DE DISTRIBUCIÓN CON DERECHO A RETRIBUCIÓN A CARGO DEL SISTEMA ELÉCTRICO. Art. 14

Se calculará como una media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años, en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

Antes del comienzo del siguiente periodo regulatorio, el legislador podrá modificar la tasa de retribución financiera de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la citada ley [11].

De conformidad con lo previsto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013 [11], de 26

de diciembre, para la determinación de la propuesta del valor que tomará el diferencial se atenderá a los siguientes criterios:

- a) Retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española.
- b) Coste de financiación de las empresas de distribuidoras comparables eficientes y bien gestionadas de España y de la Unión Europea.
- c) Necesidades de inversión del siguiente periodo regulatorio de acuerdo a las estimaciones de evolución de la demanda.

En ningún caso, la variación de la tasa de retribución financiera empleada entre dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos básicos. En el caso de que se produjera una variación superior, la propuesta de cambio del valor en la tasa de retribución se efectuará en el número de años que resulte necesario a fin de no superar dicho límite.

4.2.7.- EXTENSIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE LAS INSTALACIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN. Art. 15

Una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación de distribución, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión será nula.

La retribución por operación y mantenimiento de la instalación j el año n , ROM_n^j será la que le corresponda multiplicada por un coeficiente de extensión de vida útil denominado μ_n^j . Este parámetro tomará los siguientes valores:

- a) Durante los cinco primeros años en que se haya superado la vida útil regulatoria de la instalación:

$$\mu_n^j = 1,15 \quad \{60\}$$

- b) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria entre 6 y 10 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$$\mu_n^j = 1,15 + 0,01 * (X - 5) \quad \{61\}$$

- c) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria entre 11 y 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$$\mu_n^j = 1,20 + 0,02 * (X - 10) \quad \{62\}$$

d) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria en más de 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$$\mu_n^j = 1,30 + 0,03 * (X - 15) \quad \{63\}$$

El parámetro μ_n^j no podrá tomar un valor superior a 2.

Se considerará que las instalaciones incluidas dentro de la retribución base de la empresa distribuidora *i* han superado su vida útil regulatoria cuando haya transcurrido desde el primer año del primer periodo regulatorio un número de años superior a su vida residual promedio base VR_{base}^i .

Desde ese momento les será de aplicación dicha extensión de vida útil a cada una de las instalaciones que continúen en servicio. A estos efectos, el cómputo de los años comenzará a realizarse a partir del año en que la vida residual para el conjunto de instalaciones sea nula.

EJEMPLO	$FP_{base} =$	13.000,00 €
	$CU_{base} =$	0,0279
	$RTA =$	189,56 €
[7]	$FRROM_{n-2}$	Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j con autorización de explotación del año n-2. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento [Valor: 1,099114056]
	$FRROM_{n-2} =$	1,099114056
ROTD	$=$	69.467,39 €

4.2.8.- INCENTIVO O PENALIZACIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Art. 33

El regulador establece un incentivo basado en la reducción de las pérdidas y las aplicará a las empresas distribuidoras. Dicho incentivo será repercutido a la empresa distribuidora *i* el año *n* asociada al nivel de pérdidas de su red entre los años *n-4* a *n-2*, se denominará P_n^i .

Aualmente junto con la propuesta de retribución y de acuerdo a la metodología establecida en el presente capítulo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Compe-

tencia remitirá una propuesta motivada de la cuantía a percibir por la empresa distribuidora i en concepto de incentivo o penalización por la reducción de pérdidas a percibir el año n , denominado P_n^i , asociado al nivel de pérdidas de su red el año $n-2$.

El incentivo a la reducción de pérdidas de la empresa distribuidora i el año n podrá oscilar entre el +1% y el -2% de su retribución sin incentivos de dicho año. Esta cuantía podrá ser modificada antes del inicio de cada periodo regulatorio por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

4.2.8.1.- PÉRDIDAS A EFECTOS DEL INCENTIVO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Se define como pérdidas de energía en las redes de la empresa distribuidora i durante el año k , $E_{perd_k^i}$ el cual se calculará como:

$$E_{perd_k^i} = \sum_{pf} E_{pf}^k - \sum_{consumidores} E_{consumidores}^k \quad \{64\}$$

- E_{pf}^k = La energía expresada kWh medida durante el año k en cada uno de los puntos frontera pf . A estos efectos se considera con signo positivo la energía que entra a las redes de la empresa distribuidora en cada uno de sus puntos frontera con redes de otras empresas distribuidoras, puntos de generación y red de transporte y con signo negativo la energía saliente por dichos puntos.
- $E_{consumidores}^k$ = Energía medida el año k de cada uno de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora i , expresada en kWh, medida en contador del consumidor.

A los efectos del presente incentivo, se define como pérdidas de energía de la empresa i el año k , P_k^i , al cociente entre las pérdidas que experimenta una empresa distribuidora en su red y la energía medida en los puntos frontera y se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_k^i = \frac{E_{perd_k^i}}{\sum_{pf} E_{pf}} \quad \{65\}$$

4.2.8.2.- CÁLCULO DEL VALOR DEL INCENTIVO A LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

El valor del incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de la empresa distribuidora i que se repercutirá en la retribución a percibir el año n , se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$$P_n^i = \alpha^i * PE_{n-2 \rightarrow n-4} (P_{n-3 \rightarrow n-5}^i - P_{n-2 \rightarrow n-4}^i) * \frac{1}{3} \sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4} \quad \{66\}$$

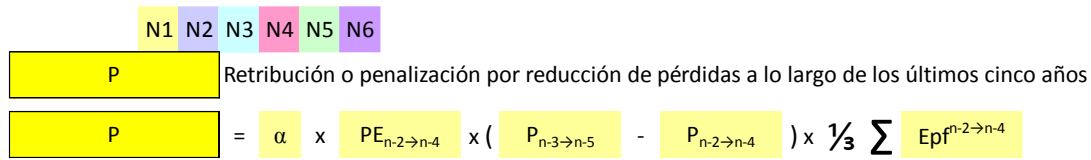


Figura 123. Retribución o penalización por reducción de pérdidas a lo largo de los últimos cinco años.

- $PE_{n-2 \rightarrow n-4}$ = Precio de energía de pérdidas, en €/kWh para el periodo que transcurre entre los años **n-2** y **n-4**. Este precio tomará el valor de 1,5 veces el precio medio horario peninsular ponderado promedio de los años **n-2** a **n-4**. Este parámetro podrá ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.
- $P_{n-3 \rightarrow n-5}^i = \frac{Eperd_{n-3 \rightarrow n-5}^i}{\sum_{pf} E_{pf}^{n-3 \rightarrow n-5}}$ = es el promedio de pérdidas relativas de la empresa distribidora **i** en el periodo que transcurre entre los años **n-3** y **n-5**.
- $P_{n-2 \rightarrow n-4}^i = \frac{Eperd_{n-2 \rightarrow n-4}^i}{\sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}}$ = es el promedio de pérdidas relativas de la empresa distribidora **i** entre los años **n-2** y **n-4**.
- $Eperd_{n-3 \rightarrow n-5}^i$ = Pérdidas de energía que la empresa distribidora **i** ha tenido en sus redes en el periodo comprendido entre los años **n-3** a **n-5**. Esta energía se expresará en kWh.
- $Eperd_{n-2 \rightarrow n-4}^i$ = Pérdidas de energía que la empresa distribidora **i** ha tenido en sus redes en el periodo comprendido entre los años **n-2** a **n-4**. Esta energía se expresará en kWh.
- $\sum_{pf} E_{pf}^{n-3 \rightarrow n-5}$ = Energía medida en los puntos frontera en el periodo que transcurre entre los años **n-3** a **n-5**. Esta energía se expresará en kWh.
- $\sum_{pf} E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$ = Energía medida en los puntos frontera en el periodo que transcurre entre los años **n-2** a **n-4**. Esta energía se expresará en kWh.
- α^i = Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior. Tomará los siguientes valores en función de los promedios de las pérdidas.

[1]	α	Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior. Su valor depende de que la empresa esté <u>por debajo</u> ó <u>por encima</u> de la media en este elemento.	
[1.a)]		Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior MENORES que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores	
[1.a).1]	Si	$P_{n-2 \rightarrow n-4} < P_{n-3 \rightarrow n-5}$	$\rightarrow \alpha = \frac{P_{sec.}^{p.ant.}}{P_{emp.}^{p.ant.}}$ <i>Caso 1</i>
[1.a).1]	Si	$P_{n-2 \rightarrow n-4} > P_{n-3 \rightarrow n-5}$	$\rightarrow \alpha = \frac{P_{emp.}^{p.ant.}}{P_{sec.}^{p.ant.}}$ <i>Caso 2</i>

- a) Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior menores que la media nacional, este parámetro tomará los siguientes valores:

$$\text{Si } P_{n-2 \rightarrow n-4}^i < P_{n-3 \rightarrow n-5}^i \Rightarrow \alpha_i = \frac{P_{periodo_anterior}^{sector}}{P_{periodo_anterior}^i} \quad \{67\}$$

$$\text{Si } P_{n-2 \rightarrow n-4}^i > P_{n-3 \rightarrow n-5}^i \Rightarrow \alpha_i = \frac{P_{periodo_anterior}^{sector}}{P_{periodo_anterior}^i} \quad \{68\}$$

[1.b)]		Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior MAYORES que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores	
[1.b).1]	Si	$P_{n-2 \rightarrow n-4} < P_{n-3 \rightarrow n-5}$	$\rightarrow \alpha = \frac{P_{emp.}^{p.ant.}}{P_{sec.}^{p.ant.}}$ <i>Caso 3</i>
[1.b).2]	Si	$P_{n-2 \rightarrow n-4} > P_{n-3 \rightarrow n-5}$	$\rightarrow \alpha = \frac{P_{sec.}^{p.ant.}}{P_{emp.}^{p.ant.}}$ <i>Caso 4</i>

- b) Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior mayores que la media nacional, este parámetro tomará los siguientes valores:

$$\text{Si } P_{n-2 \rightarrow n-4}^i < P_{n-3 \rightarrow n-5}^i \Rightarrow \alpha_i = \frac{P_{periodo_anterior}^i}{P_{periodo_anterior}^{sector}} \quad \{69\}$$

$$\text{Si } P_{n-2 \rightarrow n-4}^i > P_{n-3 \rightarrow n-5}^i \Rightarrow \alpha_i = \frac{P_{periodo_anterior}^i}{P_{periodo_anterior}^{sector}} \quad \{70\}$$

- $P_{periodo_anterior}^{sector}$ = son las pérdidas promedio del sector de distribución en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste.. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

todo el periodo regulatorio.

- $P_{\text{periodo_anterior}}^i$ = son las pérdidas promedio de la empresa distribuidora i en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

El valor del incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de la empresa distribuidora i que se repercutirá en la retribución a percibir el año n no podrá tomar valores negativos para aquellas empresas cuyo $P_{n-2 \rightarrow n-4}^i$ sea inferior en un 50 por ciento a la media nacional.

Donde:	$P_{\text{sec.}}^{\text{p.ant.}}$	son las pérdidas promedio del sector de distribución en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste
Y donde:	$P_{\text{emp.}}^{\text{p.ant.}}$	son las pérdidas promedio de la empresa distribuidora i en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste
[2]	$PE_{n-2 \rightarrow n-4}$	Precio de energía de pérdidas, en €/kWh para el periodo que transcurre entre los años $n-2$ y $n-4$. Este precio tomará el valor de 1,5 veces el precio medio horario peninsular ponderado promedio de los años $n-2$ a $n-4$
[3]	$P_{n-3 \rightarrow n-5}$	es el promedio de pérdidas relativas de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-3$ y $n-5$
	$P_{n-3 \rightarrow n-5} = \frac{E_{\text{perd}_{n-3 \rightarrow n-5}}}{\sum E_{\text{pf}}^{n-3 \rightarrow n-5}}$	

[3.1]	$E_{\text{perd}_{n-3 \rightarrow n-5}}$	Pérdidas de energía que la empresa distribuidora i ha tenido en sus redes en el periodo comprendido entre los años $n-3$ a $n-5$. Esta energía se expresará en kWh
[3.2]	$E_{\text{pf}}^{n-3 \rightarrow n-5}$	Energía medida en los puntos frontera en el periodo que transcurre entre los años $n-3$ a $n-5$. Esta energía se expresará en kWh
[3.1.k]	E_{perd}^k	Energía medida en los puntos frontera en el año k
	$E_{\text{perd}}^k = \sum E_{\text{pf}}^k - \sum E_{\text{cons}}^k$	

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[3.1.k.1]	E_{pf}^k	La energía expresada kWh medida durante el año k en cada uno de los puntos frontera pf. A estos efectos se considera con signo positivo la energía que entra a las redes de la empresa distribuidora en cada uno de sus puntos frontera con redes de otras empresas distribuidoras, puntos de generación y red de transporte y con signo negativo la energía saliente por dichos puntos
[3.1.k.2]	E_{cons}^k	Energía medida el año k de cada uno de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora i, expresada en kWh, medida en contador del consumidor

[3.K] P_k cociente entre las pérdidas que experimenta una empresa distribuidora en su red y la energía medida en los puntos frontera

$$P_k = \frac{E_{perd}^k}{E_{pf}^k} \quad \frac{[3.1.k]}{[3.1.k.1]}$$

[4] $P_{n-2 \rightarrow n-4}$ es el promedio de pérdidas relativas de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n-2 y n-4

$$P_{n-2 \rightarrow n-4} = \frac{E_{perd_{n-2 \rightarrow n-4}}}{\sum E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}}$$

[4.1] $E_{perd_{n-2 \rightarrow n-4}}$ Pérdidas de energía que la empresa distribuidora i ha tenido en sus redes en el periodo comprendido entre los años n-2 a n-4. Esta energía se expresará en kWh

[4.2] $E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$ Energía medida en los puntos frontera en el periodo que transcurre entre los años n-2 a n-4. Esta energía se expresará en kWh

Supuesto: Pérdidas en en primer año del periodo MAYORES que la media. Y $P_{n-2 \rightarrow n-4} < P_{n-5 \rightarrow n-3}$. Luego caso: 3

$$\alpha = \frac{P_{emp. p.ant.}}{P_{sec. p.ant.}} = 0,989041421 \quad \text{Datos de 2013}$$

$$P = 1.159,89 \text{ €}$$

El incentivo a la reducción de pérdidas de la empresa distribuidora i el año n podrá oscilar entre el +1% y el -2% de su retribución sin incentivos de dicho año

SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE POR REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS. Año base=2015.

Año	Frontera (Mw-h)			Lecturas de Consumidores	Grado de Pérdidas	</>	Medias del Sector
	Entradas	Salidas	Saldo				
2009	2.000,00	0,00	2.000,00	1.725,00	0,13750000	>	0,1234
2010	2.100,00	0,00	2.100,00	1.850,00	0,11904762	>	0,1123
2011	2.150,00	0,00	2.150,00	1.900,00	0,11627907	<	0,1345
2012	2.200,00	0,00	2.200,00	1.975,00	0,10227273	<	0,1078
2013	2.300,00	0,00	2.300,00	2.050,00	0,10869565	<	0,1099
2014	2.350,00	0,00	2.350,00	2.100,00	0,10638298	>	0,1023
2015	2.400,00	0,00	2.400,00	2.150,00	0,10416667	<	0,1113

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Año	Pérdidas	año	$p^{n-6 \rightarrow n-4}$	$p^{n-5 \rightarrow n-3}$	$p^{n-4 \rightarrow n-2}$	$p^{n-3 \rightarrow n-1}$	$p^{n-2 \rightarrow n}$	Medias del Sector
2009	275,00	n-6						0,1234
2010	250,00	n-5	0,1240000					0,1182
2011	250,00	n-4		0,1124031				0,1174
2012	225,00	n-3			0,1090226			0,1067
2013	250,00	n-2		>		0,1058394		0,1078
2014	250,00	n-1					0,106383	
2015	250,00	n						
Σ Epf del mismo periodo			6.250,00	6.450,00	6.650,00	6.850,00	7.050,00	
Precio Energía n-2 \rightarrow n-4			EJEMPLO		104,33333	€ x Mw · h		

4.2.9.- INCENTIVO O PENALIZACIÓN PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Art. 37

El legislador establece un incentivo a la mejora de la **Calidad de Servicio**, para aplicar a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Dicho incentivo viene denominado como Q_n^i y está asociado a los años **n-2** y **n-4**. Dicha mejora viene cuantificada para la empresa distribuidora **i** con unos máximos y mínimos de +2% y el 3% para un año dado **n**.

$$Q_n^i = \beta^i \cdot \mu_{NIEPI}^{n-2, \dots, n-4} \cdot k_{zonal}^{n-2, \dots, n-4} \cdot PENS^{n-2, \dots, n-4} \cdot PInst_i^{n-2, \dots, n-4} \cdot [TIEPI_i^{n-3, \dots, n-5} - TIEPI_i^{n-2, \dots, n-4}] \quad \{71\}$$

Donde:

- β^i = Coeficiente que pondera la situación de una empresa sobre la media nacional en el periodo regulatorio anterior.
- $\mu_{NIEPI}^{n-2, \dots, n-4}$ = Coeficiente que valora la evolución del **NIEPI** de empresa distribuidora **i**. Este parámetro estará entre 0,75 y 1,25 y se calculará dependiendo de que los **TIEPI** de los años **n-2** a **n-4** sean menores o mayores que los **TIEPI** de los años **n-3** a **n-5** todo ello, dependiendo de que el **TIEPI** sean mayores o menores que la media nacional.
- $k_{zonal}^{n-2, \dots, n-4}$ = Coeficiente que valora la distribución zonal de la calidad. Este coeficiente tomará los valores:
 - $k_{zonal}^{n-2, \dots, n-4} = 1$ Siempre que el incentivo tome un valor negativo.
 - $k_{zonal}^{n-2, \dots, n-4} = 1 - 0,1 \cdot \delta$

Siendo δ el número de veces que a lo largo del periodo que transcurre entre los años **n-2** y **n-4** supera en alguna de las zonas de **Calidad del Suministro** definidas reglamentariamente y en algún año en más de un 10 % los umbrales mínimos de **TIEPI** establecidos para dicha zona por la normativa básica estatal. En ningún caso el valor de este coeficiente resultará negativo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	N1	N2	N3	N4	N5	N6	
Q							Retribución o penalización por calidad del servicio

El incentivo a la mejora de la calidad de suministro de la empresa distribuidora i el año n podrá oscilar entre el +2% y el -3% de su retribución sin incentivos de dicho año

$$Q = \beta \times \mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} \times K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4} \times PENS^{n-2 \rightarrow n-4} \times PInst^{n-2 \rightarrow n-4} \times \left(\frac{TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}}{4} - \frac{TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}}{4} \right)$$

Figura 124. Incentivo o penalización para la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución de energía eléctrica.

[1]	β	Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior
-----	---------	--

Figura 125. Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior.

4.2.9.1.- EMPRESAS CON UN TIEPI EN EL PERIODO REGULATORIO ANTERIOR MENOR QUE LA MEDIA NACIONAL

$$\text{Si } \overline{TIEPI}_i^{n-2 \dots n-4} < \overline{TIEPI}_i^{n-3 \dots n-5} \rightarrow \beta^i = \frac{TIEPI_{sector}^{periodo anterior}}{TIEPI_i^{periodo anterior}} \quad \{72\}$$

$$\text{Si } \overline{TIEPI}_i^{n-2 \dots n-4} > \overline{TIEPI}_i^{n-3 \dots n-5} \rightarrow \beta^i = \frac{TIEPI_{sector}^{periodo anterior}}{TIEPI_i^{periodo anterior}} \quad \{73\}$$

[1.a)]	Para empresas con un TIEPI en el periodo regulatorio anterior MENOR que la media nacional, este parámetro tomará los siguientes valores	
--------	--	--

[1.a).1]	Si $\overline{TIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4} < \overline{TIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5}$	→	$\beta = \frac{TIEPI_{sector}^{p.an}}{TIEPI_{emp}^{p.ant.}}$	Caso 1
----------	--	---	--	--------

[1.a).2]	Si $\overline{TIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4} > \overline{TIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5}$	→	$\beta = \frac{TIEPI_{emp}^{p.ant.}}{TIEPI_{sector}^{p.ant.}}$	Caso 2
----------	--	---	--	--------

4.2.9.2.- EMPRESAS CON UN TIEPI EN EL PERIODO REGULATORIO ANTERIOR MAYOR QUE LA MEDIA NACIONAL

$$\text{Si } \overline{TIEPI}_i^{n-2 \dots n-4} < \overline{TIEPI}_i^{n-3 \dots n-5} \rightarrow \beta^i = \frac{TIEPI_i^{periodo anterior}}{TIEPI_{sector}^{periodo anterior}} \quad \{74\}$$

$$\text{Si } \overline{TIEPI}_i^{n-2 \dots n-4} > \overline{TIEPI}_i^{n-3 \dots n-5} \rightarrow \beta^i = \frac{TIEPI_{sector}^{periodo anterior}}{TIEPI_i^{periodo anterior}} \quad \{75\}$$

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[1.b)]	Para empresas con un TIEPI en el periodo regulatorio anterior MAYOR que la media nacional, este parámetro tomará los siguientes valores		
[1.b).1]	Si $\overline{TIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} < \overline{TIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5}$	\rightarrow	$\beta = \frac{TIEPI_{empr}^{p.ant.}}{TIEPI_{sect}^{p.ant.}}$ Caso 3
[1.b).2]	Si $\overline{TIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} > \overline{TIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5}$	\rightarrow	$\beta = \frac{TIEPI_{sector}^{p.an.}}{TIEPI_{emp}^{p.ant.}}$ Caso 4

- $PENS^{n-2 \dots n-4}$ = Precio de energía no suministrada por motivos de **Calidad del Suministro**, en €/kWh con el que se valorará el incentivo de **Calidad del Suministro** a percibir en la retribución del año n asociado a los indicadores de **Calidad del Suministro** obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años $n-4$ a $n-2$. Este precio tomará el valor de treinta veces del precio medio horario peninsular promedio ponderado del periodo que transcurre entre los años $n-2$ a $n-4$.
- $PInst_i^{n-2 \dots n-4}$ = Es la potencia promedio instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-2$ a $n-4$.
- $\overline{TIEPI}_i^{n-2 \dots n-4}$ = promedio del **TIEPI** de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-2$ a $n-4$. Este término se calculará como:

$$\overline{TIEPI}_i^{n-2 \dots n-4} = \frac{PInst_i^{n-4} \cdot TIEPI_i^{n-4} + PInst_i^{n-3} \cdot TIEPI_i^{n-3} + PInst_i^{n-2} \cdot TIEPI_i^{n-2}}{PInst_i^{n-4} + PInst_i^{n-3} + PInst_i^{n-2}}$$

donde:

\overline{TIEPI}_i^K = es el valor en el año k del **TIEPI** excepto aquel imputable a generación, a terceros y a fuerza mayor de la empresa distribuidora i .

$\overline{TIEPI}_i^{n-3 \dots n-5}$ = promedio del **TIEPI** de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-3$ a $n-5$. Este término se calculará de aplicando la misma formulación que en el término anterior pero considerando los **TIEPI** y potencias en el periodo que comprende desde el año $n-3$ al año $n-5$.

- $TIEPI_{periodo anterior}^{sector}$ es el **TIEPI** promedio del sector de distribución en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.
- $TIEPI_{periodo anterior}^i$ es el **TIEPI** promedio de la empresa distribuidora i en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

- $\mu_i \text{NIEPI}$ = Coeficiente que valora la evolución del **NIEPI** de empresa distribuidora i . Este parámetro estará acotado entre 0,75 y 1,25 y se calculará de acuerdo a la siguiente formulación:

$$\text{Si } \overline{\text{TIEPI}}_i^{n-2 \dots n-4} < \overline{\text{TIEPI}}_i^{n-3 \dots n-5} \rightarrow \mu_i \text{NIEPI} = \frac{\text{NIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5}}{\text{NIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4}} \quad \{76\}$$

$$\text{Si } \overline{\text{TIEPI}}_i^{n-2 \dots n-4} > \overline{\text{TIEPI}}_i^{n-3 \dots n-5} \rightarrow \text{El mayor entre } 1 \text{ y } \mu_i \text{NIEPI} = \frac{\text{NIEPI}_i^{n-3 \rightarrow n-5}}{\text{NIEPI}_i^{n-2 \rightarrow n-4}} \quad \{77\}$$

El valor del incentivo a la mejora de la **Calidad del Suministro** de la empresa distribuidora i que se repercutirá en la retribución a percibir el año n , no podrá tomar valores negativos para aquellas empresas cuyo $\overline{\text{TIEPI}}_i^{n-2 \dots n-4}$ sea inferior en un 50 por ciento a la media nacional.

[2]	$\mu_{\text{NIEPI}}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Coeficiente que valora la evolución del NIEPI de empresa distribuidora i . Este parámetro estará acotado entre 0,75 y 1,25
[2.a)]	Si $\overline{\text{TIEPI}}^{n-2 \rightarrow n-4} < \overline{\text{TIEPI}}^{n-3 \rightarrow n-5} \rightarrow$	$\mu_{\text{NIEPI}}^{n-2 \rightarrow n-4} = \frac{\text{NIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5}}{\frac{\text{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}}{4}}$ Caso 5
[2.b)]	Si $\overline{\text{TIEPI}}^{n-2 \rightarrow n-4} > \overline{\text{TIEPI}}^{n-3 \rightarrow n-5} \rightarrow$	$\mu_{\text{NIEPI}}^{n-2 \rightarrow n-4} = \text{El MAYOR entre } 1 \text{ y } \dots$ Caso 6.1
		$\dots \frac{\text{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}}{\frac{\text{NIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5}}{4}}$ Caso 6.2
[2.a).1]	$\overline{\text{NIEPI}}^{n-3 \rightarrow n-5}$	Es el valor medio de NIEPI de los años n-5 a n-3
	$\overline{\text{NIEPI}}^{n-3 \rightarrow n-5} =$	$\frac{\sum_{i=1}^k P_i^{n-5} + \sum_{i=1}^k P_i^{n-4} + \sum_{i=1}^k P_i^{n-3}}{P_i^{n-5} + P_i^{n-4} + P_i^{n-3}}$
[2.a).1.1]	$\sum_{i=1}^k P_i^{n-5}$	Sumatorio de la potencia instalada afectada por cada uno de los cortes i , ocurridos en el año n-5
[2.a).1.2]	P_i^{n-5}	Potencia instalada total en el año n-5

Figura 126. Coeficiente que valora la evolución del NIEPI de empresa distribuidora.

[3]	$K_{\text{zonal}}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Coeficiente que valora la distribución zonal de la calidad
[3.a)]	Si $\overline{\text{TIEPI}}^{n-3 \rightarrow n-5} - \overline{\text{TIEPI}}^{n-2 \rightarrow n-4}$ es NEGATIVO, entonces	$K_{\text{zonal}}^{n-2 \rightarrow n-4} =$ Caso 7
[3.b)]	Si es POSITIVO, entonces	$K_{\text{zonal}}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1 - 0,1 \times \delta$ κ NUNCA tomará valor <0
[3.b).1]	δ	número de veces que a lo largo del periodo que transcurre entre los años n-2 y n-4 supera en alguna de las zonas de calidad de suministro definidas reglamentariamente por la Administración General del Estado \underline{y} en algún año en más de un 10 % los umbrales mínimos de TIEPI establecidos para dicha zona por la normativa básica estatal.

Figura 127. Coeficiente que valora la distribución zonal de la calidad.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[4]	PENS ^{n-2→n-4}	Precio de energía no suministrada por motivos de calidad de suministro, en €/kWh. Este precio tomará el valor de <u>treinta veces</u> del precio medio horario peninsular promedio ponderado del periodo que transcurre entre los años n-2 a n-4	
[5]	PInst ^{n-2→n-4}	Es la potencia promedio instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n-2 a n-4	
[6]	TIEPI ^{n-3→n-5}	promedio del TIEPI de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n-2 a n-4	
	TIEPI ^{n-3→n-5}	$= \frac{P_{Inst}^{n-5} \cdot TIEPI^{n-5} + P_{Inst}^{n-4} \cdot TIEPI^{n-4} + P_{Inst}^{n-3} \cdot TIEPI^{n-3}}{P_{Inst}^{n-5} + P_{Inst}^{n-4} + P_{Inst}^{n-3}}$	
[6.1]	Pinst ⁿ	Es la potencia promedio instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i en el años n	
[6.2]	TIEPI ⁿ	índice que refleja para el año n la duración, en horas, de una interrupción del suministro eléctrico de más de 3 minutos de duración, referido a la potencia total instalada en una zona, e incluye tanto las interrupciones causadas por trabajos planificados (programados) como por los incidentes en las instalaciones (imprevistos).	
	TIEPI ⁿ	$= \frac{\sum_{i=1}^k (P_i \times H_i)}{\sum P_i}$	
[6.1.1]		$\sum_{i=1}^k (P_i \times H_i)$	Sumatorio de la potencia instalada afectada por cada uno de los cortes i, por su respectiva duración
[6.1.2]		$\sum P_i$	Potencia instalada total de la red

SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE POR MEJORA DE LA CALIDAD. Año base=2013.

Año	Zona calidad	TIEPI EMPRESA	TIEPI ESTATAL	TIEPI MÁXIMO	N I E P I EMPRESA	N I E P I ESTADO	N I E P I MÁXIMO	Nº Clientes afectados	δ	Potencia afectada	Potencia instalada
2008	Urbana	0	0,932	1,5	0	1,424	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	1,765	3,5	0	2,284	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	1,0475	2,877	6	1,1833	3,124	8	1498	0 0	5.299,76	4.478,80
	Rural Disp	2,1373	4,014	9	1,662	3,921	12	13	0 0	216,39	130,20
(n-5): 2008		1,078286	1,628		1,196823	2,067		1511	0 0	5.516,16	4.609,00
2009	Urbana	0	1,077	1,5	0	1,484	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	2,79	3,5	0	2,52	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	6,025	4,851	6	1,01	3,532	8	1498	1 1	4.523,59	4.478,80
	Rural Disp	6,05	5,693	9	1	4,527	12	13	1 0	130,20	130,20
(n-4): 2009		6,025706	2,369		1,009718	2,253		1511	2 1	4.653,79	4.609,00
2010	Urbana	0	1,205	1,5	0	1,313	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	2,928	3,5	0	2,218	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	1,1939	4,362	6	2,9	3,322	8	1498	0 0	12.988,52	4.478,80
	Rural Disp	1,2835	7,725	9	2,06	4,483	12	13	0 0	268,21	130,20
(n-3): 2010		1,196431	2,495		2,876271	2,016		1511	0 0	13.256,73	4.609,00
2011	Urbana	0	0,671	1,5	0	1,015	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	1,163	3,5	0	1,599	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	1,14	1,982	6	2,97	2,323	8	1498	0 0	13.302,04	4.478,80
	Rural Disp	1,21	3,364	9	2,01	3,193	12	13	0 0	261,70	130,20
(n-2): 2011		1,141977	1,12		2,942881	1,474		1511	0 0	13.563,74	4.609,00
2012	Urbana	0	0	1,5	0	0	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	0	3,5	0	0	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	0	0	6	0	0	8	1498	0 0	0,00	4.478,80
	Rural Disp	0	0	9	0	0	12	13	0 0	0,00	130,20
(n-1): 2012		0			0			1511	0 0	0,00	4.609,00

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Año	Zona calidad	TIEPI EMPRESA	TIEPI ESTATAL	TIEPI MÁXIMO	NIEPI EMPRESA	NIEPI ESTADO	NIEPI MÁXIMO	Nº Clientes afectados	δ	Potencia afectada	Potencia instalada
2013	Urbana	0	0	1,5	0	0	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	0	3,5	0	0	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	0	0	6	0	0	8	1498	0 0	0,00	4.478,80
	Rural Disp	0	0	9	0	0	12	13	0 0	0,00	130,20
(n): 2013		0	0		0	0		1511	0 0	0,00	4.609,00
2014	Urbana	0	0	1,5	0	0	3	0	0 0	0,00	0,00
2014	Semiurbana	0	0	3,5	0	0	5	0	0 0	0,00	0,00
2014	Rural Conc	0	0	6	0	0	8	1498	0 0	0,00	4.478,80
2014	Rural Disp	0	0	9	0	0	12	13	0 0	0,00	130,20
sumas 2014		0	0		0	0		1511	0 0	0,00	4.609,00
2015	Urbana	0	0	1,5	0	0	3	0	0 0	0,00	0,00
2015	Semiurbana	0	0	3,5	0	0	5	0	0 0	0,00	0,00
2015	Rural Conc	0	0	6	0	0	8	1664	0 0	0,00	4.878,80
2015	Rural Disp	0	0	9	0	0	12	13	0 0	0,00	130,20
sumas 2015		0	0		0	0		1677	0 0	0,00	5.009,00

Figura 128. Simulación de la retribución previsible por mejora de la calidad. Año base=2013.

Cálculo de las variables que intervienen en la fórmula de la retribución por calidad. Año base=2013.

[1] β Para el cálculo de β necesitamos TIEPIs de periodos, y de empresa / sector

[6.a] $TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} = \frac{PInst^{n-5} \cdot TIEPI^{n-5} + PInst^{n-4} \cdot TIEPI^{n-4} + PInst^{n-3} \cdot TIEPI^{n-3}}{PInst^{n-5} + PInst^{n-4} + PInst^{n-3}}$

$TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} = \frac{38.256,650480}{13.827,00} = 2,76680773$

[6.b] $TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} = \frac{PInst^{n-4} \cdot TIEPI^{n-4} + PInst^{n-3} \cdot TIEPI^{n-3} + PInst^{n-2} \cdot TIEPI^{n-2}}{PInst^{n-4} + PInst^{n-3} + PInst^{n-2}}$

$TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} = \frac{38.550,205020}{13.827,00} = 2,78803826$

$TIEPI_{empr}^{prom}$ Es el TIEPI promedio de la empresa desde 2008 a 2012, según Disp. Adic. 3ª.

$TIEPI_{empr}^{prom} = 1,888480125$

$TIEPI_{sector}^{prom}$ Es el TIEPI promedio del sector desde 2008 a 2012, según Dis.Adic. 3ª.

$TIEPI_{sector}^{prom} = 1,5224$

Situación: $TIEPI_{empr}^{prom} > TIEPI_{sector}^{prom}$ Y $TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} > TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}$ t e Caso 4

Con lo que: $\beta = 0,806150925$

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[2] $\mu_{\text{NIEPI}}^{n-2 \rightarrow n-4}$ Para el cálculo de μ necesitamos los TIEPIS y NIEPIS de periodos de la empresa

$\text{NIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5}$	=	$\frac{\sum_{i=1}^k P_i^{n-5} + \sum_{i=1}^k P_i^{n-4} + \sum_{i=1}^k P_i^{n-3}}{P_i^{n-5} + P_i^{n-4} + P_i^{n-3}}$	
$\text{NIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5}$	=	$\frac{23.426,68}{13.827,00}$	1,694270372
$\text{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$	=	$\frac{\sum_{i=1}^k P_i^{n-4} + \sum_{i=1}^k P_i^{n-3} + \sum_{i=1}^k P_i^{n-2}}{P_i^{n-4} + P_i^{n-3} + P_i^{n-2}}$	
$\text{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$	=	$\frac{31.474,26}{13.827,00}$	2,276289723
$\text{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$	=	$\frac{2,276289723}{1,694270372}$	1,34352212
$\text{NIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5}$	=	$\frac{1,694270372}{2,276289723}$	0,744312271

Situación: $\text{TIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} > \text{TIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5}$ Cálculo de $\mu_{\text{NIEPI}}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1,34352212$

Con lo que: $\mu_{\text{NIEPI}}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1,25$ **OJO: Actúa el límite superior de 1,25**

[3] $K_{\text{zonal}}^{n-2 \rightarrow n-4}$ Para el cálculo de K necesitamos los TIEPIS de periodos, y el nº de "superaciones"

$\text{TIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5}$	=	2,76680773	
$\text{TIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$	=	2,78803826	
δ	=	2	

Situación: $\text{TIEPI}^{n-3 \rightarrow n-5} - \text{TIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$ es NEGATIVO

Con lo que: $K_{\text{zonal}}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1$

[4] $\text{PENS}^{n-2 \rightarrow n-4}$ Para el cálculo de $\text{PENS}^{n-2 \rightarrow n-4}$ necesitamos precios de la energía desde 2009 a 2011

EJEMPLO	PENS^{2009}	=	100	€ x M w·h
EJEMPLO	PENS^{2010}	=	105	€ x M w·h
EJEMPLO	PENS^{2011}	=	108	€ x M w·h
Con lo que:	$\text{PENS}^{n-2 \rightarrow n-4}$	=	104,33333	€ x M w·h

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[5]	$P_{Inst}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Para el cálculo de $P_{Inst}^{n-2 \rightarrow n-4}$ necesitamos la P.Ins. de la empresa desde 2009 a 2011	
	P_{Inst}^{2009}	= 4.609,00	
	P_{Inst}^{2010}	= 4.609,00	
	P_{Inst}^{2011}	= 4.609,00	
Con lo que:	$P_{Inst}^{n-2 \rightarrow n-4}$	= 4.609,00	≈ 4,6090 Mw · h
	Q	= -308,63 €	

Figura 129. Retribución o penalización por calidad del servicio.

4.2.10.- INCENTIVO A LA REDUCCIÓN DEL FRAUDE. Art. 40

El legislador, mediante el Real Decreto 1048/2013 [317], crea un incentivo a la reducción del fraude en el sistema eléctrico, denominado F_n^i que la empresa distribuidora lo percibirá en el año n y está asociado al fraude detectado y que haya puesto de manifiesto en el año $n-2$. Para considerarlo fraude detectado, se debe haber declarado por este concepto e ingresado en el sistema de liquidaciones en el año $n-2$. Aquí el legislador debiera haber añadido, que tendría que notificarlo a la Administración Competente en materia de Energía, cuando se detecte dicho fraude por el consumidor.

Este incentivo a la reducción del fraude puede alcanzar hasta el 1,5 % de la retribución sin incentivos de ese año. La empresa distribuidora percibirá en la retribución del año n el 20% de los peajes declarados e ingresados en el sistema en concepto de peajes defraudados al sistema en el año $n-2$.

	<div style="display: flex; justify-content: space-around; font-size: small;"> N1 N2 N3 N4 N5 N6 </div>	
F		Retribución por reducción del fraude (hasta el 1,5% de la retrib. s/ incentivos)
F	= 20% x	F_{n-2}
[1]	F_{n-2}	Importe de los peajes declarados e ingresados en el sistema en concepto de peajes defraudados al sistema en el año $n-2$
EJEMPLO	F_{n-2}	= 25.000,00 €
EJEMPLO	F	= 5.000,00 €

Figura 130. Retribución por reducción del fraude.

4.3.- MODELO DE RED DE REFERENCIA

El modelo de red de referencia determina la red de distribución necesaria y óptima para enlazar la red de transporte (o, en su caso, red de distribución), con los consumidores finales de electricidad, caracterizados por su ubicación geográfica, su tensión de alimentación y su demanda de potencia y energía. El modelo minimiza los costes de inversión, operación y mantenimiento y las pérdidas técnicas, manteniendo los requisitos de **Calidad del Suministro** establecidos reglamentariamente, atendiendo a criterios de planificación eléctrica con los condicionantes propios del mercado a suministrar en cada zona [321] [322].

Existen dos variantes a considerar en el modelo de red de referencia, la de modelo de referencia base cero y la de red de referencia incremental. La primera diseña toda la red partiendo de datos de los clientes como la ubicación, la potencia y la tensión. La segunda parte de una red inicial, sobre la cual se diseña o proyecta una expansión o crecimiento vegetativo [323] [324].

Del Artículo 9. Herramientas regulatorias para el cálculo de la retribución del Real Decreto 1048/2013 [16].

1. En los términos previstos en este real decreto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá emplear las herramientas regulatorias que considere oportuno en el cálculo de los términos y coeficientes de la retribución de la actividad de distribución.

2. En todo caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá contar con un Modelo de Red de Referencia como herramienta de apoyo y contraste. Se entenderá por Modelo de Red de Referencia a aquel que determina la red de distribución óptima que es necesaria para enlazar la red de transporte o, en su caso, red de distribución, con los consumidores finales de electricidad y los generadores conectados a sus redes, caracterizados por su ubicación geográfica, su tensión de alimentación y su demanda y/o generación de potencia y energía, todo ello cumpliendo con los requerimientos de calidad establecidos en la normativa básica estatal.

*El Modelo de Red de Referencia minimizará los costes de inversión, operación y mantenimiento y las pérdidas técnicas, cumpliendo con los requisitos de **Calidad del Suministro** establecidos reglamentariamente por la Administración General del Estado, atendiendo a los criterios de planificación eléctrica que resulten económicamente más eficientes y uniformes en todo el Estado, con los condicionantes físicos propios del mercado a suministrar en cada zona. Dicho modelo, deberá ser capaz de generar la red que enlaza a los consumidores y generadores conectados a las redes de una empresa distribuidora con la red de transporte o, en su caso distribución, de tratar las redes reales de las empresas distribuidoras y de calcular los desarrollos necesarios para alimentar a los nuevos clientes y cargas y evacuar la generación conectada a sus redes.*

Las especificaciones y funcionalidades de dicho modelo serán públicas y estarán disponibles para ser consultadas en todo momento en la sede electrónica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Tanto el código fuente como el programa ejecutable residirán únicamente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.”

Que sepamos a fecha de escritura de esta tesis doctoral, en la **CNMC** no existe esta disponibilidad, para que un futuro cliente pueda consultar la misma.



4.4.- ANÁLISIS DE INSTALACIONES

Se trata en este apartado de construir un modelo matemático de una línea de alta tensión menor de 36 KV. Para ello se ha escogido las líneas de los “Proyectos Tipo” de las grandes compañías eléctricas:

- Endesa Distribución Eléctrica, S.L.
- Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.
- Unión Fenosa Distribución, S.A.
- EDP.
- E.ON Distribución, S.L.

4.4.1.- PARÁMETROS CONSIDERADOS EN LAS LÍNEAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN

Se va a modelizar en primer lugar una línea de 20 KV, con las diferentes hipótesis de cálculo del actual reglamento de líneas de alta tensión Real Decreto 223/2008^{CXXXVI} [199] [226] [227]. Para ello utilizaremos varias hipótesis de cálculo, que simplificarán las tareas y llevarán a unas conclusiones significativas.

Se va a tener en cuenta en principio una línea recta, con unas crucetas tipo bóveda (son las más empleadas por dichas compañías) y para que sean válidas para cumplir la legislación vigente sobre avifauna Real Decreto 1432/2008^{CXXXVII} [325] así como la legislación en este caso autonómica de la Comunidad Valenciana dada por Decreto 150/2010 [326].

Una vez calculada la línea con un vano regulador según Real Decreto 223/2008 [199] [226] [227], se van a efectuar diferentes hipótesis de cruzamientos. Con caminos, carreteras, autovías, etc. De aquí se sacarán los pesos por km de línea, así como los m³ de hormigón necesarios para la cimentación de los apoyos, con el objeto de tabular los incrementos de coste de las líneas.

Para ello se ha calculado una media de los últimos Planes Parciales presentados en la Generalitat Valenciana, en concreto en la provincia de Alicante, obteniendo unos resultados de una potencia media de 2,5 MW y de una longitud media de 2.200 metros de alimentación de línea de 20 kV.

^{CXXXVI} Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. Publicado en B.O.E. núm. 68 de 19 de Marzo de 2008.

^{CXXXVII} Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. Publicado en B.O.E. núm. 222 de 13 de Septiembre de 2008.

Como por la longitud dada de 2.200 metros no era muy real hacer hasta diez hipótesis distintas, se ha efectuado con líneas más largas, en concreto de 10 km de longitud. La finalidad de la misma, es analizar la repercusión sobre dichos parámetros de peso (Kg) de acero galvanizado y de metros cúbicos (m³) de hormigón, en función de dichos cruces y puntos significativos que llamaremos “obstáculos”.

4.4.2.- MODELIZACIÓN POR GRUPOS

El cálculo se ha efectuado sobre una línea aérea de alta tensión, en concreto de 20 kV, en una primera hipótesis en línea recta. Para ello, se ha tomado una potencia de 2.500 kVA de potencia aparente y de 10 km de longitud^{CXXXVIII} media de datos reales. Como se indicó anteriormente, resultados medios de los últimos planes parciales de la provincia de Alicante, tanto en potencia, como en longitud.

Como hemos dicho, se ha aumentado hasta 10 km, para así ver la repercusión que sobre una línea recta tiene el cruzamiento, por ejemplo de una autovía, o de un ferrocarril, y se ha modelizado, y en su caso, cuando ha sido posible ajustarlo a una línea o curva, por métodos matemáticos basados generalmente en aproximación por mínimos cuadrados.

Para ello se ha dividido las hipótesis de cálculo en 6 grupos principales^{CXXXIX}:

1. Terreno, sendas, ríos, autovías y ferrocarriles sin electrificar.
2. Ferrocarriles electrificados.
3. Líneas aéreas de baja tensión y de telecomunicaciones.
4. Líneas aéreas de alta tensión 20 kV.^{CXL}
5. Teleféricos.
6. Edificios, naves, etc.
7. Ángulos.

^{CXXXVIII} 2 MVA y 2'2 km es la media de los últimos planes parciales presentados en la provincia de Alicante.

^{CXXXIX} A estos efectos, el país se clasifica en tres zonas:

- Zona A: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.
- Zona B: La situada a una altitud entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.
- Zona C: La situada a una altitud superior a 1.000 sobre el nivel del mar.

Las sobrecargas serán las siguientes:

- Zona A: No se tendrá en cuenta sobrecarga alguna motivada por el hielo.
- Zona B: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor: $0,18 \times \sqrt{d}$ daN por metro lineal, siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.
- Zona C: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor: $0,36 \times \sqrt{d}$ daN por metro lineal, siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros. Para altitudes superiores a 1500 metros, el proyectista deberá establecer las sobrecargas de hielo mediante estudios pertinentes, no pudiéndose considerar sobrecarga de hielo inferior a la indicada anteriormente.

^{CXL} El Real Decreto 223/2008, prohíbe pasar una línea de tensión inferior sobre una línea superior en tensión.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

8. Inclinaciones o pendientes.

LAAT 20 kV	
RECTA	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
GRUPO 1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distancias al terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables. $D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el}$. (Mínimo de 6 m y 7 m cuando exista riesgo de maquinaria agrícola o proyección, etc.). ▪ Distancias a carreteras. $D_{add} + D_{el}$. (Mínimo de 7 m). ▪ Distancias a ferrocarriles sin electrificar. $D_{add} + D_{el}$. (Mínimo de 7 m).
GRUPO 2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses. $D_{add} + D_{el} = 3,5 + D_{el}$. (Mínimo de 4 m).
GRUPO 3	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distancias a otras líneas eléctricas aéreas de baja tensión o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. $D_{add} + D_{el} = 1,5 + D_{el}$. (Mínimo de 2 m).
GRUPO 4	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distancias a otras líneas eléctricas aéreas de alta tensión. Cruzamientos. $D_{add} + D_{el} = 1,5 + D_{el}$. (Mínimo de 2 m hasta 45 kV).
GRUPO 5	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distancias a teleféricos y cables transportadores. $D_{add} + D_{el} = 4,5 + D_{el}$. (Mínimo de 5 m).
GRUPO 6	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Edificios, construcciones y zonas urbanas. $D_{add} + D_{el} = 3,3 + D_{el}$. (Mínimo de 5 m).
GRUPO ÁNGULOS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se ha calculado en función del ángulo, los pesos necesarios tanto de hormigón para la cimentación, como el peso de la estructura de los apoyos.
GRUPO INCLINACIONES	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se ha calculado en función del ángulo, los pesos necesarios tanto de hormigón para la cimentación, como el peso de la estructura de los apoyos.

Tabla 30. Hipótesis de cálculo para las líneas de alta tensión. Por grupos de estudio.

4.4.3.- HIPÓTESIS DE CÁLCULO Y MODELIZACIÓN MECÁNICA

Las hipótesis de cálculo que se han tenido en cuenta, para la parte mecánica de los apoyos son las de las Tabla 31, Tabla 32, Tabla 33 y Tabla 34 calculadas con el programa dmELECT. El programa calcula internamente con dichas tablas y son coincidentes con las del Real Decreto 223/2008 [199] [226] [227].

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (VIENTO)	3ª HIPÓTESIS (DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES)	4ª HIPÓTESIS (ROTURA DE CONDUCTORES)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (VIENTO)	3ª HIPÓTESIS (DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES)	4ª HIPÓTESIS (ROTURA DE CONDUCTORES)
		categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L	No aplica.	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1)
AMARRE DE ALINEACIÓN O AMARRE DE ÁNGULO	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SOLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.2)
Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C. <i>V = Esfuerzo vertical. L = Esfuerzo longitudinal. T = Esfuerzo transversal.</i>				

Tabla 31. Apoyos de líneas situadas en zona A (I).



Fotografía 36. Influencia del hielo sobre el peso del conductor. Fuente propia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (VIENTO)		3ª HIPÓTESIS (DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES)	4ª HIPÓTESIS (ROTURA DE CONDUCTORES)
ANCLAJE DE ALINEACIÓN O ANCLAJE DE ÁNGULO	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)			
	L	No aplica		Desequilibrio de tracciones (apartado 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3.)
FIN DE LÍNEA	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		No aplica	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.			No aplica
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).			Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.4)
<p>Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.</p> <p style="text-align: center;"><i>V = Esfuerzo vertical. L = Esfuerzo longitudinal. T = Esfuerzo transversal.</i></p>					

Tabla 32. Apoyos de líneas situadas en zona A (II).

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (VIENTO)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES)	4ª HIPÓTESIS (ROTURA DE CONDUCTORES)
			(HIELO)	(HIELO + VIENTO)		
SUSPENSIÓN DE ALINEACIÓN O SUSPENSIÓN DE ÁNGULO	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (VIENTO)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES)	4ª HIPÓTESIS (ROTURA DE CONDUCTORES)
			(HIELO)	(HIELO + VIENTO)		
		una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		60 km/h (apdo. 3.1.2)		
	T	<p>Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)</p>	<p>ALINEACIÓN: No se aplica.</p> <p>ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).</p>	<p>Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)</p>	<p>ALINEACIÓN: No se aplica.</p> <p>ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)</p>	
	L		No aplica.		Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)
AMARRE DE ALINEACIÓN O AMARRE DE ÁNGULO	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. de 3.1.3)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	
	T	<p>Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. 	<p>ALINEACIÓN: No se aplica.</p> <p>ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).</p>	<p>Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)</p>	<p>ALINEACIÓN: No se aplica.</p> <p>ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)</p>	

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (VIENTO)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES)	4ª HIPÓTESIS (ROTURA DE CONDUCTORES)
			(HIELO)	(HIELO + VIENTO)		
		SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)				
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.2.)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerará:
1ª Hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -10 °C en zona B y -15 °C en zona C.
Resto hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15 °C en zona B y -20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2ª Hipótesis (Hielo + Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.
V = Esfuerzo vertical. L = Esfuerzo longitudinal. T = Esfuerzo transversal.

Tabla 33. Apoyos de líneas situadas en zonas B y C (I).



Fotografía 37. Efecto del viento en los conductores de una línea aérea de alta tensión. Fuente propia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (VIENTO)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES)	4ª HIPÓTESIS (ROTURA DE CONDUCTORES)
			(HIELO)	(HIELO + VIENTO)		
ANCLAJE DE ALINEACIÓN O ANCLAJE DE ÁNGULO	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L		No aplica.		Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3.)
FIN DE LÍNEA	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	No aplica.	

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES)	4ª HIPÓTESIS (ROTURA DE CONDUCTORES)
		1ª HIPÓTESIS (VIENTO)	(HIELO)		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.	No aplica.	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.	No aplica.
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).		Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.4.)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerará:
1ª Hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -10 °C en zona B y -15 °C en zona C.
Resto hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15 °C en zona B y -20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2ª Hipótesis (Hielo + Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.
V = Esfuerzo vertical. L = Esfuerzo longitudinal. T = Esfuerzo transversal.

Tabla 34. Apoyos de líneas situadas en zonas B y C (II).

Los coeficientes de seguridad de los apoyos son calculados también por d_{mELECT} y serán diferentes según el carácter de la hipótesis de cálculo a que han de ser aplicados. En este sentido, las hipótesis se clasifican de acuerdo con la tabla siguiente Tabla 35.

TIPO DE APOYO	HIPÓTESIS NORMALES	HIPÓTESIS ANORMALES
Alineación	1ª, 2ª	3ª, 4ª
Angulo	1ª, 2ª	3ª, 4ª
Anclaje	1ª, 2ª	3ª, 4ª
Fin de línea	1ª, 2ª	4ª

Tabla 35. Hipótesis de cálculo según el tipo de apoyo.

4.4.4.- HIPÓTESIS DE CÁLCULO Y MODELIZACIÓN ELÉCTRICA

Se han tenido en cuenta tanto las distancias de seguridad tanto horizontales como verticales marcadas por el Real Decreto 223/2008 [199] [226] [227], como las del Real Decreto 614/2001 [327], de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, así como las del Real Decreto 223/2008^{CXLI} [199] [226] [227].

^{CXLI} Corrección de errores en B.O.E. núm. 174 de 19 de julio de 2008. CORRECCIÓN de erratas en B.O.E. núm. 120 de 17 de mayo de 2008.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las distancias internas se han tenido en cuenta para el cálculo de las líneas frente a sobretensiones y las distancias externas tanto para las distancias de seguridad entre conductores y los elementos, personas, estructuras, edificaciones, etc. cerca de las líneas desnudas de alta tensión. En concreto se han tenido en cuenta las distancias mínimas de aislamiento eléctrico D_{el} y D_{pp} en función de la tensión más elevada U_s . Dados por la Tabla 36. Siendo:

- D_{el} = Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. Del puede ser tanto interna, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externas, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo.
- D_{pp} = Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. D_{pp} es una distancia interna.

TENSIÓN MÁS ELEVADA DE LA RED U_s (kV)	D_{el} (m)	D_{pp} (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72.5	0,70	0,80
123	1,00	1.15
145	1.20	1,40
170	1,30	1,50
245	1.10	2,00
420	2,80	3,20

Tabla 36. Distancias de aislamiento eléctrico de seguridad para descargas.

En los cálculos eléctricos se han tenido en cuenta los distintos regímenes de funcionamiento, tanto en periodo transitorio como en el estable, así como en las intensidades máximas, caídas de tensión, etc.

Se han tomado las tensiones normalizadas por las compañías distribuidoras eléctricas predominantes y en concreto las de 20 KV.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U _n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U _s) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
25	30
30	36
45	52
66	72,5
110	123
132	145
150	170
220^{CXLII}	245
400	420

Tabla 37. Tensión más elevada de la red, en función de la tensión nominal

La densidad de corriente en los conductores utilizados, viene dado por el Real Decreto 223/2008 [199] [226] [227] y viene recogida en la Tabla 38.

SECCIÓN NOMINAL mm ²	DENSIDAD DE CORRIENTE A/mm ²		
	COBRE	ALUMINIO	ALEACIÓN DE ALUMINIO
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Tabla 38. Densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente.

Los valores de densidad de corriente vienen dados a 20°C para sus resistividades, siendo para el cobre 0,017241 Ω·mm²/m y para el de aluminio de 0,028264 Ω·mm²/m. El resto de especificaciones vienen dadas en dicho Real Decreto 223/2008. Los cálculos eléctricos, dada la cantidad de tipologías de variaciones. Se han llevado a cabo con un programa informático dmELECT Módulo REDAT del programa de Instalaciones de Urbanización de la firma dmELECT, y se han tenido en cuenta los valores de cortocircuito

^{CXLII} 220 y 400 kV es considerado transporte. 20, 66 y 132 kV son las tensiones normalizadas de distribución eléctrica.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

tanto trifásico, fase a fase, fase a tierra, dos fases a tierra, así como se han tenido tiempos de cortocircuito de conductores de fase y cable a tierra de 0,5 s y de herrajes y accesorios de línea de 1 s. Valores reglamentarios y establecidos por las grandes compañías eléctricas. También se ha tenido en cuenta el efecto corona y las perturbaciones radioeléctricas.

Los valores de aislamiento tomados para las líneas de alta tensión han sido de la Tabla 39.

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL U_M kV (VALOR EFICAZ)	TENSIÓN SOPORTADA NORMALIZADA DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL kV (VALOR EFICAZ)	TENSIÓN SOPORTADA NORMALIZADA A LOS IMPULSOS TIPO RAYO kV (VALOR DE CRESTA)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
12,5	140	325
123	(185) 230	450 550
145	(185) 230 275	(450) 550 650
170	(230) 275 325	(550) 650 750
245	(275) (325) 360 395 460	(650) (750) 850 950 1050

NOTA: SI LOS VALORES ENTRE PARÉNTESIS SON INSUFICIENTES PARA PROBAR QUE LAS TENSIONES SOPORTADAS ESPECIFICADAS ENTRE FASES SE CUMPLEN, SE REQUIEREN ENSAYOS COMPLEMENTARIOS DE TENSIONES SOPORTADAS ENTRE FASES.

Tabla 39. Niveles de aislamiento de las LAT, tenidos en cuenta en los cálculos de modelización. Gama I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL U_m kV (VALOR EFICAZ)	TENSIÓN SOPORTADA NORMALIZADA A LOS IMPULSOS TIPO MANIOBRA			TENSIÓN SOPORTADA NORMALIZADA A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (nota 2) kV (VALOR DE CRESTA)
	AISLAMIENTO LONGITUDINAL (nota 1) kV (VALOR DE CRESTA)	FASE-TIERRA kV (VALOR DE CRESTA)	ENTRE FASES (RELACIÓN AL VALOR DE CRESTA FASE-TIERRA)	
420	850	850	1,60	1050 1175
	950	950	1,50	1175 1300
	950	1050	1,50	1300 1425

Nota 1: Valor de la componente de impulso del ensayo combinado aplicable mientras que la componente de frecuencia industrial en el borne opuesto alcanza el valor $U_m \sqrt{2/\sqrt{3}}$.

Nota 2: Para los ensayos del aislamiento longitudinal con impulsos tipo rayo sígase lo indicado en la UNE-E N 60071-1.

Tabla 40. Niveles de aislamiento de las LAT, tenidos en cuenta en los cálculos de modelización. Gama II ($U_m > 245$ kV)



4.5.- METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Los cálculos mecánicos son los planteados en la Tabla 30 y Tabla 31, Tabla 32, Tabla 33, Tabla 34 y Tabla 35. Los datos obtenidos a través de programas de cálculo^{CXLIII}, han sido para una línea de alta tensión de 20 kV, de tensión nominal y de 24 kV de tensión máxima admisible. Para ello, también, se han tenido en cuenta todas las hipótesis eléctricas y las mecánicas de la misma, según el actual reglamento de líneas eléctricas aprobado por Real Decreto 223/2008 [199] [227] [226].

El planteamiento de las diferentes hipótesis, han sido, las de ver la repercusión que tiene en una línea de alta tensión, las diferentes hipótesis de cálculo eléctrico y mecánico. El objetivo a conseguir es tipificar las diferentes posibilidades que tiene reglamentadas las líneas eléctricas Real Decreto 223/2008 [199] [227] [226] de alta tensión de distribución. Con ello, se pretende modelizar las mismas en cuanto se refiere a las posibilidades, de cruzamientos, de paralelismos, etc.

Por resumir, y puesto que los cálculos, sobrepasarían las posibilidades físicas y materiales, pero no las digitales, por dimensión en número de páginas de esta tesis doctoral, se han obviando los cálculos intermedios^{CXLIV}, sino que analizaremos los resultados obtenidos, el apartado de resultados de la misma.

Para ello se hará en función de los conductores tipo empleados por las grandes compañías eléctricas, como en las diferentes posibilidades de zonas, como se analizará en montaje simplex y dúplex.

Vamos a comentar y posteriormente presentar los resultados obtenidos en las diferentes zonas y con distintos tipos de cables que se han estudiado:

- a) Conductor LA 56, en un análisis aéreo, en las diferentes posibilidades de zonas, A, B y C.
- b) Conductor LA 56, en un análisis aéreo, en las diferentes posibilidades de zonas, A, B y C. En doble circuito.
- c) Conductor LA 110, en un análisis aéreo, en las diferentes posibilidades de zonas, A, B y C.
- d) Conductor LA 110, en un análisis aéreo, en las diferentes posibilidades de zonas, A, B y C. En doble circuito.
- e) Conductor LA 180, en un análisis aéreo, en las diferentes posibilidades de zonas, A, B y C.

^{CXLIII} En concreto con la herramienta informática, Módulo CMAT del programa de Instalaciones en Urbanizaciones de la firma dmELECT.

^{CXLIV} Se han efectuado con el programa informático dmELECT.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- f) Conductor LA 180, en un análisis aéreo, en las diferentes posibilidades de zonas, A, B y C. En doble circuito.

Con los cálculos, se quiere encontrar matemáticamente una ecuación para poder aplicarla en función de los “obstáculos” a los que se encuentre las líneas de alta tensión. Y en su caso se aproximará a ecuaciones de una recta, cuando las mismas sean lineales, a una pendiente calculada, o por el contrario, se aproximará por el método de los mínimos cuadrados, cuando su forma así lo permita.

4.5.1.- CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

A efectos de cálculos sobre los “obstáculos” que la línea de alta tensión tiene que superar, se han tenido en cuenta las siguientes distancias mínimas para cruzamientos, paralelismos y otros:

- La distancia entre los conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito entre fases, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos. Con este objeto, la separación mínima entre conductores de fase se determinará por la fórmula entre conductores. $D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$. Distancias entre conductores y a partes puestas a tierra. (mínimo de 0.2 m).
- Distancias al terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables. $D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el}$. (mínimo de 6 y 7 cuando exista riesgo de maquinaria agrícola o proyección de agua m).
- Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. $D_{add} + D_{el} = 1,5 + D_{el}$. (mínimo de 2 m).
- Distancia vertical entre los conductores de fase. $D_{add} + D_{pp}$.
- Distancia mínima vertical entre los conductores de fase de la línea eléctrica superior y los cables de tierra. $D_{add} + D_{el} = 1,5 + D_{el}$.
- Distancias a carreteras. $D_{add} + D_{el}$. (mínimo de 7 m).
- Distancias a ferrocarriles sin electrificar. (mínimo de 7 m).
- Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses. $D_{add} + D_{el} = 3,5 + D_{el}$. (mínimo de 4 m).
- Distancias a teleféricos y cables transportadores. $D_{add} + D_{el} = 4,5 + D_{el}$. (mínimo de 5 m).
- Distancias a ríos y canales, navegables o flotables. $G + D_{add} + D_{el} = G + 2,3 + D_{el}$. (mínimo de 7.22 m).
- Bosques, árboles y masas de arbolado. $D_{add} + D_{el} = 1,5 + D_{el}$.
- Edificios, construcciones y zonas urbanas. $D_{add} + D_{el} = 3,3 + D_{el}$. (mínimo de 5

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

m). De las aplicaciones de los diferentes puntos anteriores, así como las diferentes hipótesis de cálculo del actual Real Decreto 223/2008 [199] [226] [227] mencionado, se han realizado los cálculos.

Como se decía anteriormente se ha supuesto una línea de 10.000 m de longitud, con un apoyo inicial de principio de línea y el resto con crucetas de tipo bóveda, para cumplir los reglamentos tanto de seguridad industrial, como los medioambientales en concreto de avifauna Real Decreto 1432/2008^{CXLV} [325] así como la legislación en este caso autonómica dada por Decreto 150/2010 [326].

El peso total de los apoyos, crucetas y cable intervinientes en los 10 Km se ha obtenido del fabricante FUNTAM.

H	PESO APOYOS FABRICANTE (Kg)
10	259,08
12	313,14
14	379,44
16	435,54
18	506,94
20	573,24

Tabla 41. Peso unitario de los diferentes apoyos más usuales de celosía según su altura.

A continuación se presenta una Tabla 42 más completa de los apoyos utilizados.

DESIGNACIÓN	ESFUERZO NOMINAL (daN)	ALTURA (m)	PESO APOYO (kg)
C500-10E	500	10	259,08
C500-12E	500	12	313,14
C500-14E	500	14	379,44
C500-16E	500	16	435,54
C500-18E	500	18	506,94
C500-20	500	20	573,24
C500-22	500	22	654,84
C500-24	500	24	741,54
C1000-10	1000	10	309,06
C1000-12E	1000	12	371,28
C1000-22E	1000	22	791,52
C1000-26	1000	26	1000,62
C2000-10	2000	10	450,84
C2000-12E	2000	12	542,64

^{CXLV} Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DESIGNACIÓN	ESFUERZO NOMINAL (daN)	ALTURA (m)	PESO APOYO (kg)
C2000-14E	2000	14	647,7
C2000-16E	2000	16	742,56
C3000-18E	3000	18	1146,48
C4500-14E	4500	14	1191,36

Tabla 42. Esfuerzo, pesos y altura de los diferentes apoyos empleados.

Como se ve en la Tabla 43, para el primer apoyo de la línea se ha utilizado una cruceta recta Figura 131, llamada horizontal, usual es su empleo por las grandes compañías.

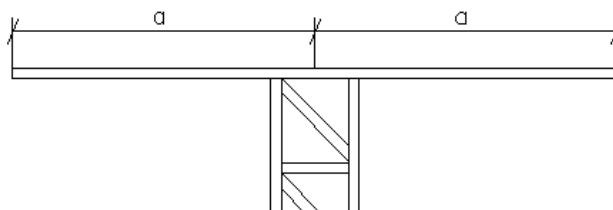


Figura 131. Cruceta recta para principio y fin de línea. LA 56. Zona A.

Los apoyos de alineación Fotografía 38 y de amarre Fotografía 39 en su caso, los hemos calculado para cumplir ambas legislaciones, en materia de seguridad industrial [199] [227] [226] y en materia medioambiental [325] y [326].

A continuación se presenta la tabla de crucetas utilizadas.

TABLA PESO CRUCETAS			MONTAJE		
ZONA	TIPO CRUCETA	PESO CRUCETA (kg)	FIN DE LÍNEA	ANCLAJE	ALINEACIÓN
A	HORIZONTAL	86,7	HORIZONTAL		
A	BÓVEDA TRIANGULO	110,16		BÓVEDA TRIANGULO	BÓVEDA TRIANGULO
B	HORIZONTAL	93,84	HORIZONTAL		
B	BÓVEDA TRIANGULO	110,16		BÓVEDA TRIANGULO	BÓVEDA TRIANGULO
C	HORIZONTAL	102	HORIZONTAL		
C	BÓVEDA TRIANGULO	110,16		BÓVEDA TRIANGULO	BÓVEDA TRIANGULO
C	BÓVEDA TRIANGULO	130,56		BÓVEDA TRIANGULO	BÓVEDA TRIANGULO

Tabla 43. Pesos de las diferentes crucetas empleadas.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

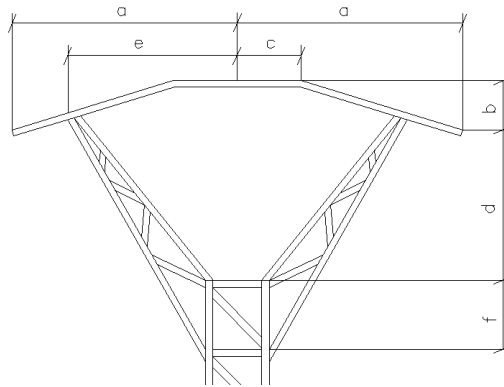


Figura 132. Cruceta triangular tipo bóveda. LA 56. Zona A. Línea recta.

El peso del cable se ha obtenido según normas técnicas y en concreto de la norma UNE-EN 50182 [328] [329].

TABLA PESO CABLES	
TIPO CABLE	kg/km
LA 56	188,7
LA 110	433,5
LA 180	676,26

Tabla 44. Peso de los conductores empleados



Fotografía 38. Cruceta bóveda de alineación empleada para los cálculos para la línea de LA simple circuito.

Para la zona A, por ejemplo se tiene la siguiente tabla que define los distintos pesos de los apoyos y crucetas.

CÓDIGO	ZONA	TIPO	PESO APOYO kg	PESO CRUCETA kg	PESO TOTAL kg
1	A	FIN LÍNEA - FL	450,84	86,7	537,54
2	A	ANCLAJE ALINEACIÓN - AA	450,84	110,16	561
3	A	ALINEACIÓN SUSPENSIÓN- AS	259,08	110,16	369,24

Tabla 45. Peso unitario de apoyo completo.

Lo que se pretende es saber el peso total de la línea, que en este caso es de 36.871 kg para una línea con conductor LA 56, en zona A y sin ningún obstáculo, es decir, sin

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ningún vano afectado por uno de los cruces antes comentados y en lo que recordemos hemos agrupado según características y también sin tener ningún ángulo o pendiente en su trayectoria, es decir, una línea recta.



Fotografía 39. Cruceta bóveda de ángulo o amarre empleada para los cálculos para la línea de LA simple circuito.

Se ha elegido la cimentación mono bloque con apoyo empotrado. El método empleado para su cálculo es el de Sulzberger.

$$M_v = F \cdot \left(H + \frac{2}{3} h \right) \quad \{78\}$$

Donde:

- M_v = momento de vuelco de todas las fuerzas exteriores expresada en metros por tonelada.
- F = fuerza flectora resultante que actúa sobre el apoyo en toneladas. Generalmente se suele tomar el esfuerzo en punta del apoyo elegido.
- H = altura sobre el terreno, hasta el punto de aplicación de F , en metros.
- h es la altura de la cimentación en metros.

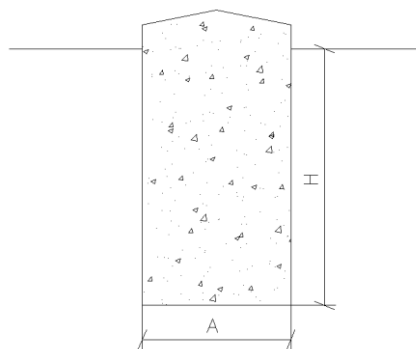


Figura 133. Base del apoyo de LA 56. Zona A. Línea recta.

4.5.2.- LÍNEAS AÉREAS ALTA TENSIÓN CONDUCTOR LA 56 CIRCUITO SIMPLE

En primer lugar presentamos el estudio en su parte más básica, es decir, la zona que presenta menos peso estimado total. Que será el conductor aéreo **LA 56**, en **simple** circuito.

4.5.2.1.- CRUZAMIENTOS SIN OBSTÁCULOS

Para el inicio de los cálculos tomamos una línea recta de 10 km, calculamos los cantones, y los vanos reguladores.

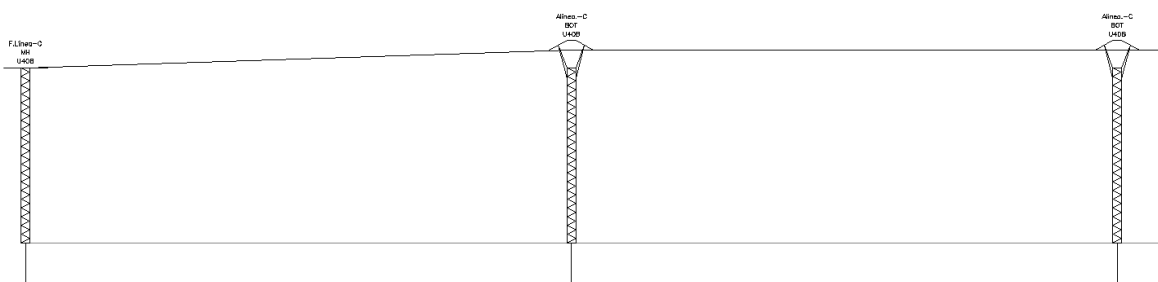


Figura 134. Apoyos iniciales de la línea de LA 56 Zona A, del total de los 10 km de línea.

La línea en este caso **simple circuito, LA 56** se compone de:

- 81 apoyos, de los cuales 74 son de alineación o suspensión Figura 132 y Fotografía 38.
- 2 de fin de línea Figura 131.
- 5 de anclaje o ángulos, situados en los apoyos 14, 28, 42, 56 y 70, que coinciden con la definición de cantón dada por el Real Decreto 223/2008 [199] [227] [226], Fotografía 39.

Que teniendo en cuenta los valores antes mencionados se han determinado unos resultados de peso total que por ejemplo para la **zona A** con conductor **LA 56** es 36.871 kg Tabla 46.

TABLA DE CALCULO DE PESOS TOTALES DE LAS LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN	
CIRCUITO SIMPLE LA 56	
Peso total = apoyo + cruceta + cable	
Zona	A
Hipótesis	recta
Total apoyos	81
Nº apoyos de fin línea	2
Nº apoyos de anclaje	5
Nº apoyos de alineación	74
Peso fin línea unitario (apoyo+ cruceta)	537,54
Peso anclaje unitario (apoyo+ cruceta)	561

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Peso alineación unitario (apoyo+ cruceta)	369,24
Peso total fin línea (peso unitario x nº apoyos)	1075,08
Peso total anclaje (peso unitario x nº apoyos)	2805
Peso total alineación (peso unitario x nº apoyos)	27323,76
Peso total apoyos	31203,84
Tipo cable	LA 56
Peso cable	188,7
Longitud cable	30,03
Total peso cable	5.666,66
Total peso red en kg	36.870,50
Total peso en Tn.	36,87

Tabla 46. Peso de la línea de 10 km de longitud incluyendo apoyos, crucetas y cable. LA 56 SC

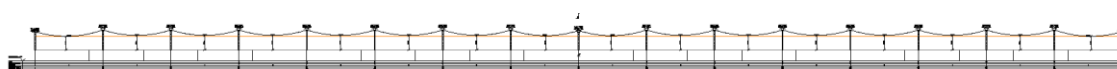


Figura 135. Parte de la línea recta de la LAT de 10 km. LA 56 SC.

El primer apoyo Figura 131 suponemos partirá de una compañía de las considerada como mayor de 100.000 clientes. Desde aquí, partirá una línea a una empresa distribuidora, objeto de estudio de menos de 100.000 clientes.

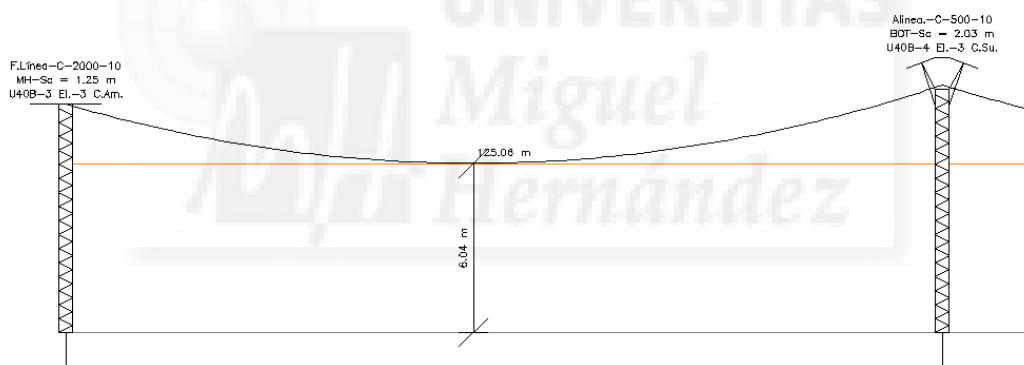


Figura 136. Resultado primer y segundo apoyo LA 56 SC. Zona A. Línea recta.

Hasta ahora se ha comentado sobre los apoyos, crucetas y cable utilizado, así como la finalidad del estudio. Ahora vamos a acompañar a ello una breve introducción de vanos afectados con distintas imágenes con datos sobre los apoyos y crucetas utilizados en cada caso. Los datos aquí representados, es decir las distancias de vano, distancia vertical y otros datos pueden variar en función del cálculo pero siempre dentro de la seguridad comentada ya.

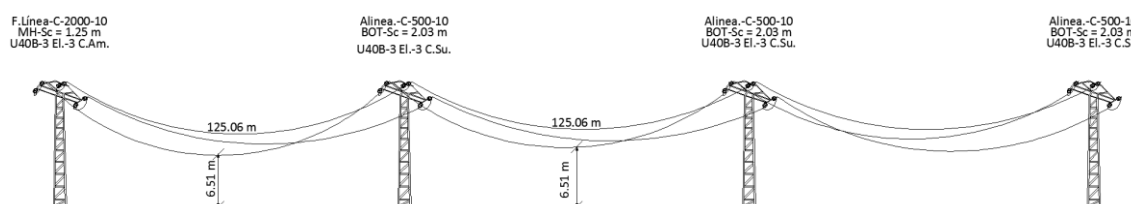


Figura 137. Distancias al terreno uso común sin obstáculo.

4.5.2.2.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 1

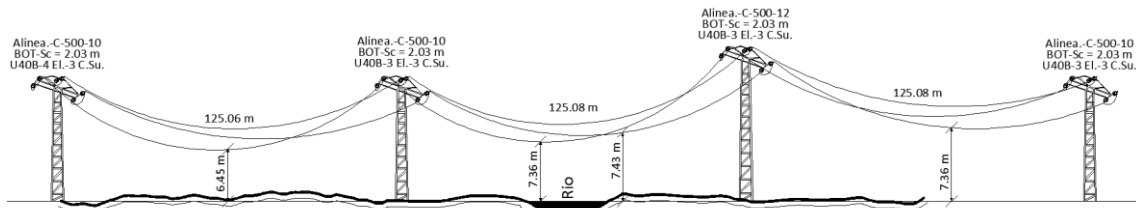


Figura 138. Distancias al terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables. Distancias a carreteras. Distancias a ferrocarriles sin electrificar. Grupo nº 1.

4.5.2.3.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 2

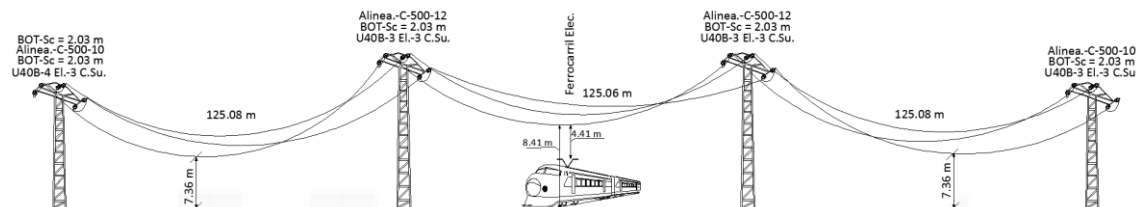


Figura 139. Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses. Grupo nº 2.

4.5.2.4.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 3

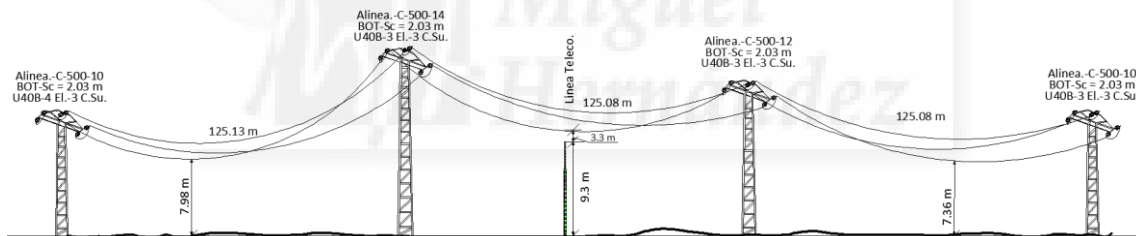


Figura 140. Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. Grupo nº 3.

4.5.2.5.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 4

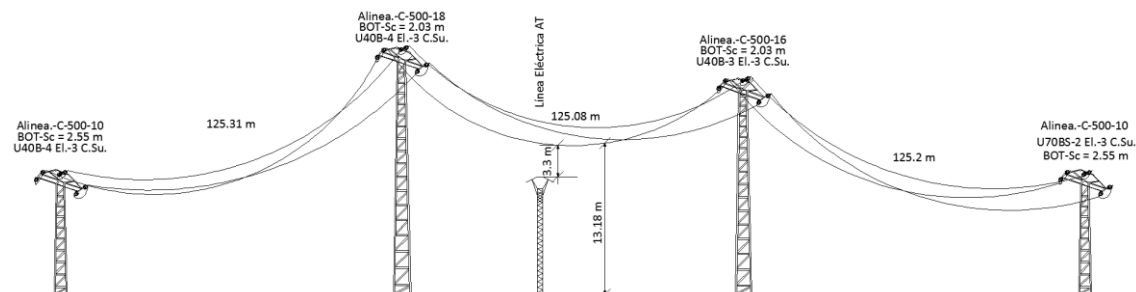


Figura 141. Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. Grupo nº 4.

4.5.2.6.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 5

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

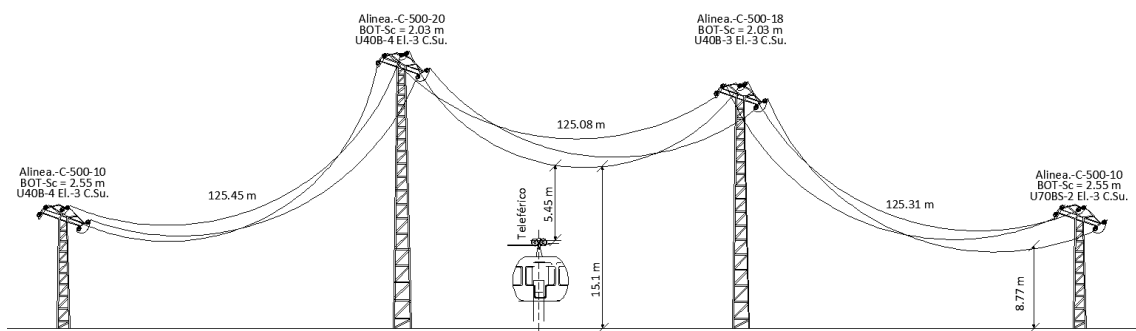


Figura 142. Distancias a teleféricos y cables transportadores. Grupo nº 5.

4.5.2.7.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 6

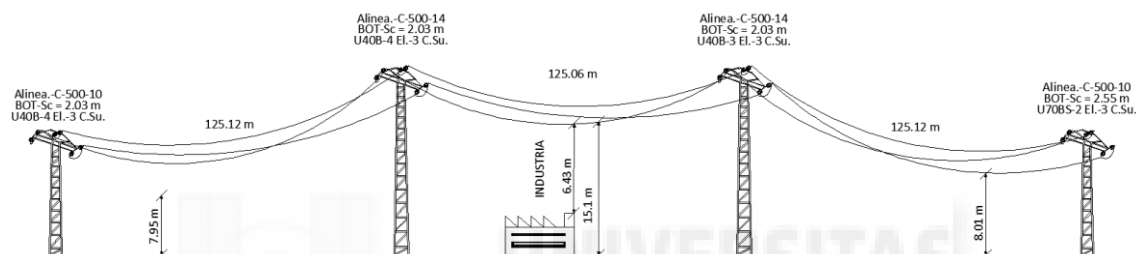


Figura 143. Edificios, construcciones y zonas urbanas. Grupo nº 6.

4.5.2.8.- INCLINACIONES O PENDIENTES

Lo que se pretende en este apartado, es ver la repercusión que tiene la **pendiente** o **inclinación** de una línea con respecto al peso de la estructura de la torre y de la zapata de hormigón y el incremento que se produce en función del ángulo de la misma.

Se quiere demostrar, que no es lo mismo instalar una línea de alta tensión para una zona A, zona B o zona C^{XLVI} y conseguir un modelo matemático que se adapte a ello. Se ha calculado una línea de alta tensión, toda dentro de la zona A. Y se ha ido aumentando la inclinación para ver su repercusión hasta un máximo de 500 m sobre el primer apoyo, para así estar dentro de la zona A.

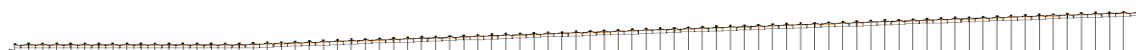
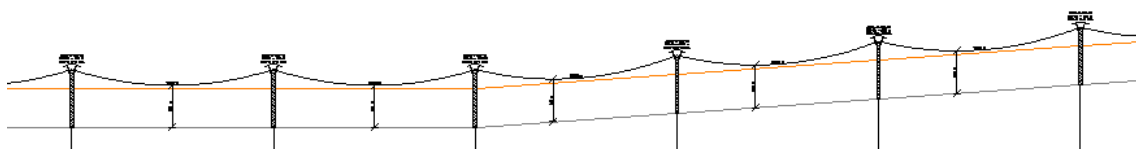


Figura 144. Inclinación gradual de la línea hasta alcanzar la cota de 500 m de altura.



^{XLVI} Zona A: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar. Zona B: La situada a una altitud entre 500 1.000 metros sobre el nivel del mar. Zona C: La situada a una altitud superior a 1.000 sobre el nivel del mar.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Figura 145. Inclinación de la línea objeto de estudio a 5°.

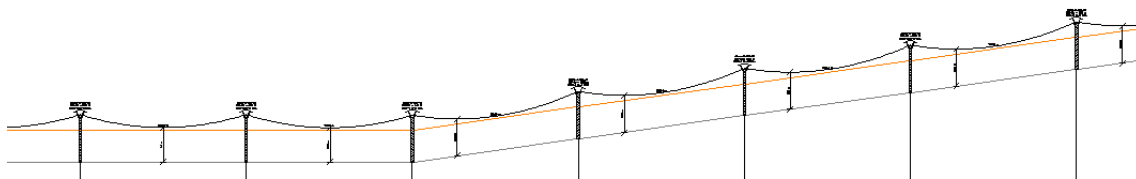


Figura 146. Inclinación de la línea objeto de estudio a 10°.



Figura 147. Inclinación de la línea objeto de estudio a 20°.

Las variaciones para estas hipótesis son muy pequeñas. Los esfuerzos de los apoyos son prácticamente los mismos, que sin ninguna pendiente, con lo cual el peso de acero y hormigón, apenas tiene variación, por lo tanto **se descarta esta hipótesis** (y hemos obviado el incluir los cálculos intermedios, en la tesis doctoral). Se ha ensayado con líneas con un ángulo constante de hasta 60°. Con lo cual podemos concluir que **las variaciones de inclinación, de manera uniforme, no les afectan, ni a los aumentos de peso de hormigón, ni de acero.**

GRUPO	inicio m	final m	base m	altura m	angulo radianes	angulos sexagesimales	ángulo	H APOYO 1 m	H APOYO 2 m	PESO APOYO 1 kg	PESO APOYO 2 kg
0	3370,37	3500	129,63	0	0	0	0	10	10	259,04	259,04
1	3370,37	3500	129,63	12,5	0,096131076	5,50790491	6	10	12	259,04	309,06
1	3370,37	3500	129,63	25	0,190517558	10,91585199	11	10	12	259,04	309,06
1	3370,37	3500	129,63	50	0,368129812	21,09228454	21	10	12	259,04	309,06
2	3370,37	3500	129,63	65	0,464788668	26,63042905	27	12	12	309,06	309,06
2	3370,37	3500	129,63	75	0,524512922	30,05237675	30	12	12	309,06	309,06
3	3370,37	3500	129,63	85	0,5803805	33,25335316	33	14	14	379,44	379,44
3	3370,37	3500	129,63	95	0,632437741	36,23601336	36	14	14	379,44	379,44
3	3370,37	3500	129,63	100	0,657073554	37,64754147	38	14	14	379,44	379,44
3	3370,37	3500	129,63	150	0,858115978	49,1664239	49	14	14	379,44	379,44
4	3370,37	3500	129,63	175	0,933246162	53,47106633	53	16	16	435,54	435,54
4	3370,37	3500	129,63	200	0,995722733	57,05071017	57	16	16	435,54	435,54

Tabla 47. Variaciones de las hipótesis de cálculo en función de la pendiente de la línea LA 56 simple circuito.

Cuando las inclinaciones son **individuales, sí que se perciben cambios**. Los mismos vienen expresados en la Figura 148, Figura 149, Figura 150, Figura 151, Tabla 47 y Tabla 48. De la misma se pueden extraer las siguientes conclusiones. Cuando vamos subiendo la pendiente de un vano en la línea objeto de cálculo, observamos que **cuando la inclinación es de hasta 6° la línea permanece constante** en peso. Cuando seguimos subiendo, aparece un **cambio desde los 6 hasta los 21°**, el peso de los dos apoyos pasa de 259,04 a 309,06 kg en la segunda torre. El peso del hormigón permanece constante. Cuando nos encontramos entre **los 27° hasta los 30° aumenta de peso la torre** de la cota más baja de 259,04 a 309,06 kg. Cuando **aumentamos a 33° las dos torres aumentan su peso** pasando las dos a 379,44 kg. Y por último cuando se **aumentamos hasta 53° aumentan proporcionalmente las dos torres** a un peso de 435,54 kg cada una.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

APOYO TIPO ESTANDAR (500-10)			259,08	kg ESTANDAR		110,16
GRUPO	0	1	2	3	4	
INCLINACION	0°	6° HASTA 21°	22° HASTA 30°	31° HASTA 49°	50° HASTA 57°	
kg APOYO 1	259,04	259,04	309,06	379,44	435,54	
kg APOYO 2	259,04	309,06	309,06	379,44	435,54	
kg cruceta 1	110,16	110,16	110,16	130,56	130,56	
kg cruceta 2	110,16	110,16	110,16	130,56	130,56	
TOTALES kg	738,4	788,42	838,44	1.020,00	1.132,20	
DIFERENCIA kg	0,0	50,02	100,04	281,60	393,80	

Tabla 48. Diferencia de peso de apoyo y cruceta en función de la pendiente. LA 56 simple circuito.

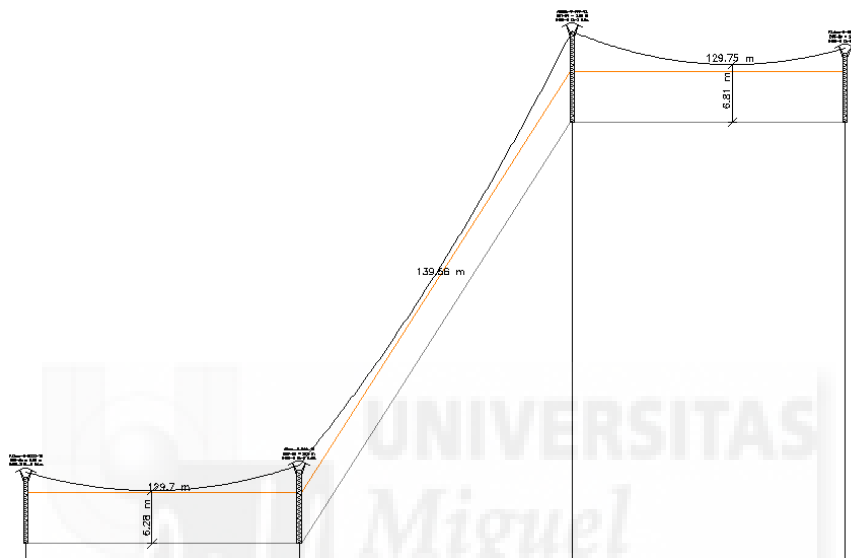


Figura 148. Grupo 1 de pendientes. De 6 a 21 grados. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.

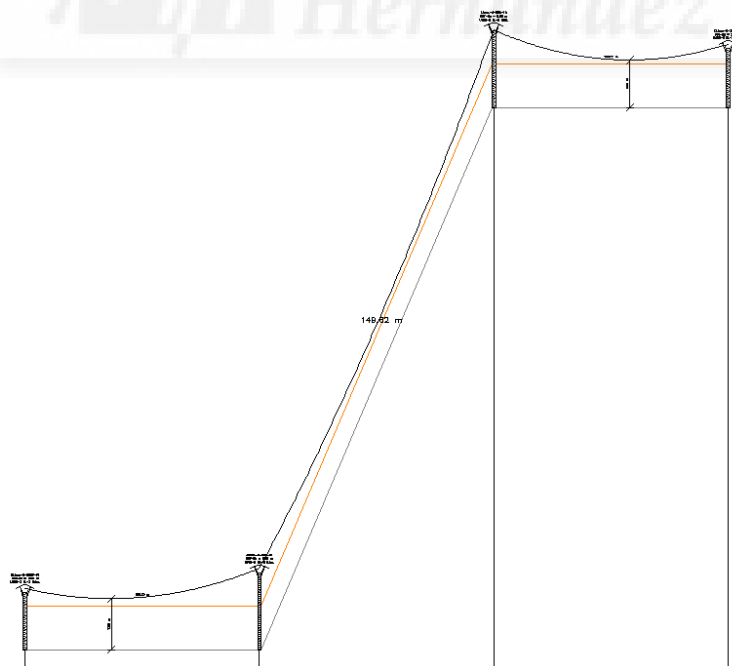


Figura 149. Grupo 2 de pendientes. De 22 a 30 grados. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.

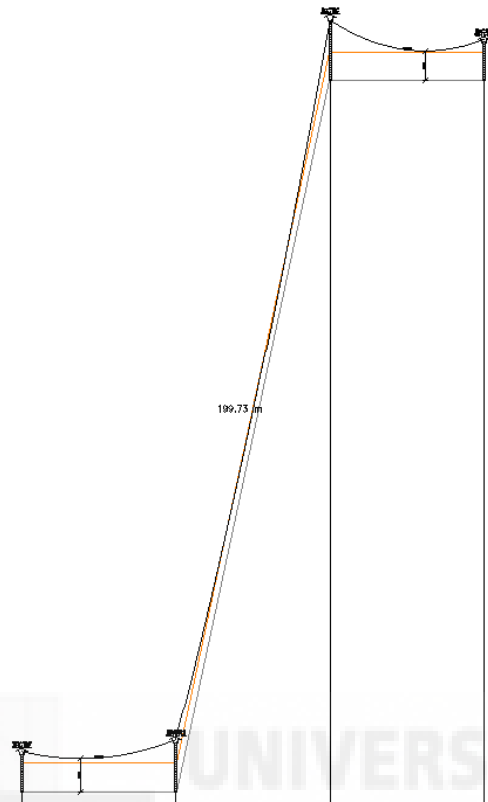


Figura 150. Grupo 3 de pendientes. De 31 a 49 grados. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.



Figura 151. Grupo 4 de pendientes. De 50 a 57 grados. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Y si empleamos un número de hasta diez cambios de pendientes, nos encontramos con la siguiente tabla.

TABLA RESUMEN DE PENDIENTES POR GRUPOS DE DIFERENCIA DE PESO EN kg												
º INCLINACION	GRUPOS	SIN PEND	NUMERO DE PENDIENTES									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6º HASTA 21º	1	0	50,02	100,04	150,06	200,08	250,10	300,12	350,14	400,16	450,18	500,20
22º HASTA 30º	2	0	100,04	200,08	300,12	400,16	500,20	600,24	700,28	800,32	900,36	1.000,40
31º HASTA 49º	3	0	281,60	563,20	844,80	1.126,40	1.408,00	1.689,60	1.971,20	2.252,80	2.534,40	2.816,00
50º HASTA 57º	4	0	393,80	787,60	1.181,40	1.575,20	1.969,00	2.362,80	2.756,60	3.150,40	3.544,20	3.938,00

Tabla 49. Diferencia en peso en función del número de cambios y de la pendiente.

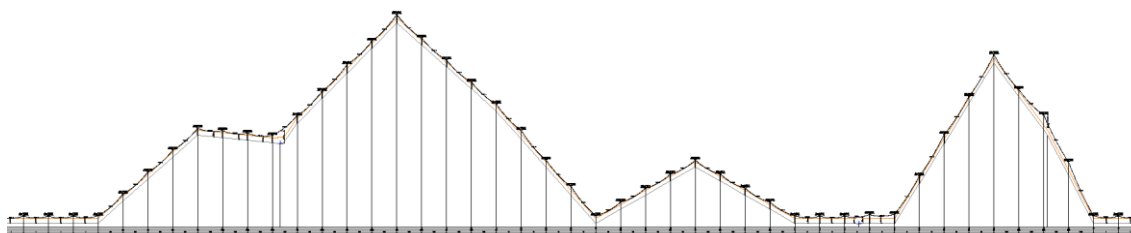


Figura 152. Diferentes inclinaciones individuales, para línea LA 56 zona A. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.

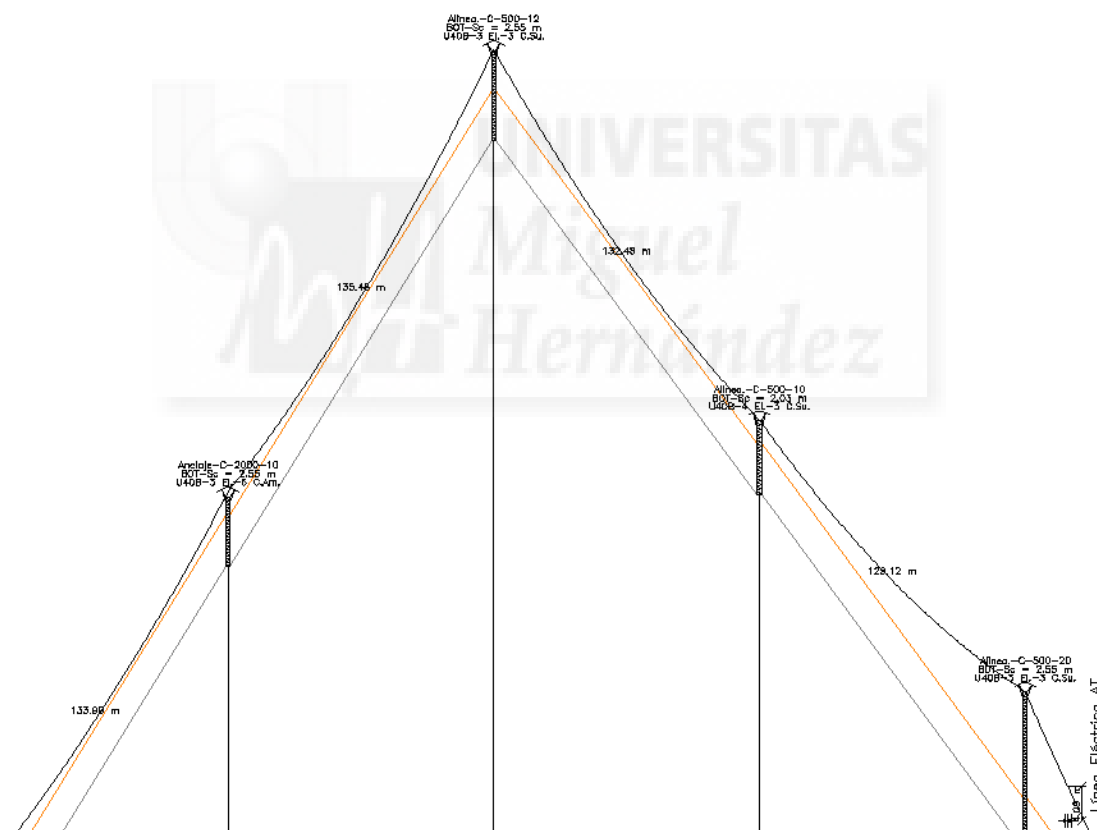


Figura 153. Inclinaciones individuales de una línea con conductor LA 56 simple circuito. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.

4.5.2.9.- ÁNGULOS

En este apartado, lo que queremos comprobar es si existe alguna relación entre los ángulos que forma una línea que fuera recta y posteriormente, variara su trayectoria

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

en función de los ángulos vistos en planta. Para ello, se ha escogido un rango entre 20 y 180°. Y se ha ido comprobando si existen variaciones con respecto a estos ángulos, varíen los apoyos de la línea zona de estudio.

TABLA DE PESO EN kg		Nº ANGULOS									
ANGULO EN °	GRUPOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	1	591,60	1.183,20	1.774,80	2.366,40	2.958,00	3.549,60	4.141,20	4.732,80	5.324,40	5.916,00
30	1	591,60	1.183,20	1.774,80	2.366,40	2.958,00	3.549,60	4.141,20	4.732,80	5.324,40	5.916,00
40	1	591,60	1.183,20	1.774,80	2.366,40	2.958,00	3.549,60	4.141,20	4.732,80	5.324,40	5.916,00
50	1	591,60	1.183,20	1.774,80	2.366,40	2.958,00	3.549,60	4.141,20	4.732,80	5.324,40	5.916,00
60	2	588,54	1.177,08	1.765,62	2.354,16	2.942,70	3.531,24	4.119,78	4.708,32	5.296,86	5.885,40
70	2	588,54	1.177,08	1.765,62	2.354,16	2.942,70	3.531,24	4.119,78	4.708,32	5.296,86	5.885,40
80	2	588,54	1.177,08	1.765,62	2.354,16	2.942,70	3.531,24	4.119,78	4.708,32	5.296,86	5.885,40
90	3	300,90	601,80	902,70	1.203,60	1.504,50	1.805,40	2.106,30	2.407,20	2.708,10	3.009,00
100	3	300,90	601,80	902,70	1.203,60	1.504,50	1.805,40	2.106,30	2.407,20	2.708,10	3.009,00
110	3	300,90	601,80	902,70	1.203,60	1.504,50	1.805,40	2.106,30	2.407,20	2.708,10	3.009,00
120	3	300,90	601,80	902,70	1.203,60	1.504,50	1.805,40	2.106,30	2.407,20	2.708,10	3.009,00
130	4	191,76	383,52	575,28	767,04	958,80	1.150,56	1.342,32	1.534,08	1.725,84	1.917,60
140	4	191,76	383,52	575,28	767,04	958,80	1.150,56	1.342,32	1.534,08	1.725,84	1.917,60

Tabla 50. Hipótesis de LAT con respecto a ángulos. Conductor LA 56 simple circuito.

Se ve (Tabla 50) en función de los resultados de las diferentes hipótesis, que las variaciones se producen en los intervalos:

- Mayor de 120°. (Figura 156).
- Entre 90 y 120°. (Figura 157).
- Entre 60 y 80°. (Figura 158).
- Y entre 20 y 50° (Figura 159).

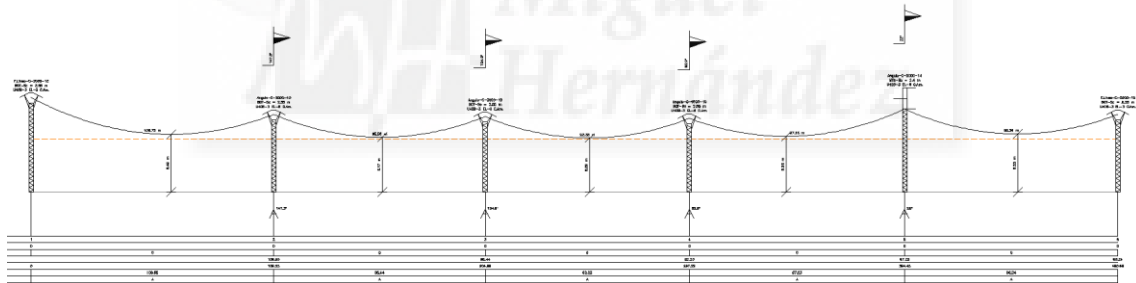


Figura 154. Plano en alzado de la línea LA 56 simple circuito.

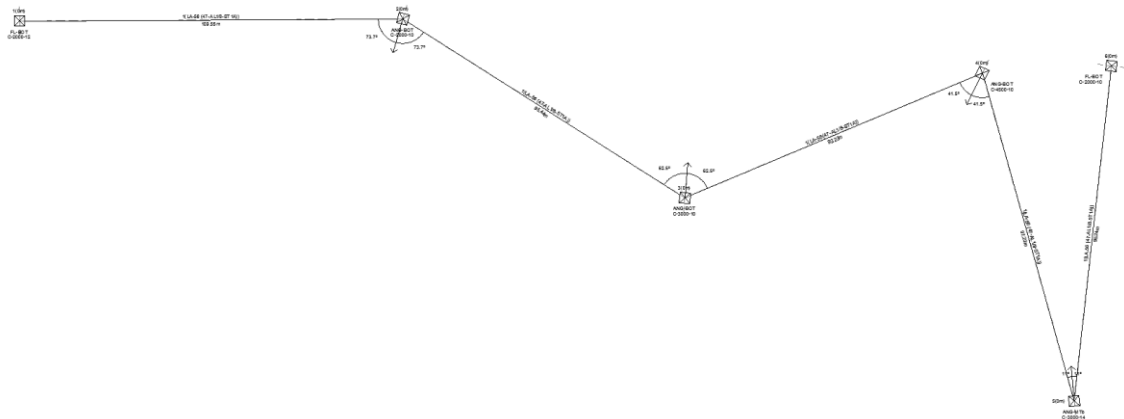


Figura 155. Plano en planta de la línea LA 56 simple circuito.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para el **grupo 4**, con ángulos mayores a 120° observamos que la variación con respecto una línea de 180° (o sea recta), es que se añaden diferentes torres tipo 2000-10 (450,84 kg), y la cruceta no queda afectada (110,16 kg) y por tanto su peso es de 191,76 kg Tabla 51 mayor que una línea que fuera recta (180°).

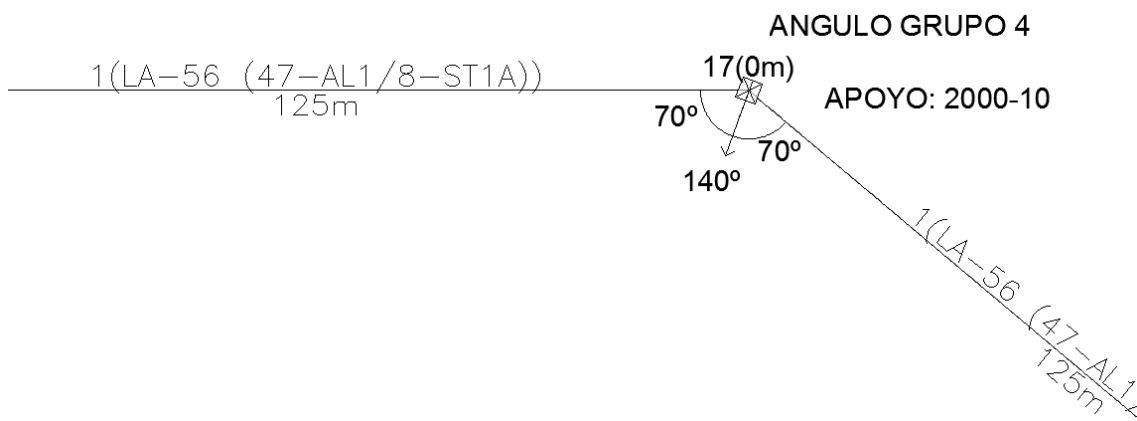


Figura 156. Variaciones del grupo 4 en ángulos. 130° a 140° .

Para el **grupo 3**, con ángulos entre 90° a 120° observamos que la variación con respecto una línea de 180° (o sea recta), es que se añaden diferentes torres tipo 3000-10 (559,98 kg), y la cruceta si queda afectada (110,16 kg) y por tanto su peso es de 300,90 kg Tabla 51 mayor que una línea que fuera recta (180°).

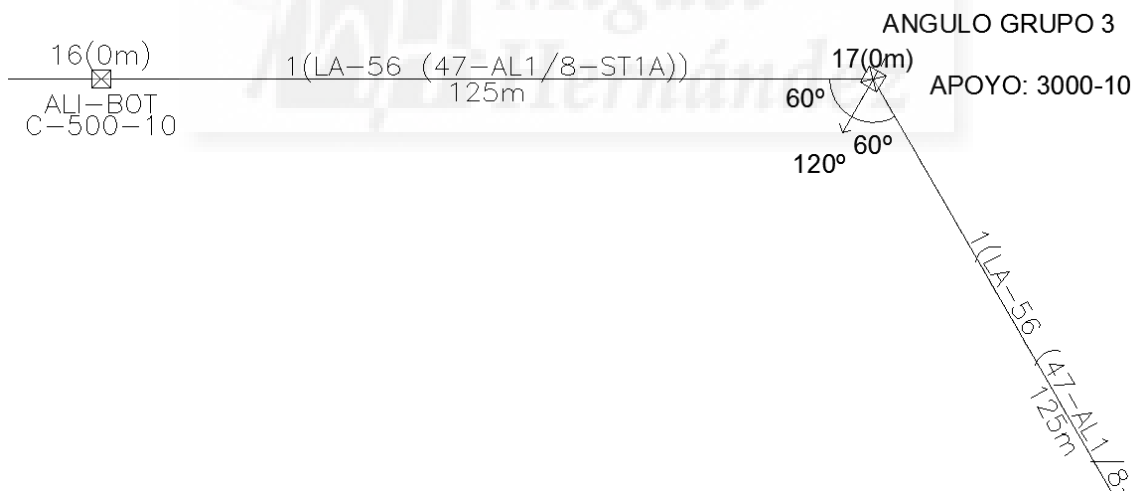


Figura 157. Variaciones del grupo 3 en ángulos. 90° a 120° .

Para el **grupo 2**, con ángulos entre 60° a 80° observamos que la variación con respecto una línea de 180° (o sea recta), es que se añaden diferentes torres tipo 4500-10 (827,22 kg), y la cruceta si queda afectada (130,56 kg) y por tanto su peso es de 588,54 kg Tabla 51 mayor que una línea que fuera recta (180°).

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

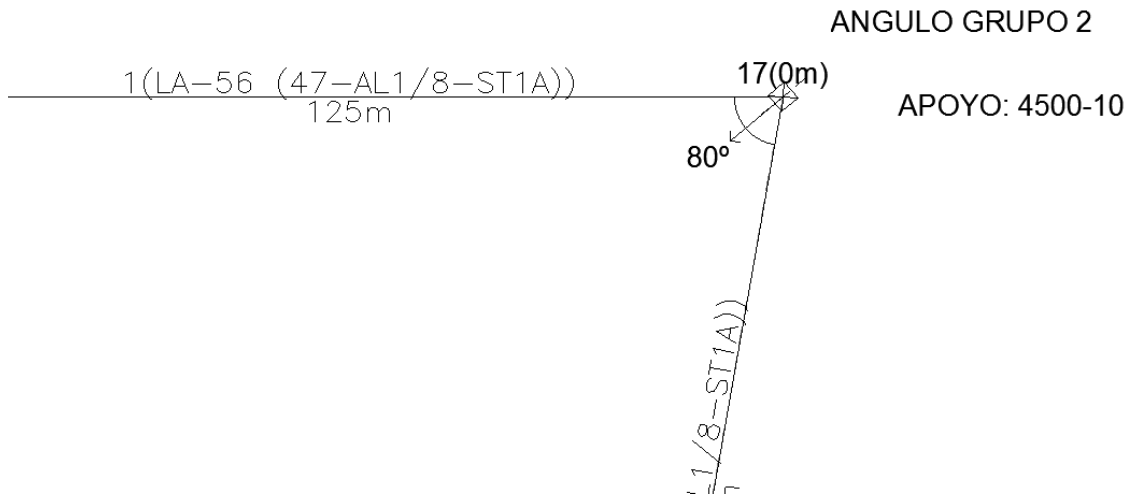


Figura 158. Variaciones del grupo 2 en ángulos. 60 a 80°.

Para el **grupo 1**, con ángulos entre 20 a 50° observamos que la variación con respecto a una línea de 180° (o sea recta), es que se añaden diferentes torres tipo 4500-10 (827,22 kg), y la cruceta si queda afectada (130,56 kg) y por tanto su peso es de 588,54 kg Tabla 51 mayor que una línea que fuera recta (180°).

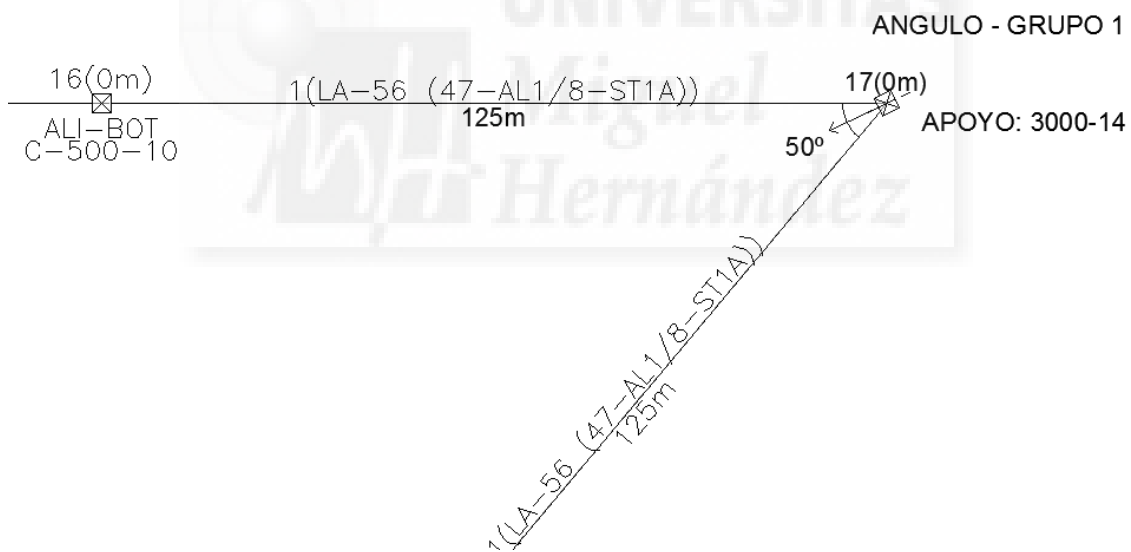


Figura 159. Variaciones del grupo 1 en ángulos. 20 a 50°.

PESO APOYO (500-10) ESTANDAR kg	259,08		PESO CRUCETA ESTANDAR				110,16									
GRUPOS RECTA-180°	GRUPO 4				GRUPO 3				GRUPO 2				GRUPO 1			
APOYO (Esfuerzo(daN)-Altura(m))	2000-10				3000-10				4500-10				3000-14			
ANGULO en grados °	180	140	130	120	110	100	90	80	70	60	50	40	30	20		
PESO APOYO kg	259,08	450,84	450,84	559,98	559,98	559,98	559,98	827,22	827,22	827,22	833,34	833,34	833,34	833,34		
PESO CRUCETA kg	110,16	110,16	110,16	110,16	110,16	110,16	110,16	130,56	130,56	130,56	127,50	127,50	127,50	127,50		
DIFER. PESO AL APOYO ESTANDAR	0	191,76	191,76	300,90	300,90	300,90	300,90	568,14	568,14	568,14	574,26	574,26	574,26	574,26		
DIFER. PESO A CRUCETA ESTANDAR	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,40	20,40	20,40	17,34	17,34	17,34	17,34		
DIFERENCIA TOTAL PESO en kg	0	191,76	191,76	300,90	300,90	300,90	300,90	588,54	588,54	588,54	591,60	591,60	591,60	591,60		

Tabla 51. Diferencia de pesos en apoyos y crucetas con respecto a diferentes ángulos.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

GRUPOS	Nº ANGULOS										
	180º	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	591,60	1.183,20	1.774,80	2.366,40	2.958,00	3.549,60	4.141,20	4.732,80	5.324,40	5.916,00
2	0	588,54	1.177,08	1.765,62	2.354,16	2.942,70	3.531,24	4.119,78	4.708,32	5.296,86	5.885,40
3	0	300,90	601,80	902,70	1.203,60	1.504,50	1.805,40	2.106,30	2.407,20	2.708,10	3.009,00
4	0	191,76	383,52	575,28	767,04	958,80	1.150,56	1.342,32	1.534,08	1.725,84	1.917,60

Tabla 52. Tabla resumen de ángulos por grupos de diferencia de peso en kg.

4.5.3.- LÍNEAS AÉREAS ALTA TENSIÓN CONDUCTOR LA 56 CIRCUITO DOBLE

Se trata en este apartado de efectuar un estudio de las líneas de media tensión de LA 56 en **doble circuito**.

4.5.3.1.- CRUZAMIENTOS SIN OBSTÁCULOS

Para el inicio de los cálculos tomamos una línea recta de 10 km, calculamos los cantones, y los vanos reguladores.

La línea en este caso doble circuito, LA 56 se compone de:

- 81 apoyos, de los cuales 74 son de alineación o suspensión.
- 2 de fin de línea.
- 5 de anclaje o ángulos, situados en los apoyos 14, 28, 42, 56 y 70, que coinciden con la definición de cantón dada por el Real Decreto 223/2008 [199] [227] [226].

Que teniendo en cuenta los valores antes mencionados se han determinado unos resultados de peso total que por ejemplo para la zona A con conductor doble circuito LA 56 **DC**.

TABLA DE CALCULO DE PESOS TOTALES DE LAS LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN	
CIRCUITO DOBLE	
Peso total = apoyo + cruceta + cable	
Zona	A
Hipótesis	recta
Total apoyos	81
Nº apoyos de fin línea	2
Nº apoyos de anclaje	5
Nº apoyos de alineación	74
Peso fin línea unitario (apoyo+ cruceta)	1446,36
Peso anclaje unitario (apoyo+ cruceta)	902,7
Peso alineación unitario (apoyo+ cruceta)	644,64
Peso total fin línea (peso unitario x nº apoyos)	2892,72
Peso total anclaje (peso unitario x nº apoyos)	4513,5
Peso total alineación (peso unitario x nº apoyos)	47703,36

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Peso total apoyos	55.109,58
Tipo cable	LA 56
Peso cable	188,7
Longitud cable	60,06
Total peso cable	11.333,32
Total peso red en kg	66.442,90
Total peso en Tn.	66,44

Tabla 53. Peso de la línea de 10 km de longitud incluyendo apoyos, crucetas y cable.

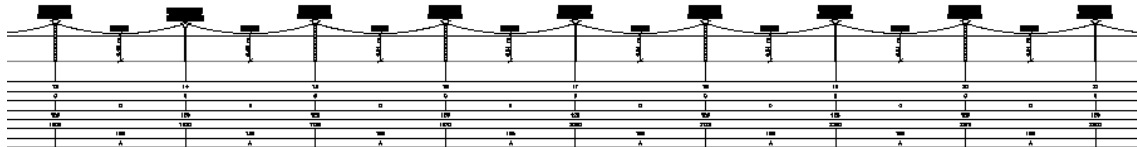


Figura 160. Parte de la línea recta de la LAT de 10 km, conductor LA 56 doble circuito.

El primer apoyo suponemos partirá de una compañía de las considerada como mayor de 100.000 clientes. Desde aquí, partirá una línea a una empresa distribuidora, objeto de estudio de menos de 100.000 clientes.

Igual que para el LA 56 simple circuito, se harán las hipótesis de cálculo, en este caso para el LA 56 circuito doble.

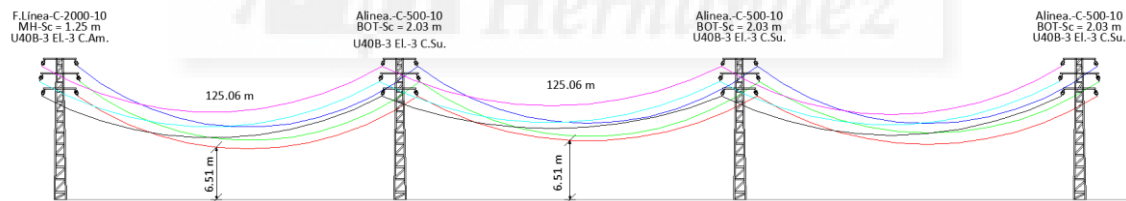


Figura 161. Distancias al terreno uso común sin obstáculo.

4.5.3.2.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 1

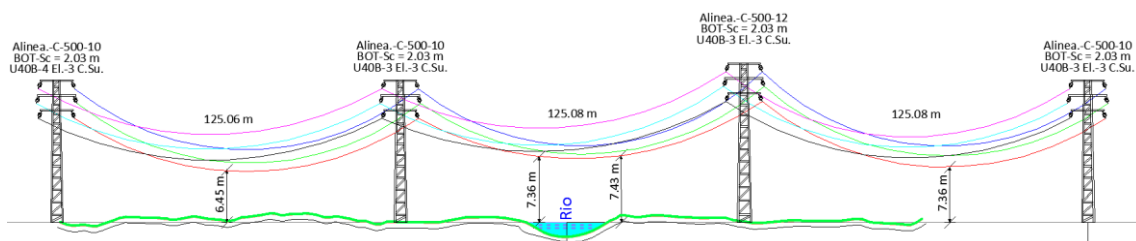


Figura 162. Distancias al terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables. Distancias a carreteras. Distancias a ferrocarriles sin electrificar. Grupo nº 1.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.5.3.3.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 2

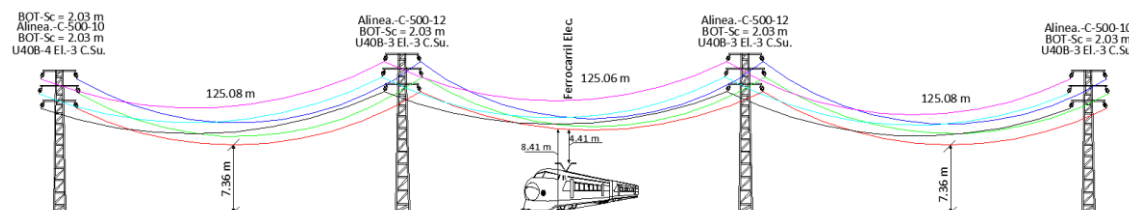


Figura 163. Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses. Grupo nº 2.

4.5.3.4.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 3

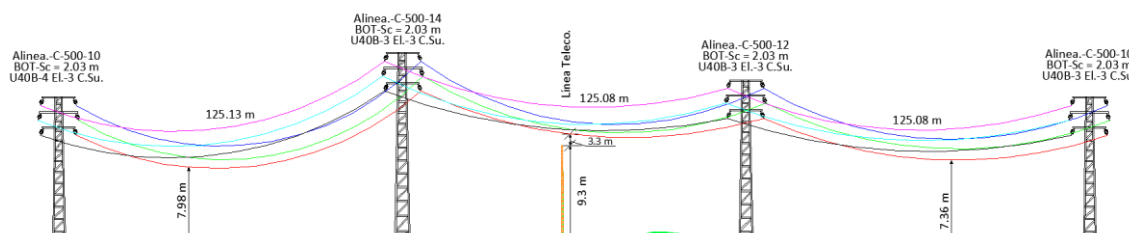


Figura 164. Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. Grupo nº 3.

4.5.3.5.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 4

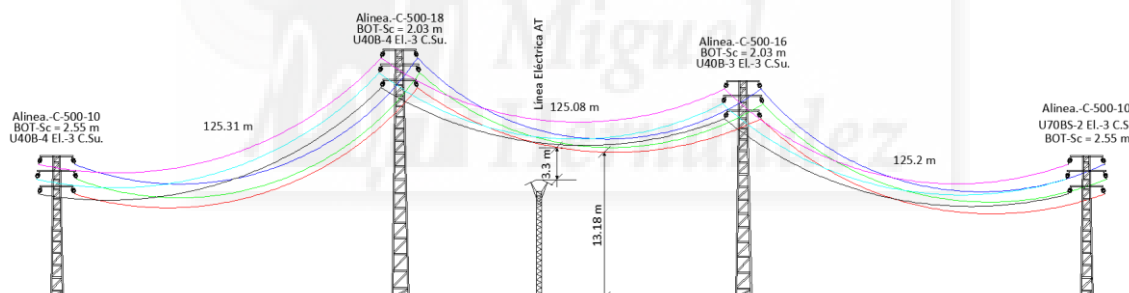


Figura 165. Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. Grupo nº 4.

4.5.3.6.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 5

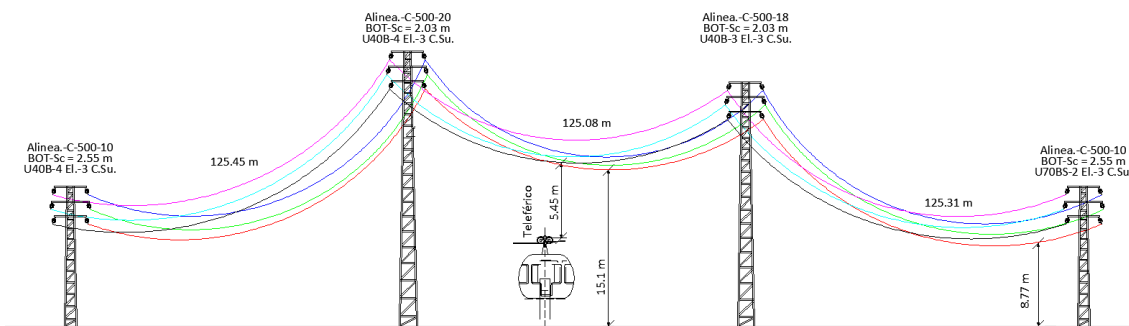


Figura 166. Distancias a teleféricos y cables transportadores. Grupo nº 5.

4.5.3.7.- CRUZAMIENTOS CON OBSTÁCULOS GRUPO Nº 6

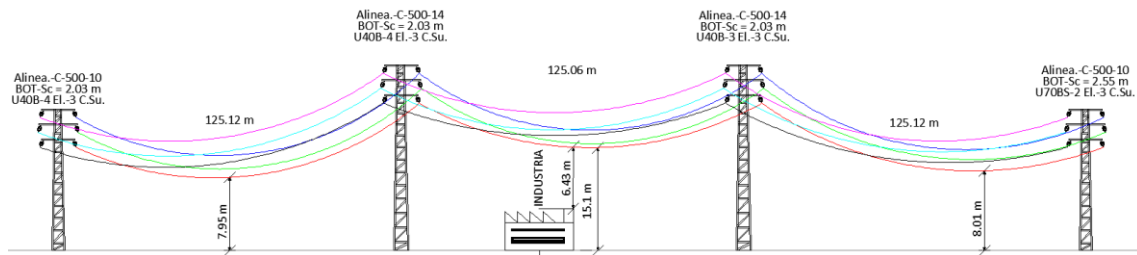


Figura 167. Edificios, construcciones y zonas urbanas. Grupo nº 6.

Los resultados de las curvas, ecuaciones, inclinaciones, ángulos, etc. se exponen directamente en el apartado de conclusiones. Tanto para Líneas LA 56 doble circuito, como para LA 110 SC y DC y LA 180 SC y DC.



4.6.- TIEPI Y NIEPI APLICADO A LÍNEAS Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE ALTA TENSIÓN

Tal y como se decía en 3.2.1.1.- el **TIEPI** viene definido por:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} \quad \{79\}$$

$\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (en kVA).

H_i = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia PI_i (en horas).

k = número total de interrupciones durante el período considerado.

Para entender el concepto de aplicación y su posible repercusión, supongamos cuatro centros de transformación, unidos tres de ellos (nº 1, 2 y 3) por una línea subterránea de alta tensión. Tres de ellos en serie y el último en punta y el nº 4 también en punta. Partiremos de las siguientes hipótesis:

- Las potencias aparentes las suponemos de 630, 400, 400 y 630 kVA, respectivamente.
- Suponemos también que el centro de transformación nº 2 tiene dos máquinas de 400 kVA.
- Que el centro de transformación nº 3 es de abonado y con una potencia contratada de 230 kVA.
- Y suponemos también que el centro nº 1 es de reparto.

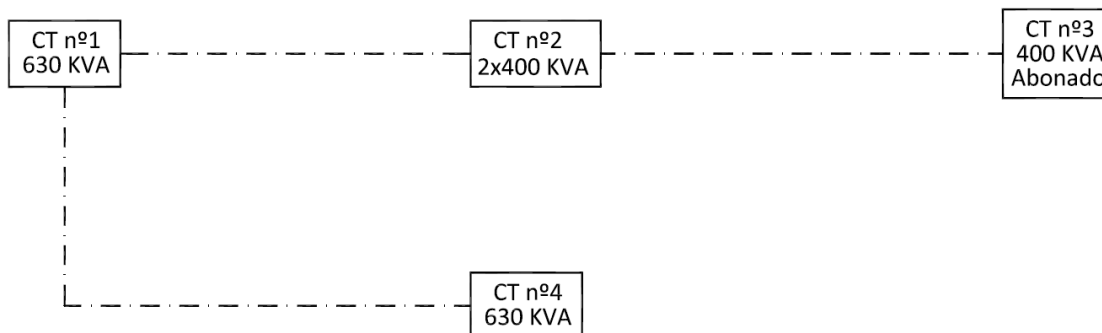


Figura 168. Simulación del TIEPI para una instalación simple de 4 centros de transformación y 5 máquinas.

Supongamos que tenemos una avería en la línea que va hasta el centro de transformación nº 3. Saltará el interruptor de la celda oportuna quizás en su propio centro de

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

transformación, pero supongamos que la avería es grande y salta el interruptor en el centro de transformación nº 1 y se quedaría sin servicio los tres centros de transformación y que la avería dura 20 minutos.

Vamos en este caso a calcular el **TIEPI** de nuestra pequeña distribución.

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} = \frac{(630 + 2 \cdot 400 + 230) \text{ KVA} \cdot \frac{1}{3} \text{ hora}}{630 + 2 \cdot 400 + 230 + 630} = 0,2416 \text{ horas}$$

Si observamos la tabla siguiente vemos que sería admisible ese corte de suministro tanto para zona urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa. Pero valoramos, por ejemplo que ese centro de transformación fuera de una gran superficie y que tuviera cámaras frigoríficas, o que fuera una industria y no sólo estuviera parada durante 20 minutos, sino luego los costes asociados y la puesta en marcha de la misma, con programaciones de cadenas de producción, supóngase que de una industria textil se tratara.

Por tanto se debería de poner un grupo electrógeno de reserva para ello. Sí que es cierto que el Real Decreto 842/2002^{CXLVII} nos dice que cuando sean locales de pública concurrencia es necesario instalar un grupo complementario, como podría ser un grupo electrógeno, pero hay establecimientos y públicos en los cuales no se está obligado a ello. En el caso de la gran superficie, quizás sea necesario su instalación, pero en la industria textil no.

ZONA	TIEPI (Horas)	Percentil 80 del TIEPI (Horas)	NIEPI (Número)
Zona Urbana	1.5	2.5	3
Zona Semiurbana	3.5	5	5
Zona Rural concentrada	6	10	8
Zona Rural dispersa	9	15	12

Tabla 54. Límite de TIEPI y NIEPI reglamentario. Real Decreto 1634/2006^{CXLVIII} [330]

Tal como veíamos el **NIEPI** es:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} \quad \{80\}$$

Donde:

^{CXLVII} Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. Publicado en B.O.E. núm. 224 de 18 de Septiembre de 2002.

^{CXLVIII} Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. Publicado en B.O.E. núm. 312 de 30 de Diciembre de 2006.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$\sum_{i=1}^k PI_i$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (en kVA).

k = número total de interrupciones durante el período considerado.

Si suponemos que la avería se ha producido 3 veces en un año, nos encontramos según [81] que:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} = \frac{(630 + 2 \cdot 400 + 230) \text{ KVA} \cdot 3 \text{ interrupciones}}{630 + 2 \cdot 400 + 230 + 630} = 2,175 \text{ inter.}$$

Como vemos también dentro de los valores dados para la Tabla 54, tanto para zona urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa. Otro detalle que se marca en la legislación vigente, es que no se tendrán en cuenta a ningún efecto las interrupciones de duración igual o inferior a 3 minutos. Esto es así, podemos tener muchos cortes de suministro, incluso todos los días, pero si son menores de 3 minutos, legalmente no podríamos reclamar y si quisiéramos reclamar, la pregunta sería ¿dónde?, ¿a quién?, al distribuidor o al comercializador, a la administración del estado, a la de la Comunidad Autónoma. Todas estas preguntas quedan resueltas en el punto 0

Tal y como podemos ver tanto el **TIEPI** y el **NIEPI** dejan a un lado las instalaciones de baja tensión. Puede que tenga un centro de transformación 150 suministros a viviendas, y no se tiene en cuenta esos cortes o mala **Calidad de Servicio**.

“Si la relación cliente-red se encuentra a nivel de salida de BT, ésta será la unidad de imputación para las interrupciones de BT. En el caso de que se pueda estimar razonablemente la afectación de las interrupciones a nivel de línea de BT, la imputación de las mismas se realizará a dicho nivel. Si esto no fuera posible la imputación se realizará a nivel de centro de transformación.

En el caso de suministros en BT, se puede realizar el cálculo de las indemnizaciones anuales en base a la topología de red que haya en ese momento.”

Seguidamente vamos a ver qué cantidades podríamos reclamar a la empresa distribuidora. Ello viene regulado en la Orden ECO/797/2002^{CXLIX} punto 12 [176].

La reglamentación dice que cuando se superen los valores de la Tabla 54 se hará un descuento en la facturación para cada uno de los conceptos, tarifas de acceso o la energía dejada de suministrar.

^{CXLIX} Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico. Publicado en B.O.E. núm. 89 de 13 de Abril de 2002.

4.6.1.- CLIENTES CUALIFICADOS

El descuento en la facturación, o dicho de otro modo la penalización que la empresa distribuidora debe de pagar al consumidor, tiene carácter anual, y se abonará en los tres meses siguientes al año natural en el que se han producido las incidencias.

“La factura, tanto de suministro como de peajes, en la que se proceda a realizar el descuento, deberá ser acompañada de una relación de todos y cada uno de los incidentes que han afectado a dicho suministro, especificando su duración, origen y las razones de su computo o no en el cálculo del referido descuento.”

Siguiendo con la Orden ECO/797/2002 [176] podemos leer que (...)

“No dan derecho a descuento en facturación las interrupciones programadas, de terceros y las de fuerza mayor, debidamente justificadas, así como las incidencias en zonas para las que se están elaborando o ejecutando Planes de Mejora de Calidad de Servicio y Electrificación y Mejora de la Calidad en el Ámbito Rural, siempre que hayan sido autorizados por el órgano competente de la Administración correspondiente.”

Cuando se hayan superado los umbrales reglamentarios, la fórmula del descuento en facturación para cada uno de los conceptos, tarifas de acceso o energía dejada de suministrar, es aquella cuyo resultado sea la mayor de las siguientes {81} y {82}.

Para **peajes o tarifas de acceso** será:

$$D_{1T} = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot P_f \cdot (T_I - U_T) \quad \{81\}$$

Donde:

D_{1T} = Es el descuento por tiempo de interrupción anual acumulado por peajes o tarifas de acceso.

FE = Término de facturación de energía tal como se define en el artículo 12.2 del Real Decreto 2820/1998 [331] de tarifas de acceso a las redes, emitida en el año anterior.

$E = \sum_{i=1}^6 E_i$ = Energía anual suministrada = Suma de la energía suministrada en cada uno de los períodos tarifarios y definidos en el Real Decreto 1164/2001 [332], por el que se establecen tarifas de acceso a la redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

P_f = Potencia media facturada en el año.

T_I = Tiempo de interrupción anual acumulado.

U_T = Umbral de tiempo reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$$D_{1N} = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot T_I \cdot \frac{(N_I - U_N)}{8} \quad \{82\}$$

D_{1N} = Es el descuento por número anual de interrupciones acumulado por peajes o tarifas de acceso.

FE = Término de facturación de energía tal como se define en el artículo 12.2 del Real Decreto 2820/1998 [331] de tarifas de acceso a las redes, emitida en el año anterior.

$E = \sum_{i=1}^6 E_i$ = Energía anual suministrada = Suma de la energía suministrada en cada uno de los períodos tarifarios y definidos en el Real Decreto 1164/2001 [332], por el que se establecen tarifas de acceso a la redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

T_I = Tiempo de interrupción anual acumulado.

N_I = Número anual de interrupciones acumulado.

U_T = Umbral de tiempo reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

Por la **energía que se deja de suministra** al cliente {83} y {84}:

$$D_{2T} = 5 \cdot p_f \cdot P_f \cdot (T_I - U_T) \quad \{83\}$$

Donde:

D_{2T} = Es el descuento por tiempo de interrupción anual acumulado por energía dejada de suministrar.

p_f = Precio final horario medio anual del kWh en el mercado de producción.

P_f = Potencia media facturada en el año.

T_I = Tiempo de interrupción anual acumulado.

U_T = Umbral de tiempo reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

$$D_{2N} = p_f \cdot P_f \cdot \frac{(N_I - U_N)}{8} \quad \{84\}$$

Donde:

D_{2N} = Es el descuento por número de interrupciones anual acumulado por energía dejada de suministrar.

p_f = Precio final horario medio anual del kWh en el mercado de producción.

P_f = Potencia media facturada en el año.

N_I = Número anual de interrupciones acumulado.

U_N = Umbral de número de interrupciones reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

4.6.2.- CLIENTES A TARIFA

Quando se superen los valores reglamentarias de **TIEPI** y **NIEPI** dados en la Tabla 54 se aplicarán las fórmulas siguientes, y se tomará la mayor de las siguientes:

$$D_T = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot P_f \cdot (T_I - U_T) \quad \{85\}$$

$$D_N = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot T_I \cdot \frac{(N_I - U_N)}{8} \quad \{86\}$$

Donde:

FE = Facturación de energía emitida en el año anterior tal como se establece en la Orden de 12 de enero de 1995 en la que se establecen las tarifas eléctricas.

E = Energía anual suministrada.

P_f = Potencia media facturada en el año.

T_I = Tiempo de interrupción anual acumulado.

N_I = Número anual de interrupciones acumulado.

U_T = Umbral de tiempo reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

U_N = Umbral de número de interrupciones reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

Con estas fórmulas reglamentarias, es de suponer que ningún cliente, aun siendo muy capacitado técnicamente, sabría qué es lo que una empresa distribuidora le tiene que indemnizar por no haber cumplido con los cortes máximos permitidos. Ya que ni siquiera dice la Orden ECO/797/2002 [176] lo que es **D_T** y **D_N**, que evidentemente son los descuentos **D_T** por el incumplimiento por el número de horas de interrupción con carácter anual y **D_N** por el incumplimiento debido al número de interrupciones. Reiteramos que en el caso del incumplimiento de ambos se tomará el mayor, dicho de otra manera el de mayor descuento o indemnización para el usuario.

Para el caso de un cliente a tarifa que haya superado el valor del tiempo en horas de interrupción **D_T** tendríamos que con carácter anual, se aplicará un descuento por interrupciones en la facturación del usuario o consumidor en una cantidad equivalente, al consumo de su potencia media anual facturada, por la diferencia entre el número de horas de interrupción del consumidor y el número de horas de interrupción reglamentarias, valorado en cinco veces el precio del kWh correspondiente a su tarifa contratada, con un tope máximo del 10% de su facturación anual.

Para cuando la compañía eléctrica incumple el descuento en la facturación anual del consumidor **D_N** sería el equivalente al consumo de su potencia media anual facturada por el número de horas de interrupción valoradas al precio del kWh correspondiente a su tarifa contratada por la diferencia entre el número real de interrupciones, menos el fijado reglamentariamente, dividida por ocho, con un tope máximo del 10% de su facturación anual.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En caso de discrepancia entre el **distribuidor y el consumidor** sobre los datos a tener en cuenta para la elaboración de los descuentos en las facturaciones, **resolverá el órgano competente en materia de Energía de la Administración Autonómica**, que tendrá derecho a consultar el registro de información utilizado por la empresa distribuidora.

En todos los supuestos en que se incumplan los indicadores de calidad individual, las empresas distribuidoras procederán a abonar al consumidor, por cada incumplimiento, en la primera facturación que se produzca, la mayor de las siguientes cantidades: 30 euros o el 10 % de la primera facturación completa.

Sin perjuicio de ello, el consumidor afectado por el incumplimiento de la **Calidad de Servicio** individual, podrá **reclamar, en vía civil**, la indemnización de los daños y perjuicios que dicho incumplimiento le haya causado.

No podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales.

En caso de discrepancia entre el distribuidor y el consumidor, o, en su caso el comercializador, sobre el cumplimiento de la calidad individual, resolverá el órgano competente en materia de Energía de la Administración Autonómica.

No se considerarán incumplimientos de calidad los provocados por causa de fuerza mayor o las acciones de terceros, siempre que la empresa distribuidora lo demuestre ante la Administración. En cualquier caso, no se considerarán como casos de fuerza mayor los que resulten de la inadecuación de las instalaciones eléctricas al fin que han de servir, la falta de previsión en la explotación de las redes eléctricas o aquellos derivados del funcionamiento mismo de las empresas eléctricas.

Asimismo, no podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se disponga.

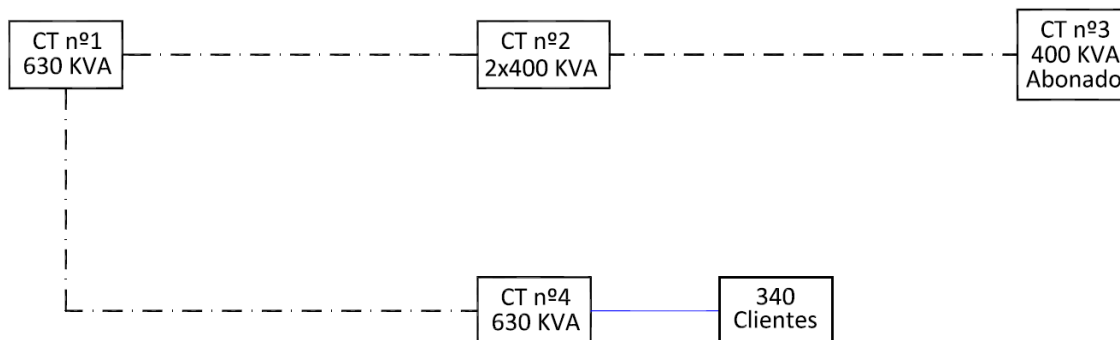


Figura 169. Ejemplo de penalización por incumplimiento del TIEPI y NIEPI en una distribuidora.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Siguiendo con el ejemplo anterior supongamos la Figura 169. Y que el centro de transformación nº 4 es de compañía y abastece a unos 340 clientes. Y suponemos también que a esos clientes se le “va la luz” 25 veces en un año y que la suma de todos los cortes (siempre mayores de 3 minutos) es de 20 horas a lo largo de todo el año.

Supongamos ahora una línea de alta tensión alimentada desde una subestación, a través de una celda de SF₆ como interruptor automático.

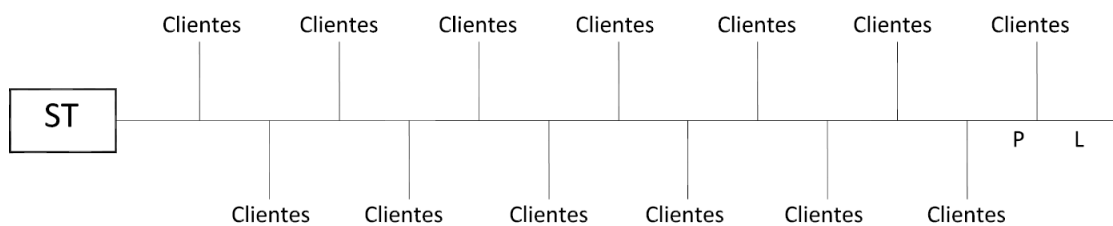


Figura 170. Modelización línea con una potencia total P y una longitud L y un determinado número de clientes.

Si suponemos (Figura 170) la LAMT con una longitud total L dada, una potencia total de P_T, unos cortes de suministro de unas potencias afectadas de P_{AFEC}, tanto en tiempo como en número α, así como un tiempo de reposición o duración del corte t, tendremos que el TIEPI de dicha instalación vendrá dado por:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} = \frac{P_{AFEC} \cdot \alpha \cdot L \cdot t}{P_{TOTAL}} = \alpha \cdot L \cdot t \quad \{87\}$$

Ya que en este caso el fallo lo tenemos en cabecera de la subestación ST.

Siendo:

$\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción *i* de duración H_i (en kVA).

H_i = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia P*l*_i (en horas).

k = número total de interrupciones durante el período considerado.

Pero si en esta misma línea instaláramos por ejemplo dos reconectores en un punto tal que la longitud por tramo 1/3 L Figura 171.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

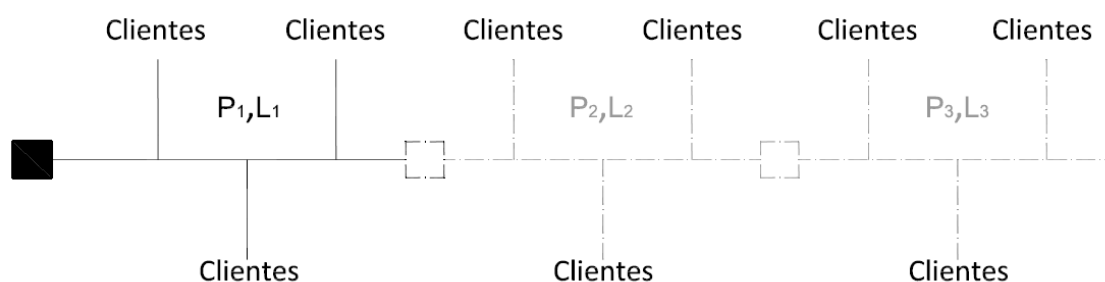


Figura 171. Modelización LAAT con dos reconfiguradores para una longitud total L y una potencia total P.

Una falta en la celda de la ST tendría como consecuencia la caída de la línea entera y estaríamos en el caso del punto anterior. Sin embargo, una caída del reconfigurador 1 y/o dos tendría diferentes comportamientos.



CAPÍTULO V

APLICACIONES DEL ESTUDIO Y MODELO

5.- APLICACIONES DEL ESTUDIO Y MODELO

5.1.- EVOLUCIÓN DE LA ZONA TIPO DE DISTRIBUCIÓN

El estudio e hipótesis planteado en la Tesis, lo vamos a aplicar a una empresa distribuidora hipotética e inventada (**EDHI en adelante**). Para ello, por no tomar una empresa distribuidora en concreto^{cl}. Se ha elegido una **EDHI** con menos de 100.000 clientes según Ley 24/2013 [29] y Real Decreto 1048/2013 [16], que figuraría en el Registro de Empresas Eléctricas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y en la Conselleria de Economía, Industria, Empleo y Turismo de la Comunitat Valenciana, con la inscripción R1-XXX. No se dan datos concretos de ubicación, etc., puesto que como decimos es una hipótesis, pero para llegar a las conclusiones necesarias, deben materializarse sobre un esquema de principio que sirva de guía en el tiempo, así como en una zona geográfica, ya que lo que queremos demostrar, es que en función de la tipología del terreno y del número de clientes, tiene variaciones significativas. Datos que nos serán necesarios para las conclusiones y aportaciones.

Para ello se parte de una red de distribución con 11 centros de transformación y un centro de seccionamiento y medida. Los centros de transformación, se suponen que cumplen tanto con la legislación actual [333] como en su caso, los centros de transformación antiguos sus correspondientes legislaciones con las cuales fueron autorizadas [334], así como las líneas aéreas de alta tensión [335].

Los centros de transformación, pueden distinguirse en centros de abonado y de la propia compañía eléctrica en la **EDHI**. Sus respectivos esquemas unifilares son lo indicados en la Figura 177 y siguientes.

Los centros de transformación objeto de estudio son del 1 al 11. Comenzaron a instalarse en 1974 y obtuvieron sus autorizaciones en 1975. La correspondencia entre potencias aparentes kVA, número de clientes y actas de puesta en marcha por la administración competente, potencia contratada, etc., quedan reflejadas en la Tabla 55.

^{cl} Materialmente, sería muy complejo por el tamaño de planos, etc.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

NÚMERO DE CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA ^{cu}
CTS	COMPAÑÍA	1975				
CT-01	COMPAÑÍA	1975	165	400	818,80	RC
CT-02	COMPAÑÍA	1975	330	800	1636,70	RC
CT-03	COMPAÑÍA	1975	253	630	1301,40	RC
CT-04	COMPAÑÍA	1990	330	800	1636,70	RC
CT-05	COMPAÑÍA	1990	166	400	822,13	RC
CT-06	COMPAÑÍA	2000	253	630	1301,40	RC
CT-07	ABONADO	2005	1	1260	818,80	RC
CT-08	COMPAÑÍA	2005	12	100	86,25	RD
CT-09	ABONADO	2005	1	50	30,20	RD
CT-10	COMPAÑÍA	2015	166	400	822,13	RC
CT-11	COMPAÑÍA	2017	25	400	143,75	RC
			1702	5870	9418,26	

Tabla 55. Tabla descriptiva total de los centros de transformación de la Empresa Distribuidora. 1975-2017.

Las líneas de alta tensión, comienzan en 1975 (Tabla 57), cuando suponemos que por diferentes motivos, la **EDHI** comienza como compañía distribuidora con menos de 100.000 clientes, aguas abajo de otra más grande. Se supone que en el punto frontera, el centro de transformación de reparto o seccionamiento lleva un contador de energía para poder facturar a dicha empresa **EDHI** por la empresa mayor, o aguas arriba.

LÍNEA	SECCIÓN mm ²	APS (AÑO)	AT / BT	AT LONGITUD m	BT LONGITUD m	TIPOLOGÍA	TITULAR	ZONA
Entrada CS	3x240	1975	AT	6380	0	Subterránea	Compañía	RC
Salida CS	3x240	1975	AT	5550	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 1	3x240	1975	AT	800	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 2	3x240	1975	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 3	3x240	1975	AT	180	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 4	3x150	1990	AT	600	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 5	3x150	1990	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 6	3x150	2000	AT	400	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 7	3x240	2005	AT	420	0	Subterránea	Abonado	RC
Nº 8	3x150	2005	AT	20	0	Subterránea	Compañía	RD
Nº 9	LA 56	2005	AT	400	0	Aérea	Compañía	RD
Nº 10	RV3x150+95	2005	BT	0	350	Subterránea	Compañía	RD
Nº 11	RZ3x150+80	2005	BT	0	200	Aérea	Compañía	RD
Nº 12	LA 56	2005	AT	851	0	Aérea	Abonado	RD
Nº 13	LA 56	2015	AT	1200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 14	3x240	2016	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 15	3x240	2016	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 16	3x240	2017	AT	2000	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 17	RV3x240+150	2017	BT	0	400	Subterránea	Compañía	RC
				19601	950			

Tabla 66. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión.

También se ha dividido la zona a estudiar de la **EDHI** a efectos de definir y aplicar la **Calidad de Servicio**. Hemos establecido una clasificación de zonas:

- **Zona Urbana.** Conjunto de municipios de una provincia con más de

^{cu} RC Rural concentrada. Real Decreto Rural dispersa. [176]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.

- **Zona Semiurbana:** Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.
- **Zona Rural:**
 - a. **Zona Rural Concentrada:** Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.
 - b. **Zona Rural Dispersa:** Conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

Suponemos nuestra **EDHI** con menos de 100.000 clientes y por su evolución llamada **crecimiento vegetativo**, en términos de la Ley 24/2013, divide en **zona rural concentrada** y **zona rural dispersa**.

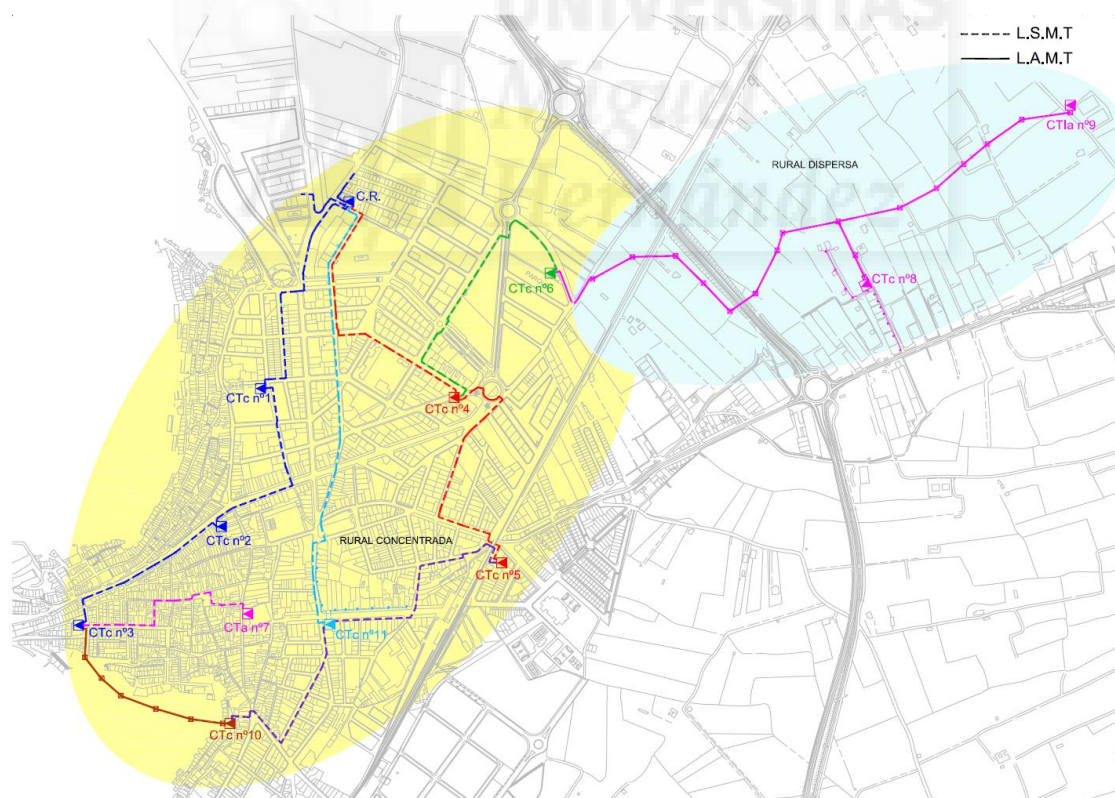


Figura 172. Evolución total por años de la zona de cálculo 1975-2017.

Para una mejor comprensión, se ha dividido las evoluciones vegetativas en zonas rurales dispersas y rurales concentradas de la **EDHI** y se ha dibujado un plano, señalando

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Año 2000.
 - 1 centro de transformación, el nº 6.
 - 1 línea de alta tensión, en este caso subterránea nº 6.
- Año 2005.
 - 3 centros de transformación nº 7 a 9.
 - 4 líneas de alta tensión, nº 7 a 9 y nº 12 y 2 líneas de baja tensión nº 10 y 11.
- Año 2015.
 - 1 centro de transformación nº 10.
 - 1 línea de alta tensión nº 13.
- Año 2017.
 - 1 centro de transformación nº 11.
 - 1 línea de alta tensión subterránea, nº 16.
 - 1 línea de baja tensión, nº 17.

5.1.1.- AÑO 1975

La distribuidora comienza con un centro de reparto en 1975, en una línea de entrada y salida de otra Empresa Distribuidora aguas arriba y predominante en la zona. En concreto se ha dibujado punto y raya para líneas subterráneas y trazo continuo para líneas aéreas. El color azul indica que se construyó la línea en años anteriores y se obtuvo el acta de puesta en servicio de la Administración Competente en materia de Industria y Energía en 1975. En concreto esta **EDHI** comenzó en 1.975 con 748 clientes, y con la construcción y explotación de 3 centros de transformación. La potencia instalada era de 1.830 kVA y la potencia contratada de 3.757 kVA (Tabla 56).

NÚMERO DE CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA ^{CLIII}
CTS	COMPAÑÍA	1975				
CT-01	COMPAÑÍA	1975	165	400	818,80	RC
CT-02	COMPAÑÍA	1975	330	800	1636,70	RC
CT-03	COMPAÑÍA	1975	253	630	1301,40	RC
			748	1830	3756,9	

Tabla 56. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 1975.

Respecto a las líneas de alta tensión se instalaron la entrada y salida al centro de seccionamiento y medida y tres líneas subterráneas para alimentar a los diferentes centros de transformación (Tabla 57).

^{CLIII} RC Rural concentrada. Real Decreto Rural dispersa. [176]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

LÍNEA	SECCIÓN mm ²	APS (AÑO)	AT / BT	AT LONGITUD m	BT LONGITUD m	TIPOLOGÍA	TITULAR	ZONA
Entrada CS	3x240	1975	AT	6380	0	Subterránea	Compañía	RC
Salida CS	3x240	1975	AT	5550	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 1	3x240	1975	AT	800	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 2	3x240	1975	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 3	3x240	1975	AT	180	0	Subterránea	Compañía	RC
				13110	0			

Tabla 57. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 1975.

En Figura 174 aparece en el plano ficticio lo que podría ser una distribución en una zona dada. En la cual, desde un principio, estaríamos en zona rural concentrada. El esquema de principio de la instalación, así como sus características técnicas aparecen en la Figura 175.

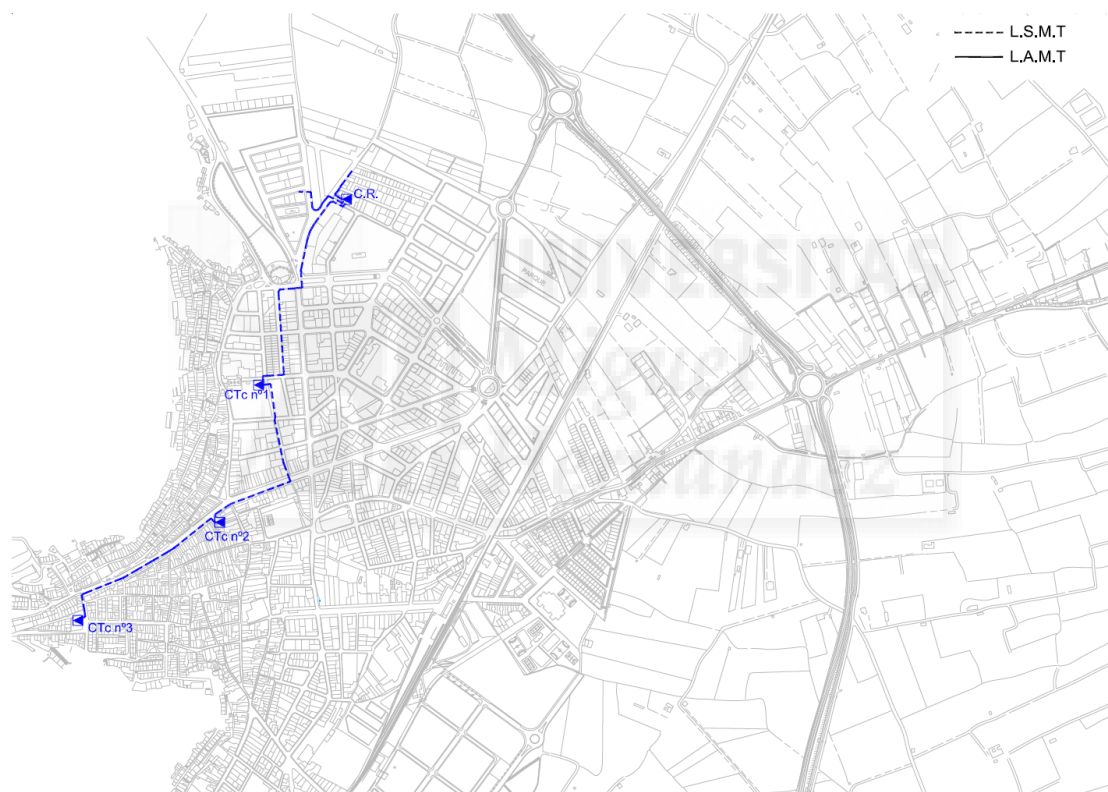


Figura 174. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 1975.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

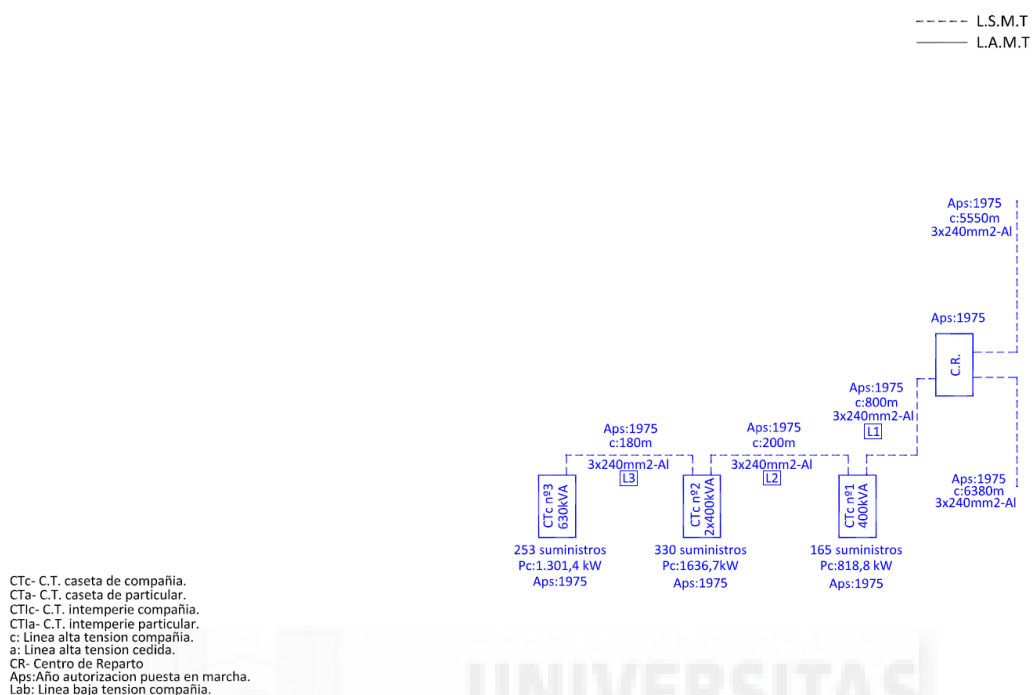


Figura 175. Esquema de principio de la red en 1975.

5.1.1.1.- CARACTERÍSTICAS CENTRO DE REPARTO

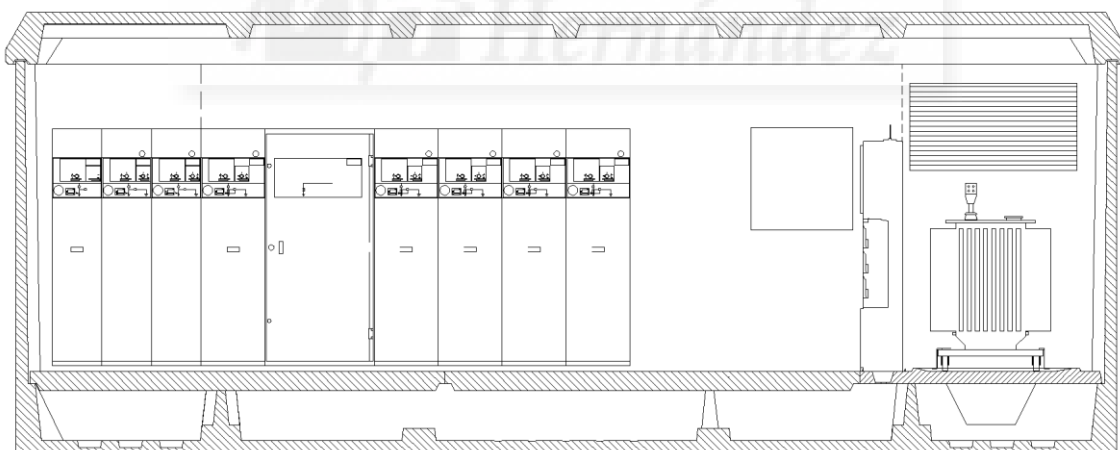


Figura 176 Vista en alzado del centro de transformación de seccionamiento o reparto.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

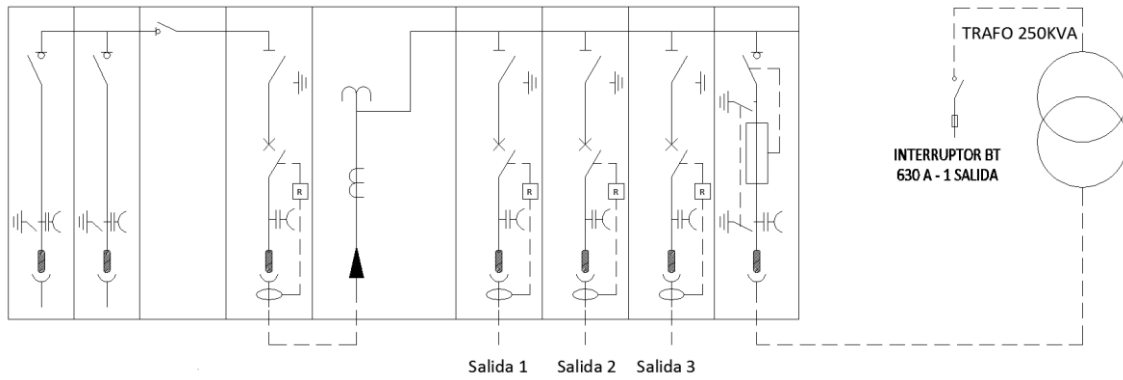


Figura 177. Esquema unifilar del centro de reparto.

5.1.1.2.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 1

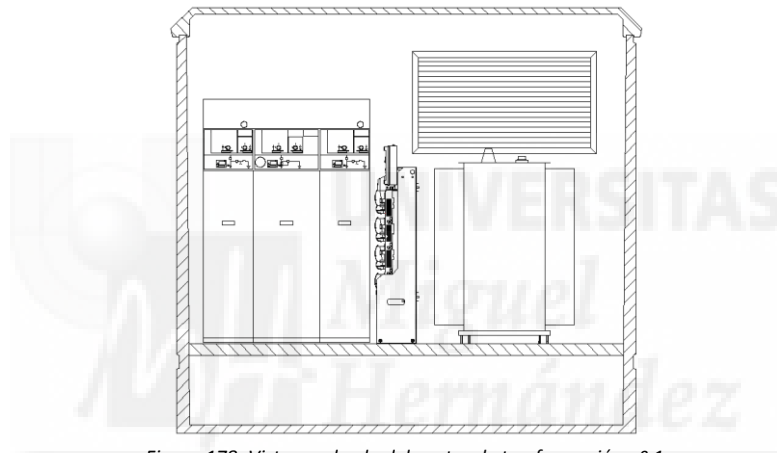


Figura 178. Vista en alzado del centro de transformación nº 1.

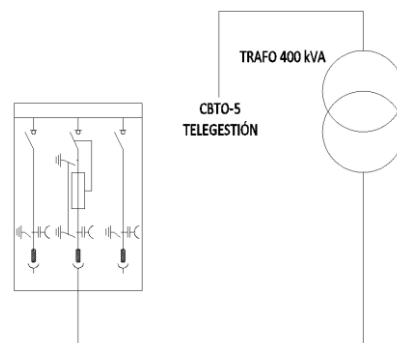


Figura 179. Esquema unifilar del centro de transformación nº 1.

5.1.1.3.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 2

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

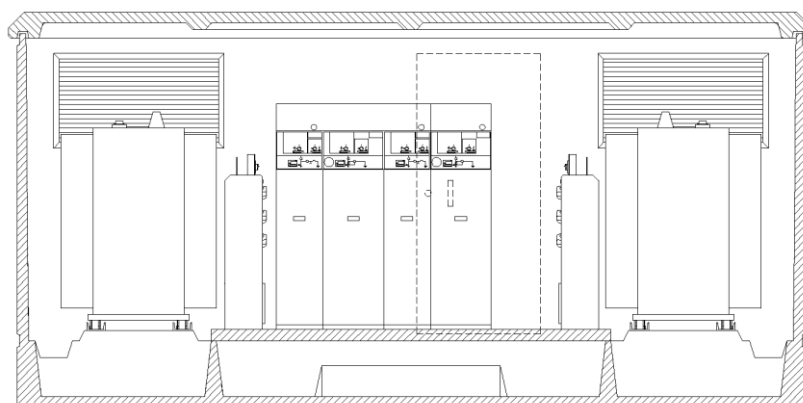


Figura 180. Vista en alzado del centro de transformación nº 2.

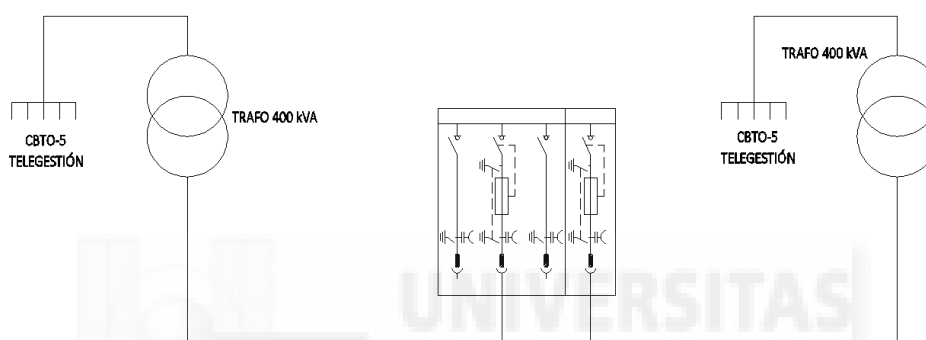


Figura 181. Esquema unifilar del centro de transformación nº 2.

5.1.1.4.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 3

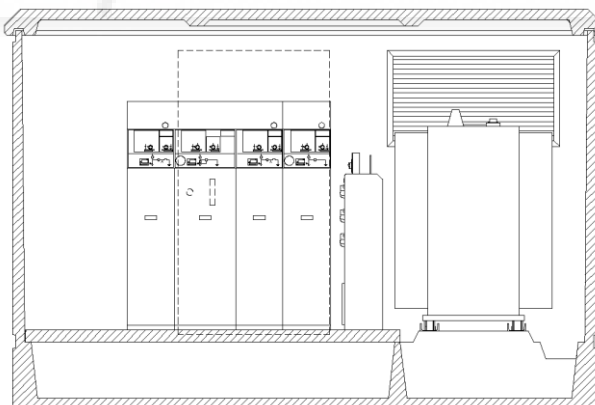


Figura 182. Vista en alzado del centro de transformación nº 3.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

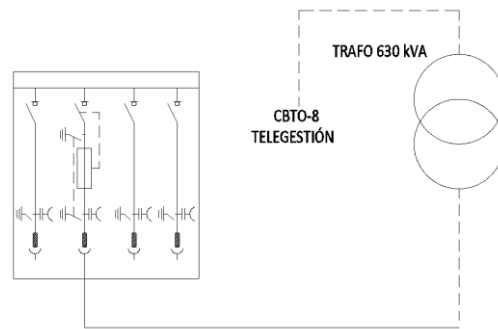


Figura 183. Esquema unifilar centro de transformación nº 3.

5.1.2.- AÑO 1990

La empresa hace una inversión en 1.990 en dos nuevos centros de transformación, llegando a tener 1.244 clientes y 3.030 kVA contratados. La potencia instalada asciende hasta 3.030 kVA. Y las redes de media tensión tienen una longitud de 13.910 m.

NÚMERO DE CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA ^{CLIV}
CTS	COMPAÑÍA	1975				
CT-01	COMPAÑÍA	1975	165	400	818,80	RC
CT-02	COMPAÑÍA	1975	330	800	1636,70	RC
CT-03	COMPAÑÍA	1975	253	630	1301,40	RC
CT-04	COMPAÑÍA	1990	330	800	1636,70	RC
CT-05	COMPAÑÍA	1990	166	400	822,13	RC
			1244	3030	6215,73	

Tabla 58. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 1.990.

LÍNEA	SECCIÓN mm ²	APS (AÑO)	AT / BT	AT LONGITUD m	BT LONGITUD m	TIPOLOGÍA	TITULAR	ZONA
Entrada CS	3x240	1975	AT	6380	0	Subterránea	Compañía	RC
Salida CS	3x240	1975	AT	5550	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 1	3x240	1975	AT	800	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 2	3x240	1975	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 3	3x240	1975	AT	180	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 4	3x150	1990	AT	600	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 5	3x150	1990	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
				13910	0			

Tabla 59. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 1.990.

^{CLIV} RC Rural concentrada. Real Decreto Rural dispersa. [176]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

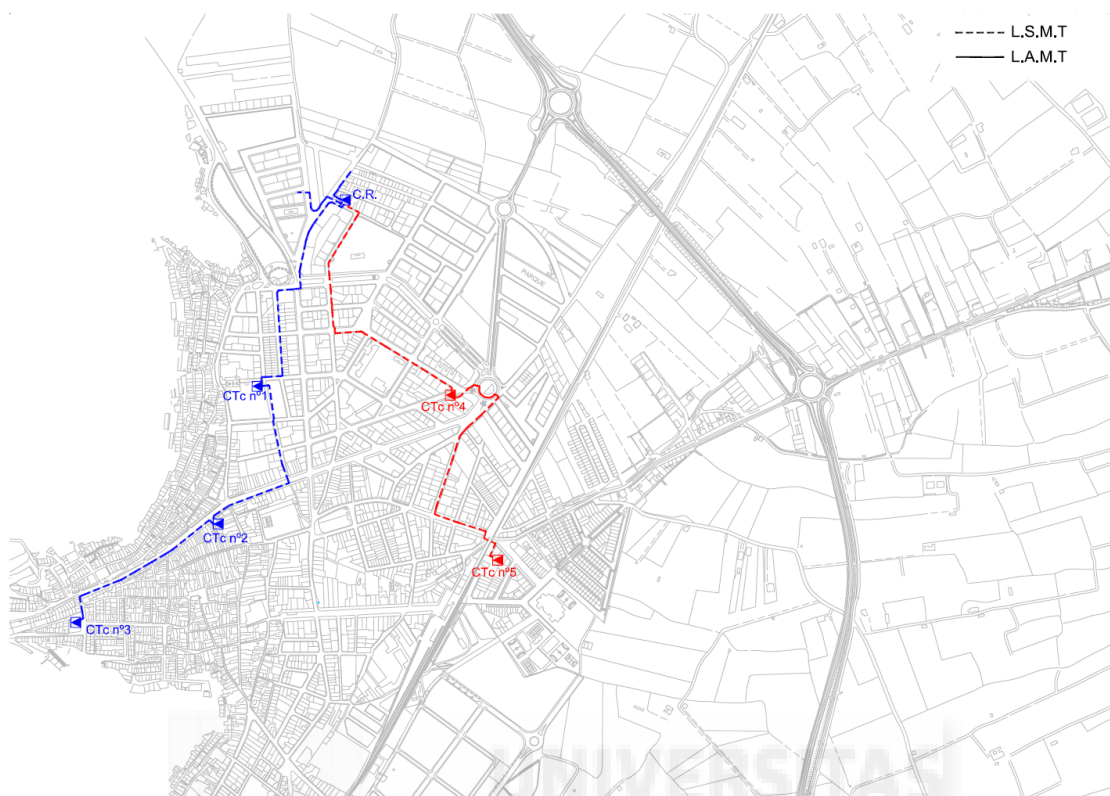


Figura 184. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 1990.

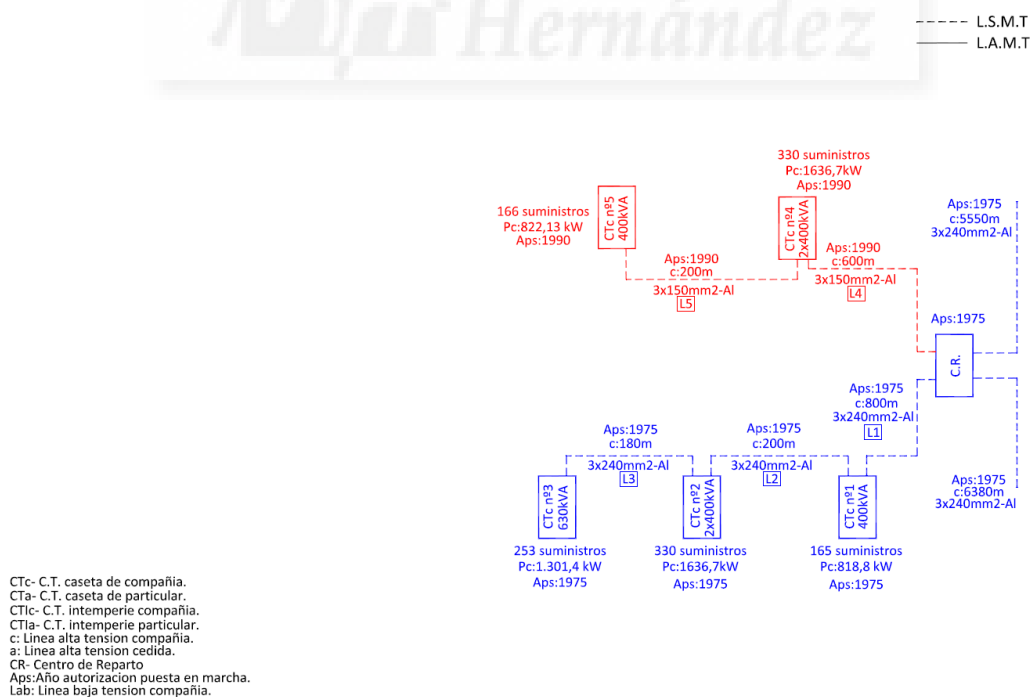


Figura 185. Esquema de principio 1990.

5.1.2.1.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 4

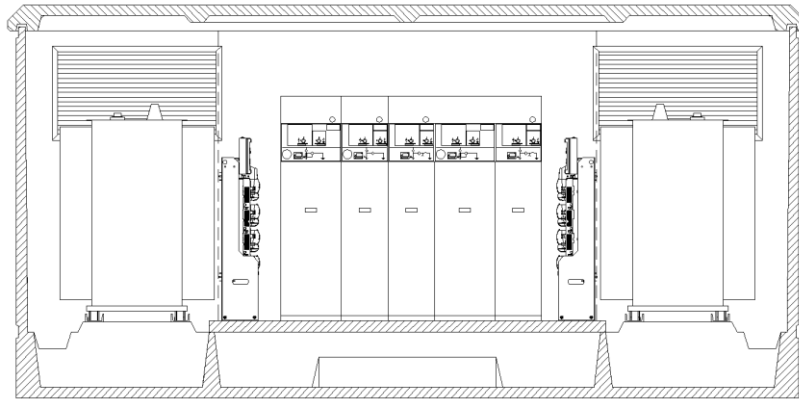


Figura 186. Vista en alzado del centro de transformación nº 4.

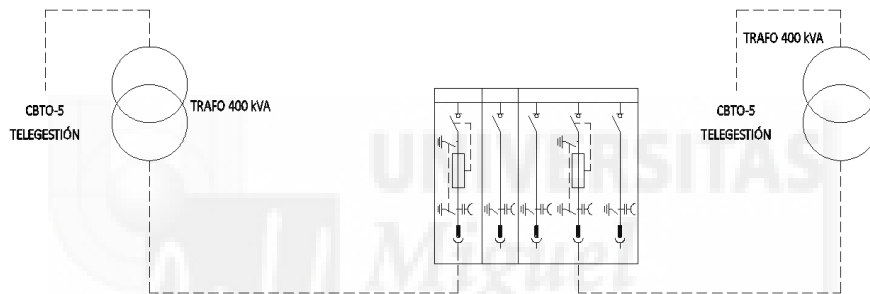


Figura 187. Esquema unifilar CT nº 4.

5.1.2.2.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 5

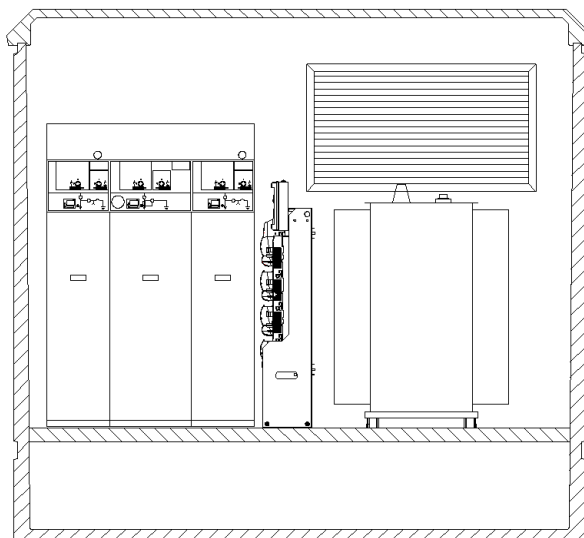


Figura 188. Vista en alzado del centro de transformación nº 5.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

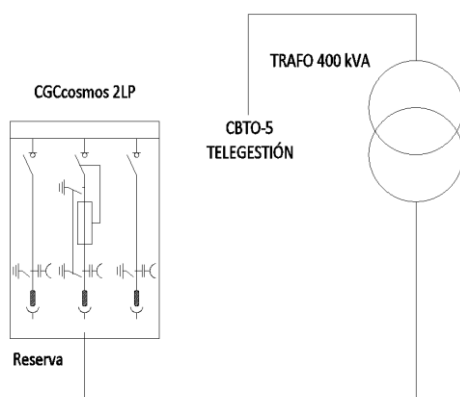


Figura 189. Esquema unifilar centro de transformación nº 5.

5.1.3.- AÑO 2000

La empresa hace una inversión en el año 2000 en un nuevo centro de transformación, en concreto de 630 kVA y en redes de media tensión 400 m. Obteniendo así los valores reflejados en Tabla 60 y Tabla 61.

NÚMERO DE CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA ^{clv}
CTS	COMPAÑÍA	1975				
CT-01	COMPAÑÍA	1975	165	400	818,80	RC
CT-02	COMPAÑÍA	1975	330	800	1636,70	RC
CT-03	COMPAÑÍA	1975	253	630	1301,40	RC
CT-04	COMPAÑÍA	1990	330	800	1636,70	RC
CT-05	COMPAÑÍA	1990	166	400	822,13	RC
CT-06	COMPAÑÍA	2000	253	630	1301,40	RC
			1497	3660		

Tabla 60. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 2000.

LÍNEA	SECCIÓN mm ²	APS (AÑO)	AT / BT	AT LONGITUD m	BT LONGITUD m	TIPOLOGÍA	TITULAR	ZONA
Entrada CS	3x240	1975	AT	6380	0	Subterránea	Compañía	RC
Salida CS	3x240	1975	AT	5550	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 1	3x240	1975	AT	800	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 2	3x240	1975	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 3	3x240	1975	AT	180	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 4	3x150	1990	AT	600	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 5	3x150	1990	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 6	3x150	2000	AT	400	0	Subterránea	Compañía	RC
				14310	0			

Tabla 61. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2000.

^{clv} RC Rural concentrada. Real Decreto Rural dispersa. [176]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

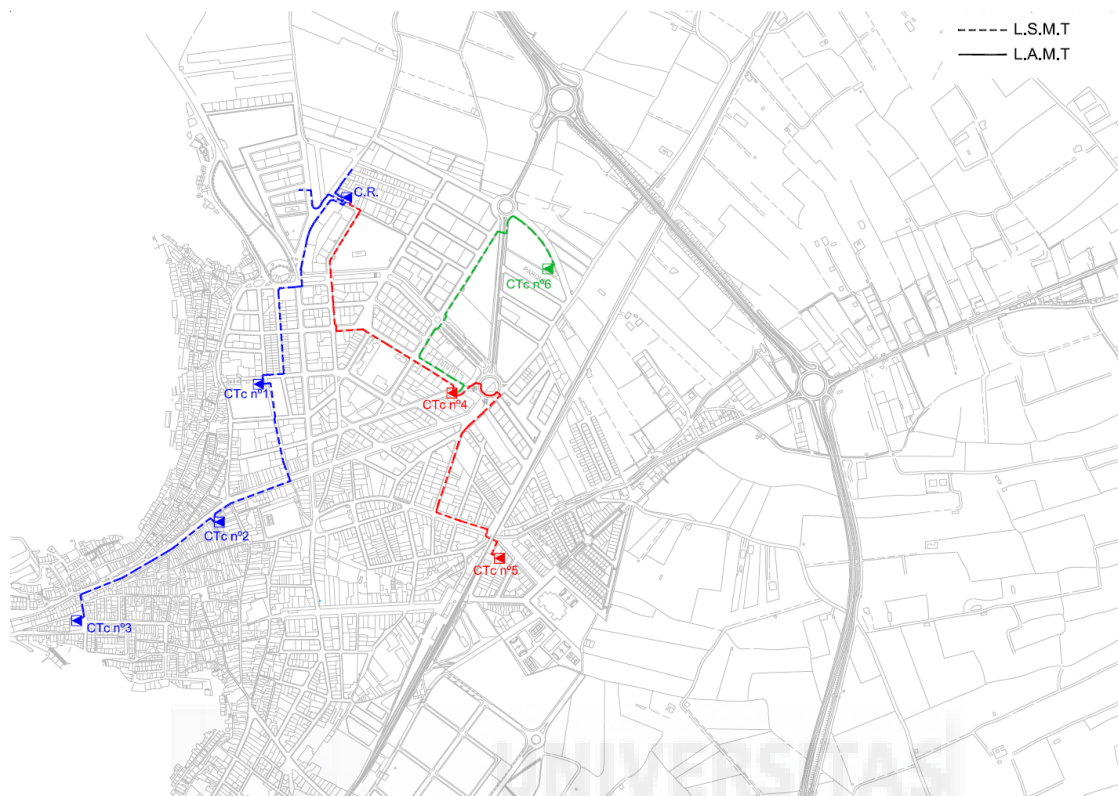


Figura 190. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2000.

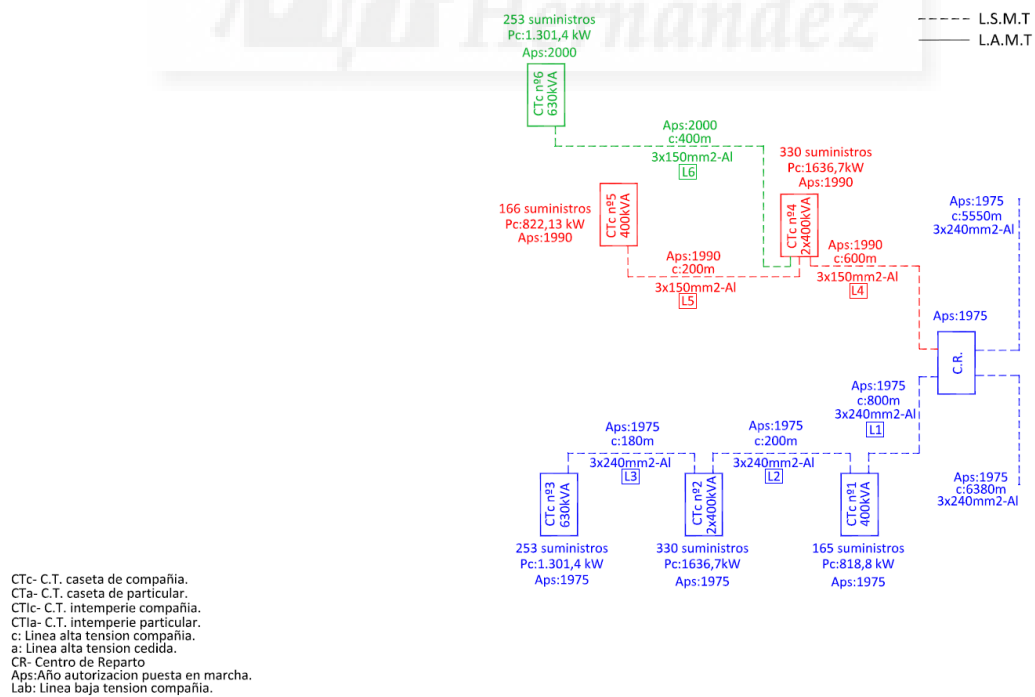


Figura 191. Esquema de principio de la red en 2000.

5.1.3.1.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 6

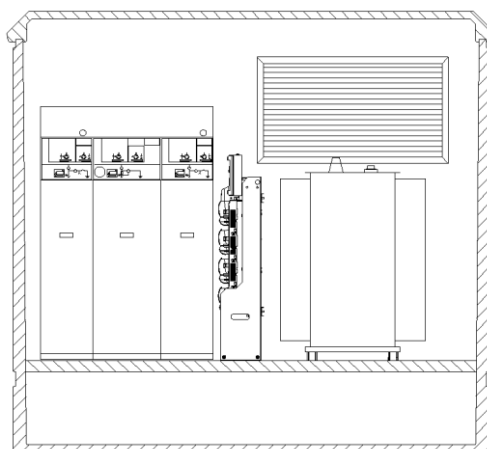


Figura 192. Vista en alzado del centro de transformación nº 6.

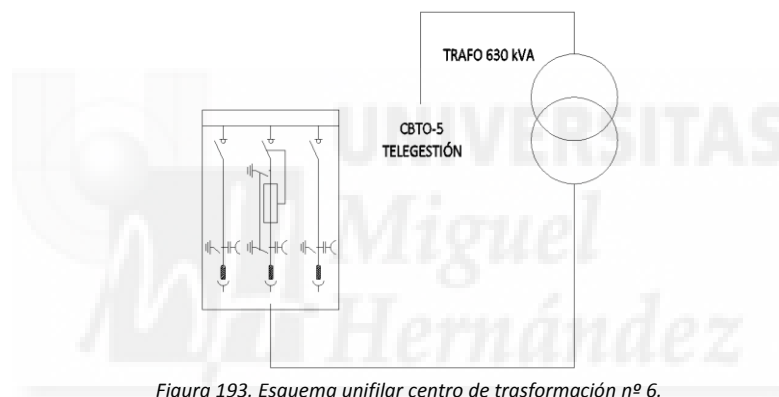


Figura 193. Esquema unifilar centro de transformación nº 6.

5.1.4.- AÑO 2005

La empresa distribuidora amplía su instalación hasta tener una potencia instalada o disponible de unos 5,1 MW, con 1.511 clientes y una potencia contratada de 8.452 kW. Ello se ha conseguido con la instalación de 3 nuevos centros de transformación y supondremos también, una ampliación de LABT^{CLVI} que posteriormente analizaremos para ver su repercusión con el Real Decreto 1048/2013^{CLVII} [320], de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica y luego su posterior repercusión económica.

^{CLVI} Líneas aéreas de baja tensión.

^{CLVII} Real Decreto 1048/2013 de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

NÚMERO DE CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA ^{CLVIII}
CTS	COMPAÑÍA	1975				
CT-01	COMPAÑÍA	1975	165	400	818,80	RC
CT-02	COMPAÑÍA	1975	330	800	1636,70	RC
CT-03	COMPAÑÍA	1975	253	630	1301,40	RC
CT-04	COMPAÑÍA	1990	330	800	1636,70	RC
CT-05	COMPAÑÍA	1990	166	400	822,13	RC
CT-06	COMPAÑÍA	2000	253	630	1301,40	RC
CT-07	ABONADO	2005	1	1260	818,80	RC
CT-08	COMPAÑÍA	2005	12	100	86,25	RD
CT-09	ABONADO	2005	1	50	30,20	RD
			1511	5070		

Tabla 62. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 2005.

LÍNEA	SECCIÓN mm ²	APS (AÑO)	AT / BT	AT LONGITUD m	BT LONGITUD m	TIPOLOGÍA	TITULAR	ZONA
Entrada CS	3x240	1975	AT	6380	0	Subterránea	Compañía	RC
Salida CS	3x240	1975	AT	5550	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 1	3x240	1975	AT	800	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 2	3x240	1975	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 3	3x240	1975	AT	180	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 4	3x150	1990	AT	600	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 5	3x150	1990	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 6	3x150	2000	AT	400	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 7	3x240	2005	AT	420	0	Subterránea	Abonado	RC
Nº 8	3x150	2005	AT	20	0	Subterránea	Compañía	RD
Nº 9	LA 56	2005	AT	400	0	Aérea	Compañía	RD
Nº 10	RV3x150+95	2005	BT	0	350	Subterránea	Compañía	RD
Nº 11	RZ3x150+80	2005	BT	0	200	Aérea	Compañía	RD
Nº 12	LA 56	2005	AT	851	0	Aérea	Abonado	RD
				16001	550			

Tabla 63. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2005.

^{CLVIII} RC Rural concentrada. Real Decreto Rural dispersa. [176]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

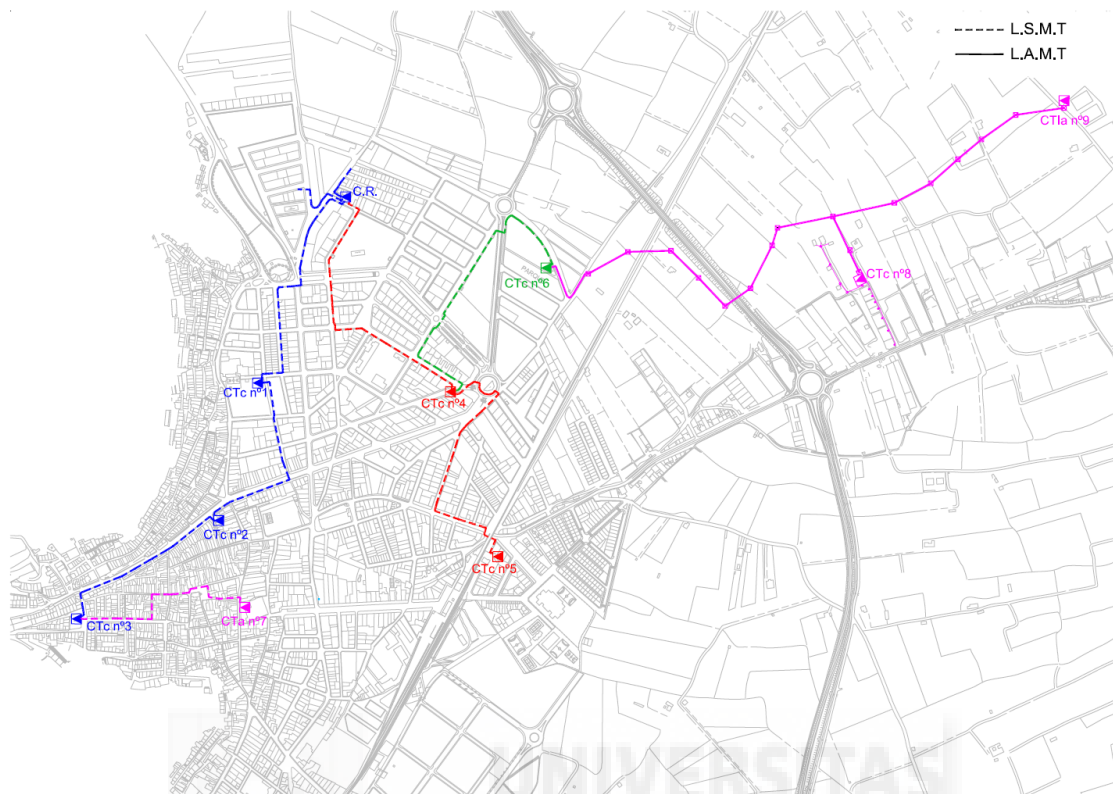


Figura 194. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2005.

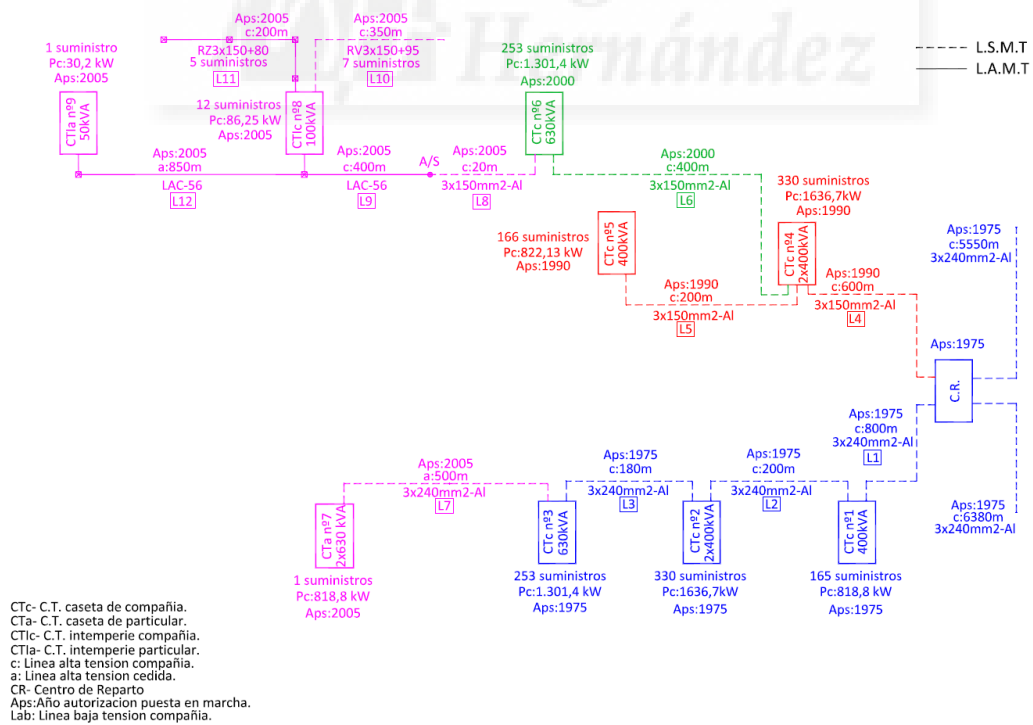


Figura 195. Esquema de principio 2005.

5.1.4.1.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 7

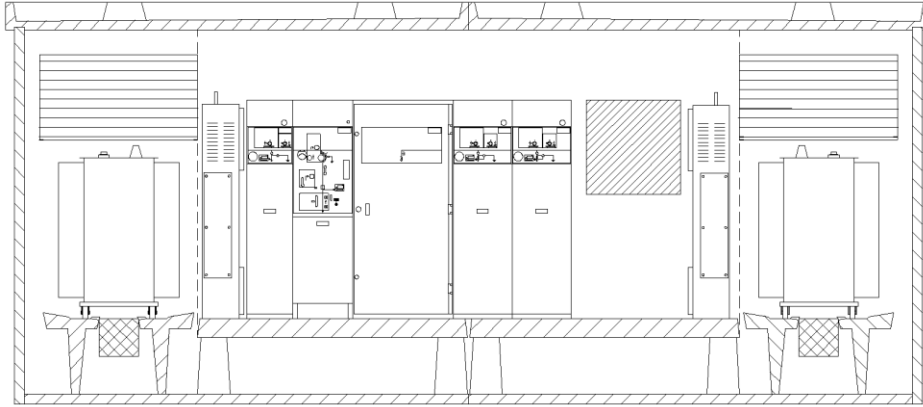


Figura 196. Vista en alzado del centro de transformación nº 7.

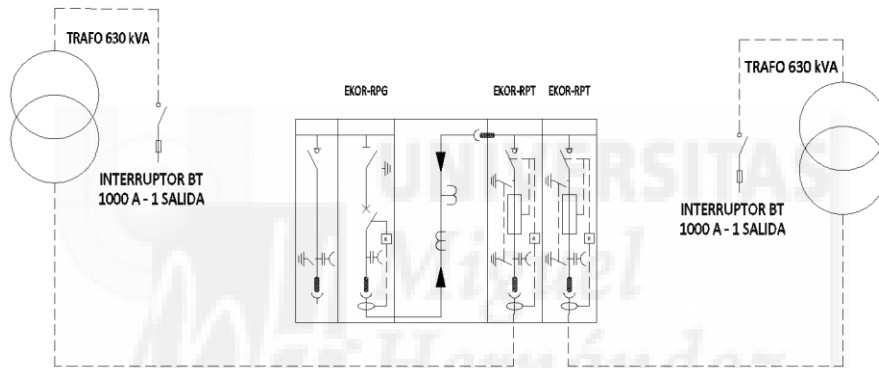


Figura 197. Esquema unifilar centro de transformación nº 7.

5.1.4.2.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 8

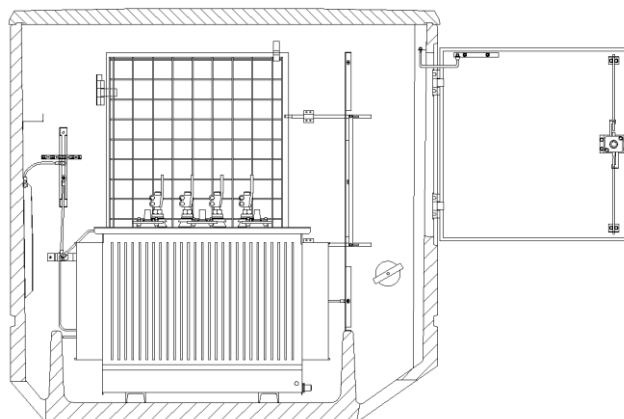


Figura 198. Vista en alzado del centro de transformación nº 8.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

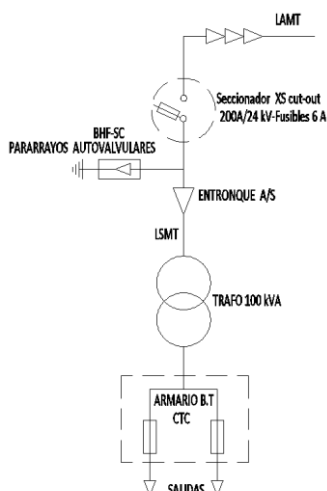


Figura 199. Esquema unifilar centro de transformación nº 8.

5.1.4.3.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 9

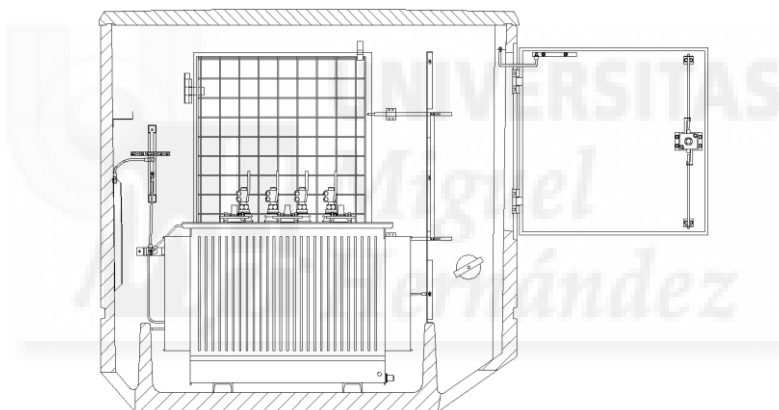


Figura 200. Vista en alzado del centro de transformación nº 9.

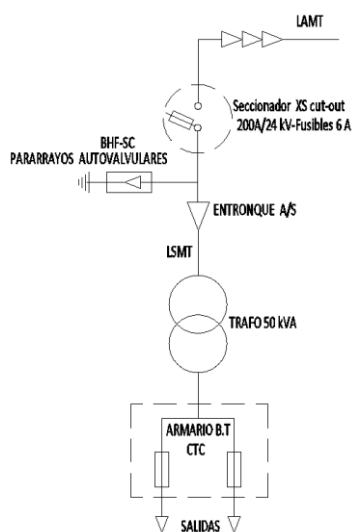


Figura 201. Esquema unifilar centro de transformación nº 9.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1.5.- AÑO 2015

La empresa decide implantar ya que tiene que alimentar, por necesidad, a 166 nuevos suministros con una línea de LA 56, a un centro de transformación con una potencia aparente de 400 kVA y con una potencia prevista de consumo de 822,13 KW.

NÚMERO DE CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA ^{CLIX}
CTS	COMPAÑÍA	1975				
CT-01	COMPAÑÍA	1975	165	400	818,80	RC
CT-02	COMPAÑÍA	1975	330	800	1636,70	RC
CT-03	COMPAÑÍA	1975	253	630	1301,40	RC
CT-04	COMPAÑÍA	1990	330	800	1636,70	RC
CT-05	COMPAÑÍA	1990	166	400	822,13	RC
CT-06	COMPAÑÍA	2000	253	630	1301,40	RC
CT-07	ABONADO	2005	1	1260	818,80	RC
CT-08	COMPAÑÍA	2005	12	100	86,25	RD
CT-09	ABONADO	2005	1	50	30,20	RD
CT-10	COMPAÑÍA	2015	166	400	822,13	RC
			1677	5470		

Tabla 64. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 2015.

LÍNEA	SECCIÓN mm ²	APS (AÑO)	AT / BT	AT LONGITUD m	BT LONGITUD m	TIPOLOGÍA	TITULAR	ZONA
Entrada CS	3x240	1975	AT	6380	0	Subterránea	Compañía	RC
Salida CS	3x240	1975	AT	5550	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 1	3x240	1975	AT	800	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 2	3x240	1975	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 3	3x240	1975	AT	180	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 4	3x150	1990	AT	600	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 5	3x150	1990	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 6	3x150	2000	AT	400	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 7	3x240	2005	AT	420	0	Subterránea	Abonado	RC
Nº 8	3x150	2005	AT	20	0	Subterránea	Compañía	RD
Nº 9	LA 56	2005	AT	400	0	Aérea	Compañía	RD
Nº 10	RV3x150+95	2005	BT	0	350	Subterránea	Compañía	RD
Nº 11	RZ3x150+80	2005	BT	0	200	Aérea	Compañía	RD
Nº 12	LA 56	2005	AT	851	0	Aérea	Abonado	RD
Nº 13	LA 56	2015	AT	1200	0	Subterránea	Compañía	RC
				17201	550			

Tabla 65. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2015.

^{CLIX} RC Rural concentrada. Real Decreto Rural dispersa. [176]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

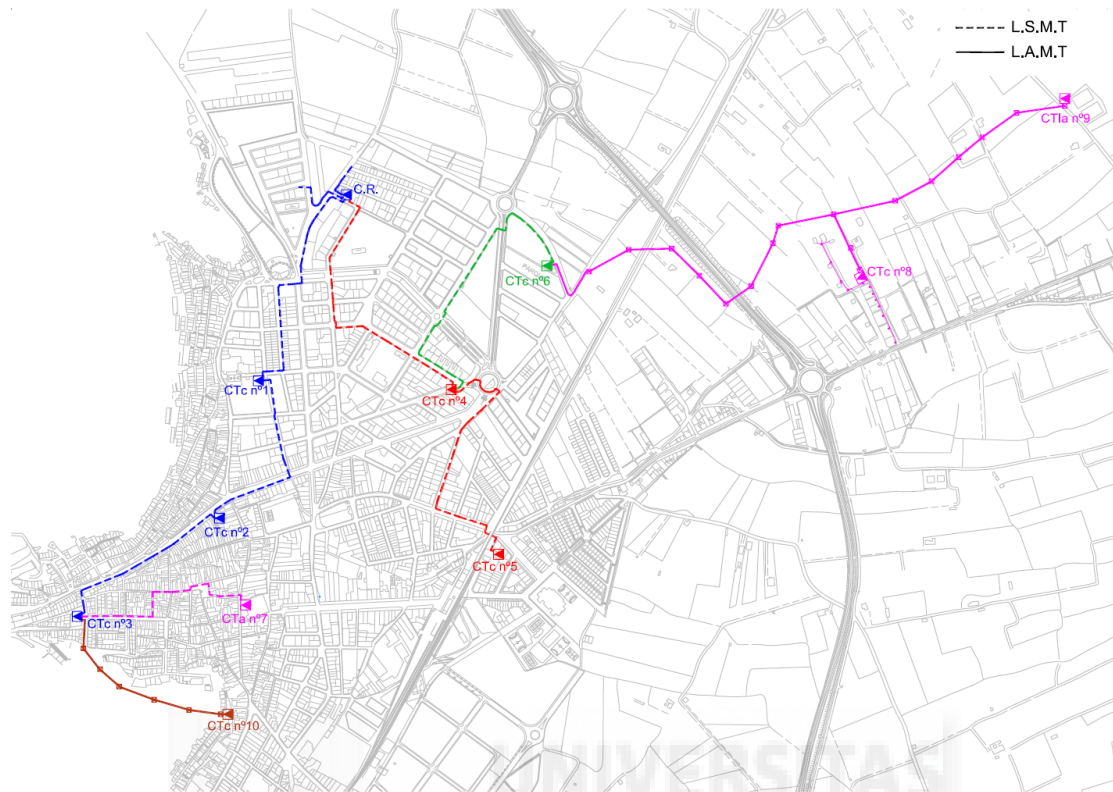


Figura 202. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2015.

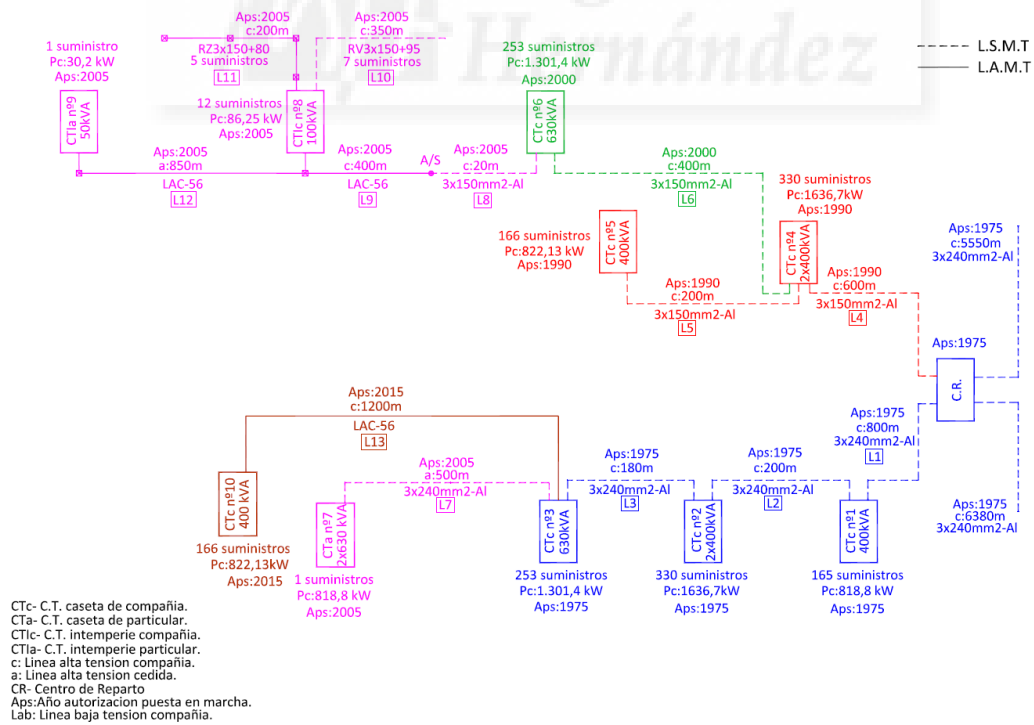


Figura 203. Esquema de principio en 2015.

5.1.5.1.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 10

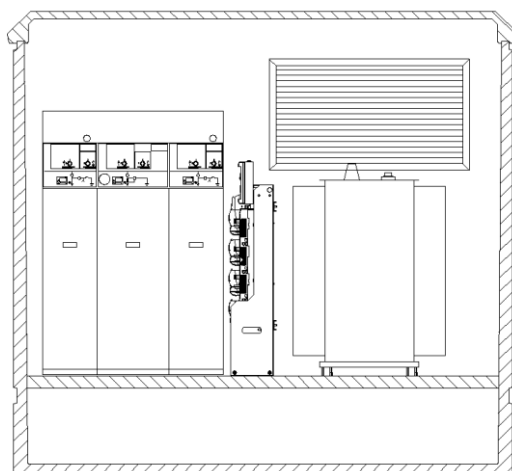


Figura 204. Vista en alzado del centro de transformación nº 10.

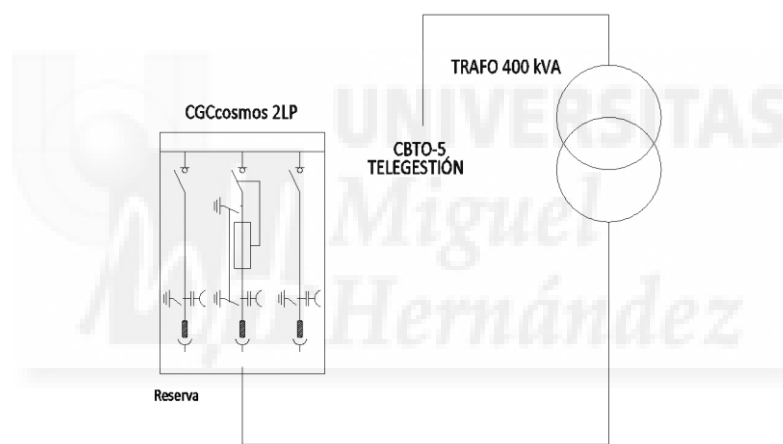


Figura 205. Esquema unifilar centro de transformación nº 10.

5.1.6.- AÑO 2016

En el año 2016 la **EDHI** invierte en una red subterránea, para cerrar anillo entre el centro nº 5 y el centro de reparto, la longitud total es de 400 m. Con ello, se mejorará sustancialmente la **Calidad de Servicio**, al poderle suministrar energía eléctrica desde dos puntos distintos.

NÚMERO DE CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA ^{CLX}
CTS	COMPAÑÍA	1975				
CT-01	COMPAÑÍA	1975	165	400	818,80	RC

^{CLX} RC Rural concentrada. Real Decreto Rural dispersa. [176]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

NÚMERO DE CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA ^{CLX}
CT-02	COMPAÑÍA	1975	330	800	1636,70	RC
CT-03	COMPAÑÍA	1975	253	630	1301,40	RC
CT-04	COMPAÑÍA	1990	330	800	1636,70	RC
CT-05	COMPAÑÍA	1990	166	400	822,13	RC
CT-06	COMPAÑÍA	2000	253	630	1301,40	RC
CT-07	ABONADO	2005	1	1260	818,80	RC
CT-08	COMPAÑÍA	2005	12	100	86,25	RD
CT-09	ABONADO	2005	1	50	30,20	RD
CT-10	COMPAÑÍA	2015	166	400	822,13	RC
			1677	5470		

Tabla 66. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 2016.

LÍNEA	SECCIÓN mm ²	APS (AÑO)	AT / BT	AT LONGITUD m	BT LONGITUD m	TIPOLOGÍA	TITULAR	ZONA
Entrada CS	3x240	1975	AT	6380	0	Subterránea	Compañía	RC
Salida CS	3x240	1975	AT	5550	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 1	3x240	1975	AT	800	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 2	3x240	1975	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 3	3x240	1975	AT	180	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 4	3x150	1990	AT	600	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 5	3x150	1990	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 6	3x150	2000	AT	400	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 7	3x240	2005	AT	420	0	Subterránea	Abonado	RC
Nº 8	3x150	2005	AT	20	0	Subterránea	Compañía	RD
Nº 9	LA 56	2005	AT	400	0	Aérea	Compañía	RD
Nº 10	RV3x150+95	2005	BT	0	350	Subterránea	Compañía	RD
Nº 11	RZ3x150+80	2005	BT	0	200	Aérea	Compañía	RD
Nº 12	LA 56	2005	AT	851	0	Aérea	Abonado	RD
Nº 13	LA 56	2015	AT	1200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 14	3x240	2016	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 15	3x240	2016	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
				17601	550			

Tabla 67. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2016.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

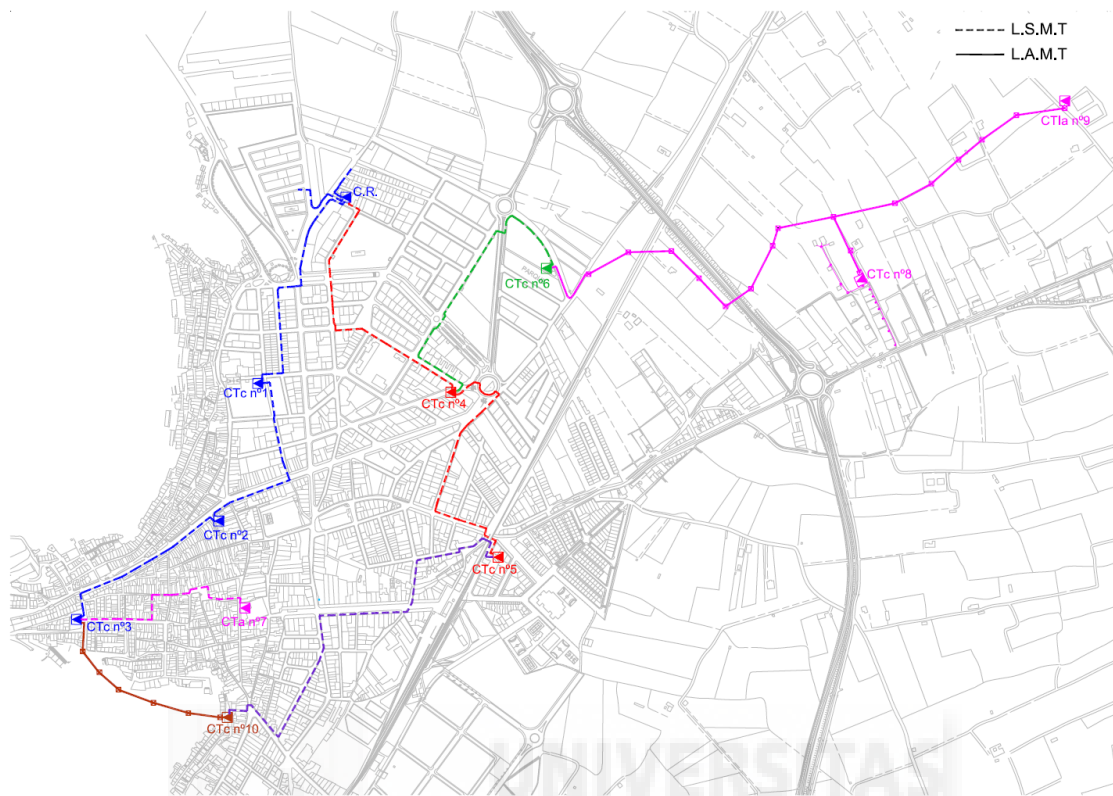


Figura 206. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2016.

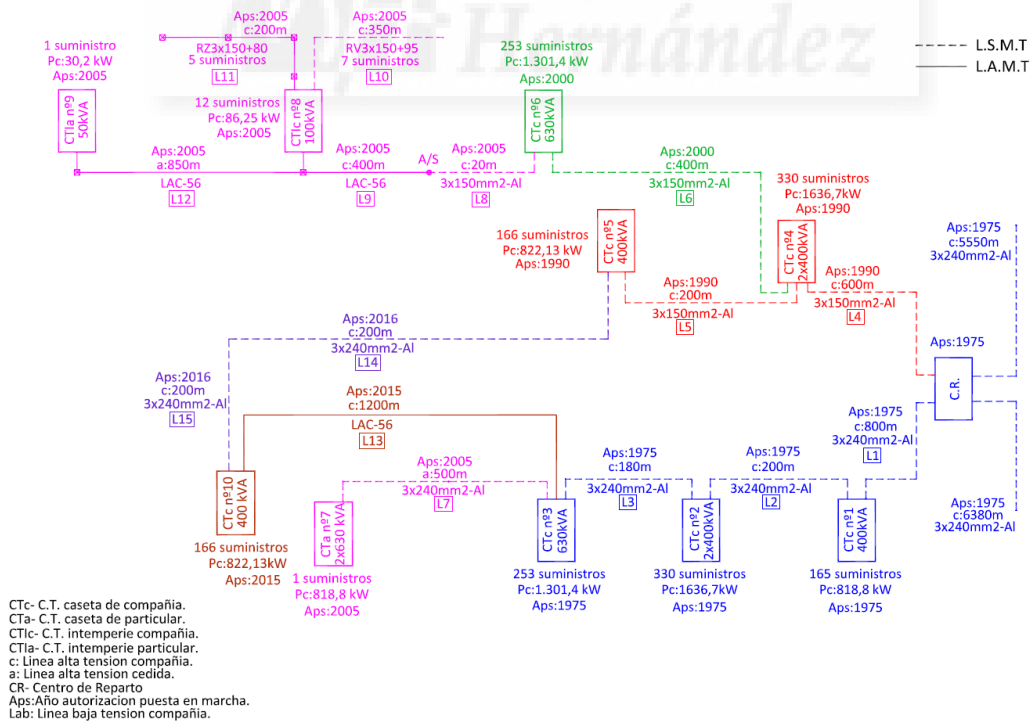


Figura 207. Esquema de principio en 2016.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1.7.- AÑO 2017

En 2017, la EDHI monta un nuevo centro de transformación, y una línea de media tensión, cerrando de nuevo el anillo con el centro de transformación nº 11. La línea subterránea es de gran longitud, en concreto de 2 km.

NÚMERO DE CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA ^{CLXI}
CTS	COMPAÑÍA	1975				
CT-01	COMPAÑÍA	1975	165	400	818,80	RC
CT-02	COMPAÑÍA	1975	330	800	1636,70	RC
CT-03	COMPAÑÍA	1975	253	630	1301,40	RC
CT-04	COMPAÑÍA	1990	330	800	1636,70	RC
CT-05	COMPAÑÍA	1990	166	400	822,13	RC
CT-06	COMPAÑÍA	2000	253	630	1301,40	RC
CT-07	ABONADO	2005	1	1260	818,80	RC
CT-08	COMPAÑÍA	2005	12	100	86,25	RD
CT-09	ABONADO	2005	1	50	30,20	RD
CT-10	COMPAÑÍA	2015	166	400	822,13	RC
CT-11	COMPAÑÍA	2017	25	400	143,75	RC
			1702	5870		

Tabla 68. Tabla descriptiva de los centros de transformación de la Empresa Distribuidora 2017.

LÍNEA	SECCIÓN mm ²	APS (AÑO)	AT / BT	AT LONGITUD m	BT LONGITUD m	TIPOLOGÍA	TITULAR	ZONA
Entrada CS	3x240	1975	AT	6380	0	Subterránea	Compañía	RC
Salida CS	3x240	1975	AT	5550	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 1	3x240	1975	AT	800	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 2	3x240	1975	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 3	3x240	1975	AT	180	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 4	3x150	1990	AT	600	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 5	3x150	1990	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 6	3x150	2000	AT	400	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 7	3x240	2005	AT	420	0	Subterránea	Abonado	RD
Nº 8	3x150	2005	AT	20	0	Subterránea	Compañía	RD
Nº 9	LA 56	2005	AT	400	0	Aérea	Compañía	RD
Nº 10	RV3x150+95	2005	BT	0	350	Subterránea	Compañía	RD
Nº 11	RZ3x150+80	2005	BT	0	200	Aérea	Compañía	RD
Nº 12	LA 56	2005	AT	851	0	Aérea	Abonado	RD
Nº 13	LA 56	2015	AT	1200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 14	3x240	2016	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 15	3x240	2016	AT	200	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 16	3x240	2017	AT	2000	0	Subterránea	Compañía	RC
Nº 17	RV3x240+150	2017	BT	0	400	Subterránea	Compañía	RC
				19601	950			

Tabla 69. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2017.

^{CLXI} RC Rural concentrada. Real Decreto Rural dispersa. [176]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

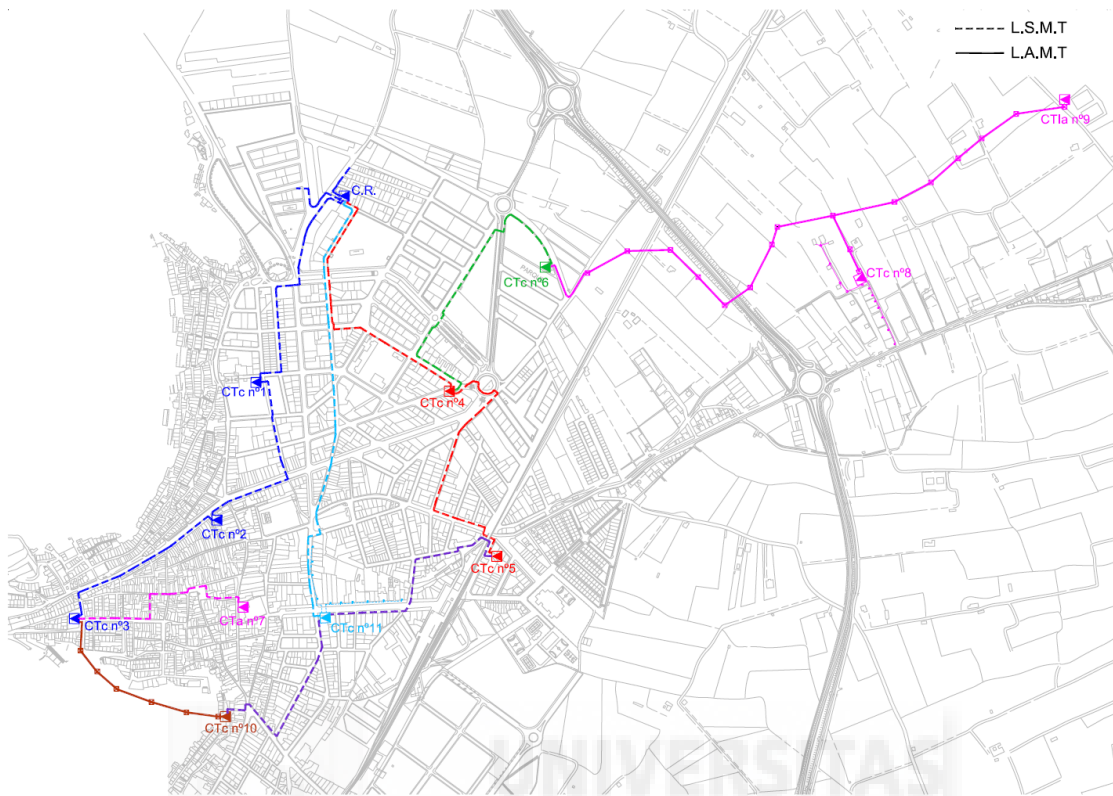


Figura 208. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2017.

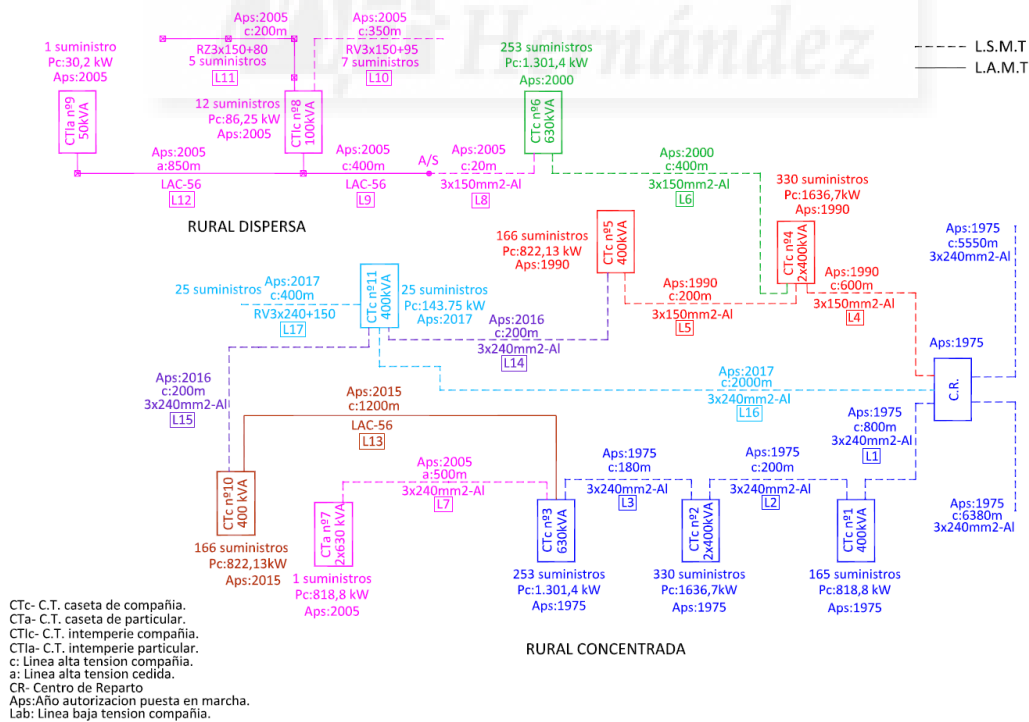


Figura 209. Esquema de principio en 2017.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1.7.1.- CENTRO TRANSFORMACIÓN 11

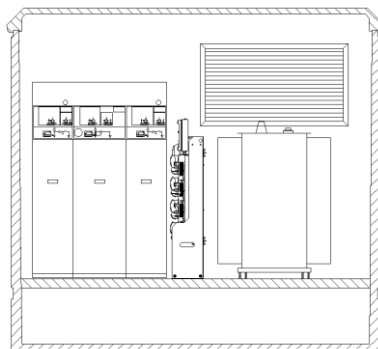


Figura 210. Vista en alzado del centro de transformación nº 11.

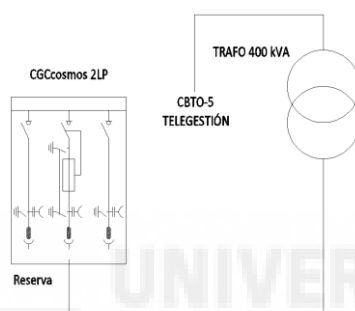


Figura 211. Esquema unifilar centro de transformación nº 11.

5.2.- JUSTIFICACIÓN DEL MODELO CÁTERA

Al objeto de poder realizar los cálculos correspondientes por aplicación de lo hasta aquí expuesto, los cálculos se han reunido sistematizándolos en una hoja de cálculo de forma que permita emitir un informe de resultados que se acompañara, para su aplicación a un supuesto conflicto de distribuidor de zona, o para un cálculo comparativo de los costes de instalación frente a los reconocidos precios unitarios según la **CNMC** para la retribución de las instalaciones a una distribuidora.

Se ha previsto, en principio, para el cálculo simultaneo de costes de tres supuestas compañías distribuidoras comparando los valores obtenidos con los de la **CNMC**.

Se expone a continuación el procedimiento utilizado, la sistemática de introducción de datos y los resultados obtenidos por aplicación de los cálculos a los datos recabados y a los estudios realizados ya expuestos con anterioridad.

Para la organización de los tipos de costes se ha tomado, como base de partida, la prevista en su informe por la **CNMC** y realizado para el cálculo de los costes de la retribución en distribución en el sector eléctrico, por ser un procedimiento ya conocido y aceptado en el sector y que es el siguiente:

LÍNEAS AÉREAS
LÍNEAS SUBTERRÁNEAS
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN
ST: POSICIONES DE SUBESTACIÓN
ST: TRAFOS, REACTANCIAS Y CONDENSADORES
EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD

Figura 212. Costes unitarios de los diferentes elementos de una compañía eléctrica.

Una vez introducidos los datos previstos por la **CNMC** para cada tipo de instalación la hoja calcula la valoración prevista por la **CNMC** de forma automática pero permitiendo además la incorporación de aquellos aspectos no considerados ofreciendo la posibilidad de un estudio de costes que permita tener en cuenta las **circunstancias específicas** de las instalaciones y el coste de las **expropiaciones** necesarias. Y permitiendo así una comparación directa entre las mismas.

5.2.1.- LÍNEAS AÉREAS

Se pueden analizar los costes de las líneas para cada distribuidora y por tramos según sus características.

En primer lugar se introducen al sistema las longitudes de los distintos tramos a evaluar para cada una de las distribuidoras, los valores se introducen en kilómetros de

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

aplicación directa de su tabla:

Código inventario	CINI	Tipología	Recorrido	Número de circuitos	Número de conductores	Valor unitario de referencia de inversión[VRI]
TI-1	E02120	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Simple	Simple x	175.204 €/km
TI-2	E02210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Simple	Dúplex	225.312 €/km
TI-3	E02210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Doble	Simple x	189.027 €/km
TI-4	E02220	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Doble	Dúplex	253.242 €/km
TI-5	E03110	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Simple	Simple x	121.302 €/km
TI-6	E03120	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Simple	Dúplex	164.215 €/km
TI-7	E03210	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Doble	Simple x	132.080 €/km
TI-8	E03220	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Doble	Dúplex	183.010 €/km
TI-9	E04110	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Aéreo	Simple	Simple x	68.172 €/km
TI-10	E04210	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Aéreo	Doble	Simple x	73.089 €/km
TI-11	E05110	LBT U < 1kV	Aéreo	Simple sobre postes	Simple x	27.347 €/km
TI-12	E05410	LBT U < 1kV	Aéreo	Simple sobre fachada	Simple x	15.327 €/km
TI-13	E05210	LBT U < 1kV	Aéreo	Doble sobre postes	Simple x	35.034 €/km
TI-14	E02710	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Doble	Simple x	1.141.853 €/km
TI-15	E02610	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Simple	Simple x	815.095 €/km
TI-16	E03710	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Doble	Simple x	878.285 €/km
TI-17	E03610	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Simple	Simple x	436.016 €/km
TI-18	E04710	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Subterráneo	Doble	Simple x	217.993 €/km
TI-19	E04610	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Subterráneo	Simple	Simple x	146.733 €/km
TI-20	E05710	LBT U < 1kV	Subterráneo	Doble	Simple x	78.583 €/km
TI-21	E05610	LBT U < 1kV	Subterráneo	Simple	Simple x	58.686 €/km

Figura 215. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos para Líneas de alta tensión aéreas y subterráneas.

No obstante se han incorporado a dicha estructura de cálculo los costes específicos no considerados en la misma y ya tratados con anterioridad, que se exponen a continuación:

- El tipo de zona por donde discurren.
- El número de afecciones que se encuentran en su traza según los tipos ya analizados.
- El número de cambios de orientación desglosado por grupos que sufre en su trazado.
- El número de cambios de inclinación necesarios en el mismo también según los grupos ya analizados

Estos datos se introducen en el área prevista al efecto:

4.1.1*	EDH11	EDH12	EDH13	LÍNEAS AÉREAS											Periodo de Amortización				Conduc-tores		
	Longitudes de Líneas Aéreas Simples 36 kV ≥ U ≥ 1 kV			Zona	Nº de Afecciones						Cambios de Alineación			Cambios de Inclinación							
					G1	G2	G3	G4	G5	G6	20-50	60-80	90-120	>120	6-21º	27-30º	33-49º	53-57º			
	25,00 km			Zona "A" (de 0 a 500 mts)	1	1	1	1		2		1	3	2	2					LA-56 DC	
		13,00 km		Zona "B" (de 500 a 1.500 mts)	5	1	3	2				6	5	5		1	8			LA-56 DC	
			15,00 km	Zona "A" (de 0 a 500 mts)	3	6	5	5		1	8	4				1	5			LA-56 DC	
	2,00 km			Zona "C" (más de 1.500mts)	1	4					1	5	1	3	1	1			9	2	LA-56
		12,36 km		Zona "A" (de 0 a 500 mts)	4	1	3	1	1		9	2			1	2	4			LA-56	
			15,24 km	Zona "A" (de 0 a 500 mts)	6	2		1		2	4		5		1					LA-56	

Figura 216. Número de afecciones en el trazado de la línea.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

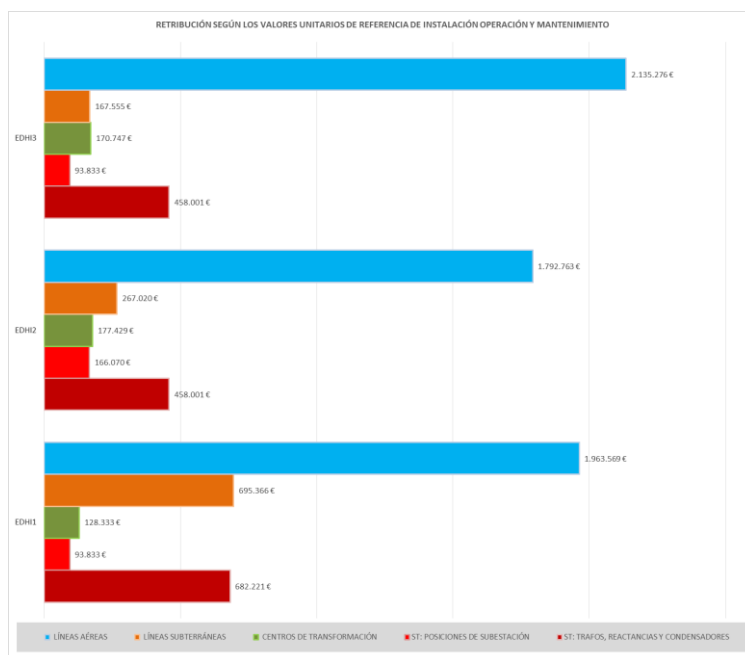


Figura 223. Comparativa de los costes por partidas retributivas.

Cálculo de la Retribución según los Valores Unitarios de Referencia de: Instalación Operación y Mantenimiento

	EDH1	EDH2	EDH3
4.1.1 LÍNEAS AÉREAS	1.963.569 €	1.792.763 €	2.135.276 €
4.1.2 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS	695.366 €	267.020 €	167.555 €
4.1.3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	128.333 €	177.429 €	170.747 €
4.1.4 ST: POSICIONES DE SUBESTACIÓN	93.833 €	166.070 €	93.833 €
4.1.5 ST: TRAFOS, REACTANCIAS Y CONDENSADORES	682.221 €	458.001 €	458.001 €

Figura 224. Resultado de los costes de la retribución al sistema de las posibilidades de asignación.

La aplicación del cálculo descrito y la atención a las características específicas de cada zona y tipo de instalación permitiría no solo un reparto retributivo que tuviera en cuenta el esfuerzo inversor de una forma más adecuada a la realidad, lo cual ya sería por si solo muy positivo, sino que además consideraría la **afección real total** que deberá asumir el sistema en su conjunto (y no solo las empresas distribuidoras), lo que es un imperativo legal, y que con el actual procedimiento no queda garantizado al obviarse los costes de las expropiaciones y servidumbres que sean necesarios según cual sea solución elegida.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esta conversión supone, no solo una mera valoración económica, sino la comprensión profunda de las distintas fases de los proyectos de ejecución, autorización y puesta en servicio de este tipo de instalaciones y aunque podrían estimarse y basados en la experiencia podrían procurar valores aproximados a la realidad, serían siempre aproximados, y ello por diversos motivos: los precios de las materias primas cambian, la economía cambia cíclicamente, las instalaciones realizadas lo han sido, y lo serán en el futuro, en distintos momentos por distintas empresas con diversos gastos generales y diferentes estructuras y objetivos económicos, y si, como se pretende, el objetivo es obtener una herramienta que resista a la obsolescencia y que sea adaptable al paso del tiempo y extrapolable. Se hace necesario vincularla a la evolución de los costes realmente habidos, previendo la posibilidad de una actualización sencilla, y no a los estimados en un momento y condiciones determinadas.

Se hace por ello necesario en este punto acudir a datos oficialmente publicados sobre la valoración de este tipo de instalaciones. La **CNMC** dispone y publica los datos de valoración de este tipo de instalaciones que ya contrastados con las principales empresas del sector realizados al objeto del cálculo de las retribuciones a la distribución.

Estos datos de la **CNMC**, basados en instalaciones reales en funcionamiento, deberán ser publicados de forma actualizada en un futuro, lo cual proporciona una base de partida veraz y con la capacidad para corregir desviaciones futuras que pudieran apreciarse, por posibles avances en la técnica y variaciones económicas.

A continuación se reproducen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y Mantenimiento ofrecidos a 31/12/13 por la **CNMC** para las líneas aéreas y subterráneas:

Código inventario	CINI	Tipología	Recorrido	Número de circuitos	Número de conductores	Valor unitario de referencia de inversión[VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento[VROM]
TI-1	E02120	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Simple	Simplex	175.204 €/km	1.818 €/km y año
TI-2	E02210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Simple	Dúplex	225.312 €/km	2.338 €/km y año
TI-3	E02210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Doble	Simplex	189.027 €/km	1.962 €/km y año
TI-4	E02220	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Doble	Dúplex	253.242 €/km	2.628 €/km y año
TI-5	E03110	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Simple	Simplex	121.302 €/km	1.259 €/km y año
TI-6	E03120	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Simple	Dúplex	164.215 €/km	1.704 €/km y año
TI-7	E03210	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Doble	Simplex	132.080 €/km	1.371 €/km y año
TI-8	E03220	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Doble	Dúplex	183.010 €/km	1.899 €/km y año
TI-9	E04110	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Aéreo	Simple	Simplex	68.172 €/km	707 €/km y año
TI-10	E04210	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Aéreo	Doble	Simplex	73.089 €/km	758 €/km y año
TI-11	E05110	LBTU < 1kV	Aéreo	Simple sobre postes	Simplex	27.347 €/km	284 €/km y año
TI-12	E05410	LBTU < 1kV	Aéreo	Simple sobre fachada	Simplex	15.327 €/km	159 €/km y año
TI-13	E05210	LBTU < 1kV	Aéreo	Doble sobre postes	Simplex	35.034 €/km	364 €/km y año
TI-14	E02710	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	1.141.853 €/km	11.850 €/km y año
TI-15	E02610	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	815.095 €/km	8.459 €/km y año
TI-16	E03710	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	878.285 €/km	9.114 €/km y año
TI-17	E03610	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	436.016 €/km	4.525 €/km y año
TI-18	E04710	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Subterráneo	Doble	Simplex	217.993 €/km	2.262 €/km y año
TI-19	E04610	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Subterráneo	Simple	Simplex	146.733 €/km	1.523 €/km y año
TI-20	E05710	LBTU < 1kV	Subterráneo	Doble	Simplex	78.583 €/km	815 €/km y año
TI-21	E05610	LBTU < 1kV	Subterráneo	Simple	Simplex	58.686 €/km	609 €/km y año

Figura 226. Costes para para las líneas aéreas y subterráneas. CNMC.

Lo que se pretende es incorporar a estos datos el contenido del estudio hasta ahora realizado, al objeto de ofrecer la posibilidad de considerar las singularidades de unas u otras líneas y de permitir el cálculo justificado de los costes que suponen para el sistema en cada caso concreto de una forma sistematizada y sencilla en base a estos datos contrastados.

Para incorporar el contenido de estas valoraciones oficiales publicadas en los informes a nuestro cálculo de costes se ha procedido en la forma siguiente:

Dado que las instalaciones pueden realizarse en zona A, B, o C. y que **lo publicado no distingue entre ellas**, siendo la zona B la intermedia, podrían en principio corresponder a esta en nuestro cálculo las valoraciones ofrecidas, permitiendo, a la herramienta informática desarrollada y por aplicación de la parametrización realizada, el cálculo de los **incrementos y disminuciones** que correspondan a las zonas A y C.

Ajuste de “**cero**” inicial de la aplicación de cálculo de costes:

1. Al objeto de la incorporación de los datos se han introducido en la hoja de cálculo dos parámetros variables a voluntad cuyo cometido es procurar el coste de instalaciones y obras civiles, convirtiendo los pesos analizados a lo largo del estudio en su valoración económica instalada se deberán ajustar los mismos para que nuestro sistema proporcione el valor determinado por la **CNMC** a una instalación tipo media.
2. Se ha estudiado para los proyectos tipo en zona B, el número medio de afecciones, cambios de orientación y de inclinación que sufrían por cada diez kilómetros de línea, y se han introducido al programa de cálculo.
3. Se ha introducido el caso de una línea con conductor LA-56 de simple circuito de nuevo por ser el más común. Se desactiva durante este proceso la incorporación de los valores del cálculo de costes de expropiación y los del cálculo de los costes de mantenimiento y operación.

En esas condiciones medias, se han ajustado los valores de los parámetros de instalación para que la valoración ofrecida por el programa sea la determinada por la **CNMC** para ese tipo de línea, es decir 68.172 €/km. para esa línea en cualquier condición, resultando fijados los parámetros en los siguientes valores de ajuste de cero inicial:

AJUSTE INICIAL:

Parámetro para el peso de acero: 1.53355 €/kg

Parámetro para el peso de hormigón: 0.035 €/kg

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Estos son los datos de tipo medio introducidos:

EDH1	EDH2	EDH3	LÍNEAS AÉREAS												Periodo de Amortización			
Longitudes de Líneas Aéreas Simples 36 kV ≥ U ≥ 1 kV			Zona	Nº de Afecciones						Cambios de Alineación			Cambios de Inclinación			Conduc-tores		
				G1	G2	G3	G4	G5	G6	20-50	60-80	90-120	>120	6-21º	27-30º	33-49º	53-57º	
1,00 km			Zona "B" (de 500 a 1.500 mts)	12,67	3,23	8,92	7,46	0,09	11	0,56	0,83	3,91	22,41	7,54	5,28	1,62	0,11	LA-56

Figura 227. Ajustes de los cálculos al valor medio de los precios de la CNMC.

Y estos los resultados obtenidos una vez ajustados ambos parámetros a dichos valores:

RETRIBUCIÓN SEGÚN LA C.N.M.C. : INSTALACIÓN+OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [Codigos TI-9 y TI-10][CINI: I204110 y I204210] S.C.: Vu[VRI]: 68.172€/km; Vu[VROM]: 707 €/km y año D.C: Vu[VRI]: 73.089 €/km; Vu[VROM]: 758 €/km y año			COSTES DE EXPROPIACION (POR CIMENTACIONES DE LOS APOYOS Y SERVIDUMBRES DE VUELO DE LA LÍNEA VALORES CONTRASTADOS POR SENTENCIAS DE LOS JURADOS DE EXPROPIACIÓN SEGÚN LOS TIPOS DE SUELO Y SU EXPLOTACIÓN)				LA RETRIBUCIÓN UNA VEZ PONDERADA SEGÚN: ZONA DE INSTALACIÓN, EL CONDUCTOR UTILIZADO, LAS AFECCIONES EN EL TRAZADO, LA OROGRAFIA DEL TERRENO Y EL PRECIO DEL SUELO AFECTADO Coste Acero + Instalación: 1,53355 €/kg Coste Hormig. + Obras Civiles: 0,035 €/kg		
EDH1	EDH2	EDH3	EDH1	EDH2	EDH3	EDH1	EDH2	EDH3	
Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Suelo tipo o Valor €/m2	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	
68.172 €			Omitir cálculo				68.172 €		

Figura 228. Ajuste a cero, de la zona B, sin expropiaciones. Costes de la CNMC.

Si eliminamos cada uno de los parámetros sucesivamente al objeto de conocer los costes de instalación y obras civiles por separado, obtenemos los siguientes valores:

RETRIBUCIÓN SEGÚN LA C.N.M.C. : INSTALACIÓN+OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [Codigos TI-9 y TI-10][CINI: I204110 y I204210] S.C.: Vu[VRI]: 68.172€/km; Vu[VROM]: 707 €/km y año D.C: Vu[VRI]: 73.089 €/km; Vu[VROM]: 758 €/km y año			COSTES DE EXPROPIACION (POR CIMENTACIONES DE LOS APOYOS Y SERVIDUMBRES DE VUELO DE LA LÍNEA VALORES CONTRASTADOS POR SENTENCIAS DE LOS JURADOS DE EXPROPIACIÓN SEGÚN LOS TIPOS DE SUELO Y SU EXPLOTACIÓN)				LA RETRIBUCIÓN UNA VEZ PONDERADA SEGÚN: ZONA DE INSTALACIÓN, EL CONDUCTOR UTILIZADO, LAS AFECCIONES EN EL TRAZADO, LA OROGRAFIA DEL TERRENO Y EL PRECIO DEL SUELO AFECTADO Coste Acero + Instalación: 1,53355 €/kg Coste Hormig. + Obras Civiles: €/kg		
EDH1	EDH2	EDH3	EDH1	EDH2	EDH3	EDH1	EDH2	EDH3	
Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Suelo tipo o Valor €/m2	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	
68.172 €			Omitir cálculo				56.543 €		

Figura 229. Repercusión de paso de una zona con los costes de instalación.

RETRIBUCIÓN SEGÚN LA C.N.M.C. : INSTALACIÓN+OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [Codigos TI-9 y TI-10][CINI: I204110 y I204210] S.C.: Vu[VRI]: 68.172€/km; Vu[VROM]: 707 €/km y año D.C: Vu[VRI]: 73.089 €/km; Vu[VROM]: 758 €/km y año			COSTES DE EXPROPIACION (POR CIMENTACIONES DE LOS APOYOS Y SERVIDUMBRES DE VUELO DE LA LÍNEA VALORES CONTRASTADOS POR SENTENCIAS DE LOS JURADOS DE EXPROPIACIÓN SEGÚN LOS TIPOS DE SUELO Y SU EXPLOTACIÓN)				LA RETRIBUCIÓN UNA VEZ PONDERADA SEGÚN: ZONA DE INSTALACIÓN, EL CONDUCTOR UTILIZADO, LAS AFECCIONES EN EL TRAZADO, LA OROGRAFIA DEL TERRENO Y EL PRECIO DEL SUELO AFECTADO Coste Acero + Instalación: €/kg Coste Hormig. + Obras Civiles: 0,035 €/kg		
EDH1	EDH2	EDH3	EDH1	EDH2	EDH3	EDH1	EDH2	EDH3	
Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Suelo tipo o Valor €/m2	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	
68.172 €			Omitir cálculo				10.471 €		

Figura 230. Repercusión de paso de una zona con los costes de obra civil.

Análisis de las diferencias de coste entre Zonas A, B y C

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Sin variar las condiciones de afección ni orográficas de esta línea tipo, la primera consecuencia que buscamos es la respuesta a la cuestión de cuanto y como afecta el cambio de zona, obteniéndose los siguientes valores:

En zona “A”

EDH11			EDH12			EDH13			LÍNEAS AÉREAS										Periodo de Amortización				
Longitudes de Líneas Aéreas Simples 36 kV ≥ U ≥ 1 kV			Zona			Nº de Afecciones						Cambios de Alineación				Cambios de Inclinación				Conduc-tores			
						G1	G2	G3	G4	G5	G6	20-50	60-80	90-120	>120	6-21º	27-30º	33-49º	53-57º				
1,00 km			Zona "A" (de 0 a 500 mts)			12,67	3,23	8,92	7,46	0,09	11	0,56	0,83	3,91	22,41	7,54	5,28	1,62	0,11	LA-56			

Figura 231. Cambio de afecciones a la zona A.

RETRIBUCIÓN SEGÚN LA C.N.M.C. : INSTALACIÓN+OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [Codigos TI-9 y TI-10][CINI: I204110 y I204210] S.C.: Vu[VRI]: 68.172€/km; Vu[VROM]: 707 €/km y año D.C: Vu[VRI]: 73,089 €/km; Vu[VROM]: 758 €/km y año			COSTES DE EXPROPIACION (POR CIMENTACIONES DE LOS APOYOS Y SERVIDUMBRES DE VUELO DE LA LÍNEA VALORES CONTRASTADOS POR SENTENCIAS DE LOS JURADOS DE EXPROPIACIÓN SEGÚN LOS TIPOS DE SUELO Y SU EXPLOTACIÓN)				LA RETRIBUCIÓN UNA VEZ PONDERADA SEGÚN: ZONA DE INSTALACIÓN, EL CONDUCTOR UTILIZADO, LAS AFECCIONES EN EL TRAZADO, LA OROGRAFIA DEL TERRENO Y EL PRECIO DEL SUELO AFECTADO Coste Acero + Instalación 1,53355 €/kg Coste Hormig. + Obras Civiles 0,035 €/kg			
EDH11	EDH12	EDH13	EDH11	EDH12	EDH13	EDH11	EDH12	EDH13		
Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Suelo tipo o Valor €/m2	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)		
68.172 €			Omitir cálculo					67.014 €		

Figura 232. Cambio de los costes a la zona A.

Y en zona “C”

EDH11			EDH12			EDH13			LÍNEAS AÉREAS										Periodo de Amortización				
Longitudes de Líneas Aéreas Simples 36 kV ≥ U ≥ 1 kV			Zona			Nº de Afecciones						Cambios de Alineación				Cambios de Inclinación				Conduc-tores			
						G1	G2	G3	G4	G5	G6	20-50	60-80	90-120	>120	6-21º	27-30º	33-49º	53-57º				
1,00 km			Zona "C" (más de 1.500mts)			12,67	3,23	8,92	7,46	0,09	11	0,56	0,83	3,91	22,41	7,54	5,28	1,62	0,11	LA-56			

Figura 233. Cambio de afecciones a la zona C.

RETRIBUCIÓN SEGÚN LA C.N.M.C. : INSTALACIÓN+OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [Codigos TI-9 y TI-10][CINI: I204110 y I204210] S.C.: Vu[VRI]: 68.172€/km; Vu[VROM]: 707 €/km y año D.C: Vu[VRI]: 73,089 €/km; Vu[VROM]: 758 €/km y año			COSTES DE EXPROPIACION (POR CIMENTACIONES DE LOS APOYOS Y SERVIDUMBRES DE VUELO DE LA LÍNEA VALORES CONTRASTADOS POR SENTENCIAS DE LOS JURADOS DE EXPROPIACIÓN SEGÚN LOS TIPOS DE SUELO Y SU EXPLOTACIÓN)				LA RETRIBUCIÓN UNA VEZ PONDERADA SEGÚN: ZONA DE INSTALACIÓN, EL CONDUCTOR UTILIZADO, LAS AFECCIONES EN EL TRAZADO, LA OROGRAFIA DEL TERRENO Y EL PRECIO DEL SUELO AFECTADO Coste Acero + Instalación 1,53355 €/kg Coste Hormig. + Obras Civiles 0,035 €/kg			
EDH11	EDH12	EDH13	EDH11	EDH12	EDH13	EDH11	EDH12	EDH13		
Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Suelo tipo o Valor €/m2	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)		
68.172 €			Omitir cálculo					87.636 €		

Figura 234. Cambio de los costes a la zona C.

Nótese que aun cuando en una zona “C” es esperable una orografía más escarpada no se han modificado en este caso las afecciones ni características de trazado, por lo que las diferencias observadas se deben exclusivamente al cambio de la misma línea de tipo medio de una zona a otra, pero veamos como varia la evolución de costes por representación de los valores obtenidos:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

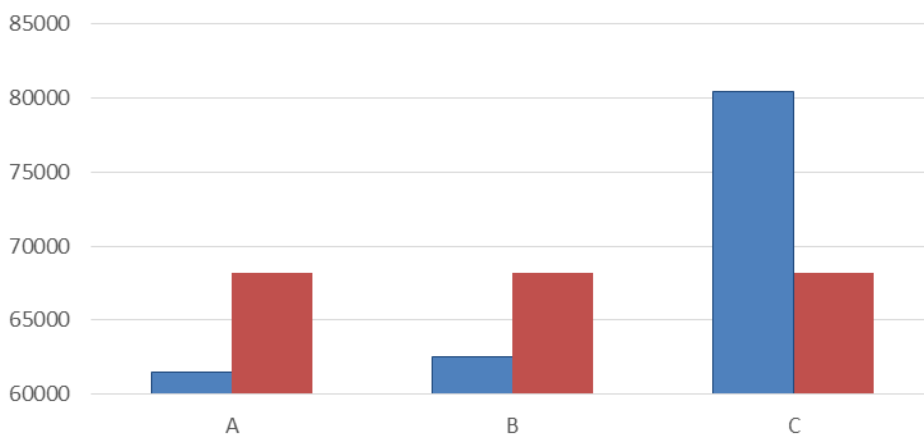


Figura 235. Evolución del coste de una línea de alta tensión LA 56 según zona.

Como vemos los valores de la **CNMC** no varían (rojo), pero si tenemos en cuenta las diferentes zonas, con los cálculos del sistema **CÁTERA**, vemos sustancialmente su influencia.

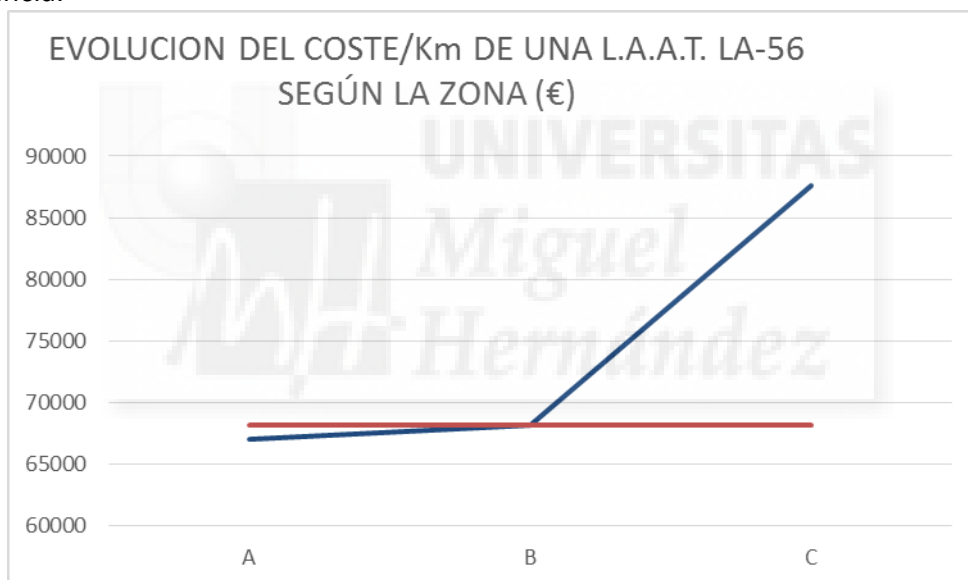


Figura 236. Ajuste a cero con la zona B y el sistema CÁTERA.

Lógicamente los cambios en la variable “zona” son **discretos** pues se producen por el diverso tratamiento **reglamentario** para atender a las distintas solicitudes según la altitud de la instalación, no obstante se ha querido representar su línea de tendencia a semejanza de lo que ocurriría con una variable de tipo continuo para poner de relieve que la evolución de costes por el cambio de zona no es lineal sino que corresponde a una evolución cuadrática.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

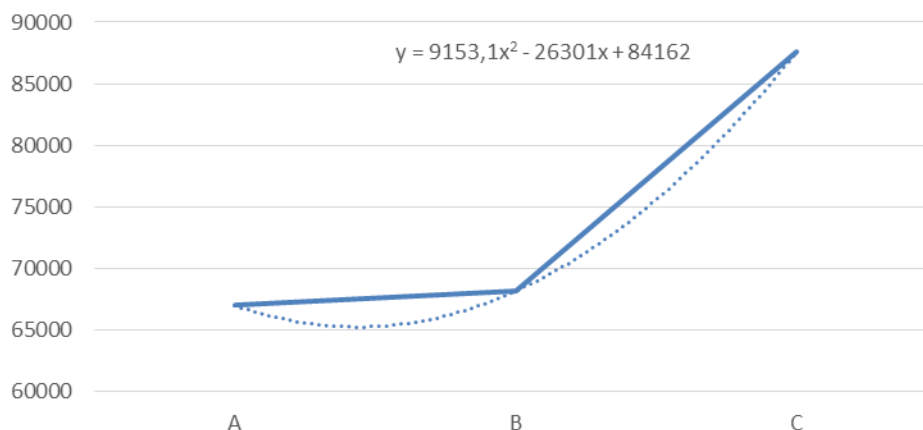


Figura 237. Evolución del coste de una línea de alta tensión LA 56 según zona.

De no tenerse esto en cuenta se podría hacer un agravio comparativo a las distribuidoras que operen con frecuencia en ese tipo de zonas. Las valoraciones ofrecidas por la **CNMC** y contrastadas por las principales distribuidoras pueden corresponder a una media de las instalaciones de estas compañías, pero no se ofrece de forma oficial cual es la distribución de sus instalaciones en las distintas zonas A, B y C.

Se hace necesario establecer una modificación a este procedimiento que por similitud con la metrología se ha designado de “ajuste de cero” que respetando los valores ofrecidos por la **CNMC** como cómputo total para el sistema tenga en cuenta las singularidades de las distribuidoras. A falta de una publicación oficial de datos al respecto supondremos que la distribución de las instalaciones en zonas A, B y C es la misma. Dado que se trata de establecer dos únicos parámetros de coste cualquier publicación oficial de este tipo de distribución permitiría realizar un sencillo ajuste por el método siguiente: El valor total de las inversiones de un tipo de línea será igual al número de kilómetros existentes al precio ofrecido por la CNMC y también al calculado por el procedimiento siguiente una vez conocidas las distribuciones kilométricas en las zonas A, B y C.

$$L_T \cdot P_{CNMC} = L_A \cdot P_A + L_B \cdot P_B + L_C \cdot P_C \quad \{88\}$$

A falta de una publicación oficial de estos datos, supondremos a partir de aquí que se distribuyen de forma uniforme para un nuevo ajuste de cero de nuestro sistema que permita respetar la inversión total conjunta para el sistema.

Este nuevo ajuste procurará que el precio medio de las zonas A, B y C, sea el indicado por la CNMC.

EDH11			EDH12			EDH13			LÍNEAS AÉREAS										Periodo de Amortización									
Longitudes de Líneas Aéreas Simples 36 kV ≥ U ≥ 1 kV												Zona		Nº de Afecciones						Cambios de Alineación				Cambios de Inclinación				Conduc-tores
									G1	G2	G3	G4	G5	G6	20-50	60-80	90-120	>120	6-21º	27-30º	33-49º	53-57º						
1,00 km						Zona "A" (de 0 a 500 mts)			12,67	3,23	8,92	7,46	0,09	11	0,56	0,83	3,91	22,41	7,54	5,28	1,62	0,11	LA-56					
			1,00 km			Zona "B" (de 500 a 1.500 mts)			12,67	3,23	8,92	7,46	0,09	11	0,56	0,83	3,91	22,41	7,54	5,28	1,62	0,11	LA-56					
			1,00 km			Zona "C" (más de 1.500mts)			12,67	3,23	8,92	7,46	0,09	11	0,56	0,83	3,91	22,41	7,54	5,28	1,62	0,11	LA-56					

Figura 238. Ajuste a cero, para zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RETRIBUCIÓN SEGÚN LA C.N.M.C. :			COSTES DE EXPROPIACIÓN (POR CIMENTACIONES DE LOS APOYOS Y SERVIDUMBRES DE VUELO DE LA LÍNEA VALORES CONTRASTADOS POR SENTENCIAS DE LOS JURADOS DE EXPROPIACIÓN SEGÚN LOS TIPOS DE SUELO Y SU EXPLOTACIÓN)			LA RETRIBUCIÓN UNA VEZ PONDERADA SEGÚN: ZONA DE INSTALACIÓN, EL CONDUCTOR UTILIZADO, LAS AFECCIONES EN EL TRAZADO, LA OROGRAFÍA DEL TERRENO Y EL PRECIO DEL SUELO AFECTADO			
INSTALACIÓN+OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [Codigos TI-9 y TI-10][CINI: I204110 y I204210] S.C.: Vu[VRJ]: 68.172€/km; Vu[VROM]: 707 €/km y año D.C: Vu[VRJ]: 73,089 €/km; Vu[VROM]: 758 €/km y año						Coste Acero + 1,38385 €/kg Instalación Coste Hormig. + Obras Civiles €/kg			
EDH11	EDH12	EDH13	Suelo tipo o Valor €/m2	EDH11	EDH12	EDH13	EDH11	EDH12	EDH13
Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)		Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)
68.172 €			Omitir cálculo				51.023 €		
	68.172 €		Omitir cálculo					51.932 €	
		68.172 €	Omitir cálculo						66.272 €

Figura 241. Cálculo del precio medio según zonas A, B y C. Para costes de instalación.

Y el ajuste definitivo (a la espera de una publicación oficial de la distribución de las líneas en zona A, B y C) queda establecido de la siguiente manera:

Parámetro para el peso de acero: 1.38385 €/kg

Parámetro para el peso de hormigón: 0.035 €/kg

Esta modificación se expresa gráficamente de la siguiente forma:

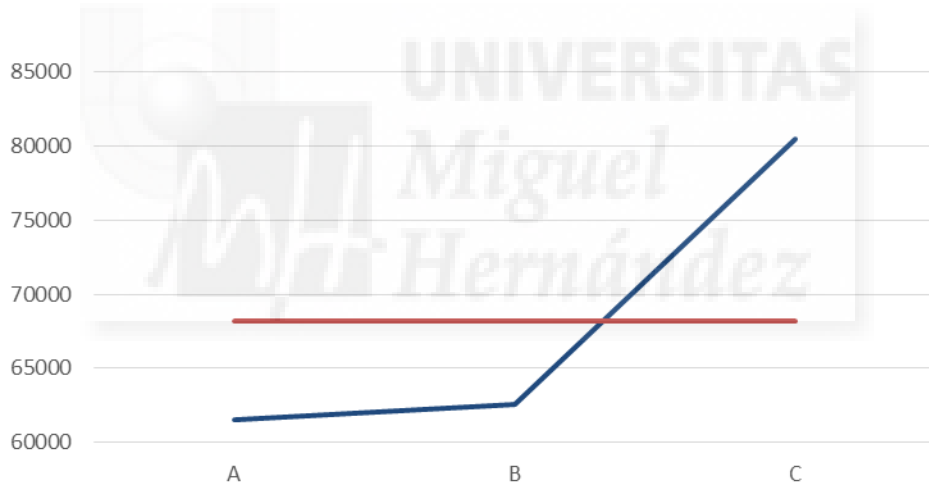


Figura 242. Ajuste a cero de las zonas A, B y C del sistema CÁTERA. Y coste de una línea LA 56 según zona.

Donde queda patente la variación del punto de ajuste realizado por comparación a la del ajuste inicial ofrecida con anterioridad.

La virtud de este nuevo ajuste es que no compromete el valor de la inversión total para cada tipo de líneas, y sigue ofreciendo en su proceso de cálculo la posibilidad de considerar las características específicas de cada línea en particular al objeto de una justificación de su coste para el sistema.

Tras la incorporación de estos nuevos parámetros de ajuste, con los datos oficiales publicados hasta el momento, queda operativa la hoja de cálculo para su aplicación al caso práctico propuesto para un hipotético análisis de un conflicto de distribución de zona o para un cálculo de retribuciones a un distribuidor.

5.3.- APLICACIÓN DEL MODELO CÁTERA AL CONFLICTO DE DISTRIBUIDOR DE ZONA AL MENOR COSTE PARA EL SISTEMA

Generalmente, cuando un nuevo suministro, bajo el nombre de actuación urbanística (**AU**), dentro de un plan general de ordenación urbano (**PGOU**) o por un cliente industrial quiere implantarse en una determinada zona, pueden ocurrir dos casos:

- 1) Que sólo exista una empresa distribuidora en la zona, con lo cual el futuro cliente tiene que tomar suministro eléctrico de dicho distribuidor, bajo unas condiciones pactadas por ambos. Y cuando no lleguen a un acuerdo, podrá intervenir a la administración competente en materia de industria y energía.
- 2) Que existan varios distribuidores, que como veníamos demostrando, la Comunidad Valenciana es una de las que cuenta, con un gran número de pequeñas distribuidoras así como con la mayor cooperativa de toda España.

Por tanto si nos planteamos el problema sobre el segundo punto, es el usuario, el que tiene que dirigirse a los distribuidores y solicitarles presupuesto para acometer esa nueva actuación urbanística. Siguiendo con la metodología de esta tesis doctoral, supondremos que se trata de dar servicio eléctrico a una nueva actuación urbanística (**AU**) denominada "**La Peña de la Águilas**" y que está en las cercanías de Elche. Este municipio, cuenta con la particularidad, que en él tiene dos distribuidores, de los denominados grandes distribuidores y muy próximo una cooperativa eléctrica importante.

Por tanto vamos a plantear lo que se denomina, "**conflicto de distribuidor de zona**". La anterior legislación del sector eléctrico, en las que algunas partes, siguen en vigor, que uno de los principios básicos establecidos en la Ley 54/1997 de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, es la posible concurrencia de redes y el carácter reglado de su autorización, como se desprende en su artículo 40, no debiendo entenderse que las diferentes autorizaciones administrativas que al respecto puedan otorgarse concedan derechos de carácter exclusivo a la mercantil autorizada, y atendiendo así la obligación de prestación del suministro establecida reglamentariamente. A su vez, el artículo 41. 1b de la citada Ley recoge la cesión de las instalaciones de distribución a la empresa distribuidora de zona, precepto desarrollado de forma reglamentaria, a través del artículo 45.6 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, regulador de las actividades de transportes, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, por el que "**Cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución, y siguiendo los criterios del mínimo coste**".

Centrándonos en la actual Ley 24/2013 del sector eléctrico, en su artículo 1. Ob-

jeto. Punto 1. *“La presente ley tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al **mínimo coste**”.*

Y si seguimos analizando, en lo que a distribución se refiere, podemos ver en dicha ley que (...)

“Artículo 39. Autorización de instalaciones de distribución.

1. La puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de distribución de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en sus disposiciones de desarrollo.

*2. La autorización, que no concederá derechos exclusivos de uso, se otorgará atendiendo tanto al carácter del sistema de red única y **monopolio natural**, propio de la distribución eléctrica, como al criterio de **menor coste posible para el conjunto del sistema**, propio de toda actividad con retribución regulada, y evitando el perjuicio a los titulares de redes ya establecidas obligadas a atender los nuevos suministros que se soliciten.*

3. Todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución y deberán ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, la cual responderá de la seguridad y calidad del suministro. Dicha infraestructura quedará abierta al uso de terceros.

*Cuando existan **varios distribuidores en la zona** a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones construidas por un promotor, la **Administración Pública competente** sobre la autorización de dichas redes determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución, siguiendo **criterios de mínimo coste para el conjunto del sistema** y aquellos que establezca reglamentariamente la Administración General del Estado. Dicha infraestructura quedará abierta al uso de terceros.*

*Cuando en una nueva área a electrificar existan varios distribuidores que deseen realizar el desarrollo de la misma, la Administración Pública competente bajo el criterio de red única y aquellos que establezca reglamentariamente la Administración General del Estado, y considerando el carácter de monopolio natural de la actividad y con el objetivo de generar el **menor coste de retribución para el conjunto del sistema** determinará con carácter previo a la ejecución de las instalaciones, cuál de las empresas distribuidoras deberá acometer el desarrollo.”*

Hasta la fecha, las diferentes Administraciones Públicas competentes sobre la autorización de dichas redes, vienen resolviendo el llamado *“**conflicto de distribuidor de zona**”* de la mejor forma posible y en base a los criterios de monopolio natural y del

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

menor coste para el sistema. Pero la práctica demuestra, que por motivos de libre competencia, a veces y como es normal en empresas eléctricas distribuidoras, que no siempre puede ser la mejor opción para el usuario y la administración carece de los medios objetivos y que en algún momento pueden ser no motivados, y a su vez no carecer de soluciones técnicas para tomar dicha decisión, que en algún caso pueda inducir a interpretar el menor coste para el sistema, con el principio de libre competencia.

El resultado final se manifiesta en forma de Resolución con posibilidad de recurso de Alzada contra de la Administración Competente en su Resolución. Una vez resuelto el recurso de alzada, ya solo cabe, ya que agota la vía administrativa y a un Contencioso Administrativo, en contra de la Administración Competente en el Recurso de Alzada.

Por tanto aquí se propone en esta parte de la tesis un ejemplo del “**conflicto de distribuidor de zona**” y se implementado un programa, capaz de decidir, cual es la empresa óptima para dar el suministro.

Para ello, se aplicará los resultados de todas las hipótesis calculadas en 4.4.- (pág. 502). Se estudiará los diferentes obstáculos en su trayecto, así como se distinguirá entre zona A, B y C, y los diferentes tipos de líneas, así como se tendrá en cuenta los diferentes elementos a tener en cuenta como expropiaciones, etc.

Supondremos las siguientes hipótesis. Tres empresas distintas a dar suministro a esa AU, las empresas las denominaremos **EDHI-1**, **EDHI-2** y **EHDI-3** y por facilidad de explicación utilizaremos los colores azul, rojo y verde respectivamente. La potencia requerida es de 2,5 MW y las los trazados, vienen reflejados en la figura siguiente.

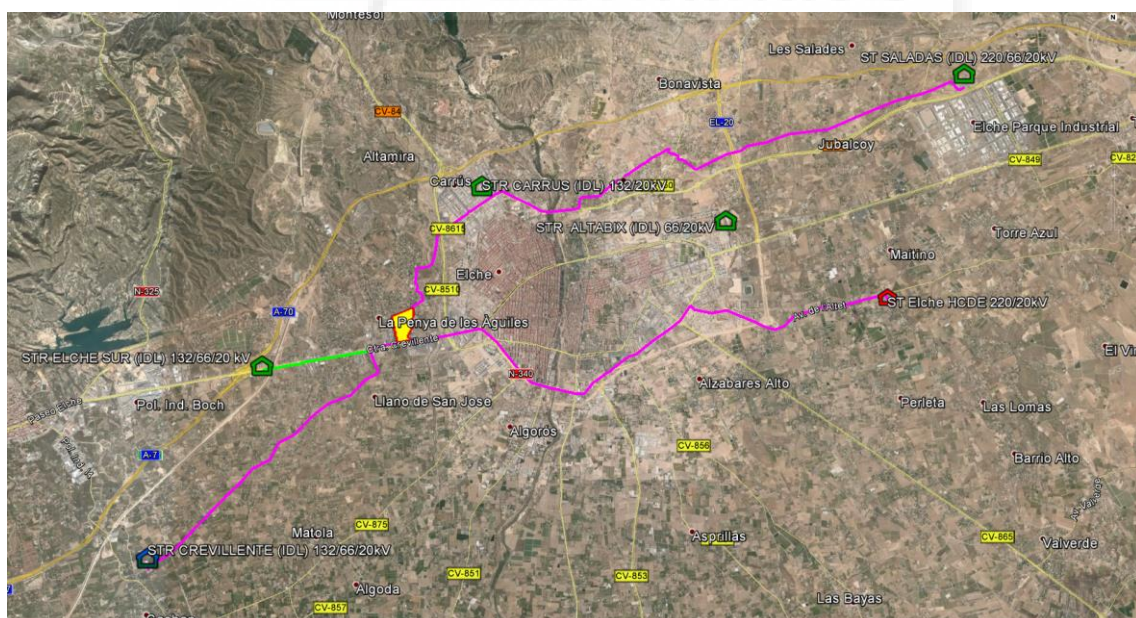


Figura 243. Conflicto de distribuidor de zona.

Se ha planteado un hipotético caso en el que a una zona de nueva urbanización

podrían suministrarle tres hipotéticas empresas distribuidoras que llamamos **EDHI-1**, **EDHI-2** y **EDHI-3** desde sus subestaciones transformadoras, situadas en las proximidades de dicha zona.

En un caso real, cada empresa debe preparar y acreditar ante la administración y en caso de ser necesario con exposición pública un proyecto de las infraestructuras necesarias para alimentar a dicha actuación desde sus instalaciones y, por lo tanto, las soluciones técnicas y sus características sería perfectamente conocido y justificado por los respectivos proyectos de ejecución.

Al tratarse de la elaboración de un caso hipotético realizado para la comprobación y exposición del programa de cálculo de costes elaborado, podía simplemente haberse hecho una elección de datos a estima sin más que sirviera de prueba no obstante, para que fuera lo más real posible, se ha querido analizar una a una las distintas posibilidades de alimentación y en base a su situación trazado y las características del suelo por donde hemos supuesto su traza elaborar una serie de datos coherentes con la técnica y la práctica de dichas instalaciones.

No se incorporan al cuerpo de este escrito, los estudios y diseños realizados para las tres posibilidades de alimentación y sus correspondientes cálculos, por considerar que no son objeto de esta tesis y nos centraremos en los resultados de diseño obtenidos para las mismas al objeto de su aplicación directa al programa de costes.

He aquí los datos de partida necesarios que se describen, de forma práctica en la secuencia lógica de introducción al programa, se han numerado los apartados según la propia nomenclatura establecida por la **CNMC**.

5.3.1.- COSTES DE INSTALACIÓN. LÍNEAS AÉREAS. LONGITUDES Y ZONA DE ACTUACIÓN

Como puede apreciarse se han desglosado longitudes de cada una de las líneas en dos tramos parciales, pues discurren por dos suelos de distinto valor, al efecto del cálculo por el programa de las expropiaciones correspondientes una vez se introduzca el tipo de suelo afectado, de forma análoga hubiera debido de hacerse si en su traza alguna de las líneas hubiera sufrido un cambio de zona, de la sección de los conductores o de tipo de circuito, no ha sido el caso.

Es decir, que deberá preverse en este momento de la introducción de datos que cada tramo introducido discurra por el mismo tipo de zona, y precio del suelo, y tenga el mismo número de circuitos y sección de conductor y, por lo tanto, el mismo precio unitario final.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

EDH11	EDH12	EDH13	LÍNEAS SUBTERRÁNEAS M.T. y B.T.				
Longitud (km)			Tipología	Nº de Circuitos	Nº Conductores	Código	CINI
3,13 km			LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Doble	Simplex	TI-18	I204710
	1,20 km	0,75 km	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Doble	Simplex	TI-18	I204710
3,13 km	1,20 km	0,75 km	de Líneas Subterráneas				

Figura 249. Longitud de las tres empresas para líneas subterráneas de media tensión.

El programa nos ofrece de forma adyacente los valores correspondientes al cómputo de la **CNMC**.

Periodo de Amortizacion:		EDH11	EDH12	EDH13
Vu[VRI]	Vu[VROM]	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)
217.993 €/km	2.262 €/km y año	681.228 €		
217.993 €/km	2.262 €/km y año		261.592 €	163.495 €
		681.228 €	261.592 €	163.495 €

Figura 250. Costes de las tres empresas para líneas subterráneas de media tensión.

Y a continuación podemos también considerar los valores de las expropiaciones necesarias en este caso se computara el 90% del valor del suelo que corresponde a las servidumbres por líneas subterráneas y establecidos los tipos de suelo los resultados finales para las líneas subterráneas:

COSTES DE EXPROPIACION (POR SERVIDUMBRE DE PASO DE LA LÍNEA)				LA RETRIBUCIÓN UNA VEZ PONDERADA SEGÚN:		
VALORES CONTRASTADOS POR SENTENCIAS DE LOS JURADOS DE EXPROPIACIÓN				EL PRECIO DEL SUELO AFECTADO		
SEGÚN LOS TIPOS DE SUELO Y SU EXPLOTACIÓN)				EL PRECIO DEL SUELO AFECTADO		
	EDH11	EDH12	EDH13	EDH11	EDH12	EDH13
Suelo tipo o Valor	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)
€/m2				Incluye el VROM	Incluye el VROM	Incluye el VROM
Urbano tipo3	95.018 €			776.246 €		
Urbano tipo1		52.082 €	32.551 €		313.674 €	196.046 €
	95.018 €	52.082 €	32.551 €	776.246 €	313.674 €	196.046 €

Figura 251. Costes de las tres empresas para líneas subterráneas de media tensión, considerando las expropiaciones.

5.3.4.- CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

De forma análoga introducimos los datos de los centros de transformación necesarios para la electrificación de la zona que se pretende:

EDH11	EDH12	EDH13	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN			
Nº de Udes.			Tipología	Potencia [kVA]	Codigo	
4	7	3	Caseta	400	TI-28	
1			Caseta	630	TI-29	
		2	Caseta	2x400	TI-38	
5	7	5	Centros de Transformación			

Figura 252. Número centros de transformación. Para las tres empresas.

Y obtenemos de forma automática las valoraciones de las mismas.

Periodo de Amortización:		EDH11	EDH12	EDH13
Vu[VRI]	Vu[VROM]	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)
25.347 €/MVA	580 €/MVA y Año	101.388 €	177.429 €	76.041 €
26.945 €/MVA	617 €/MVA y Año	26.945 €		
47.353 €/MVA	1.084 €/MVA y Año			94.706 €
		128.333 €	177.429 €	170.747 €

Figura 253. Número centros de transformación. Para las tres empresas.

Obsérvese que en este caso y siguientes no se consideran costes de expropiación debido a que estos están situados, bien en la zona a urbanizar y por tanto propiedad del agente urbanizador que corresponda y que es lógica y legítimamente interesado en el proceso, bien en las instalaciones de las hipotéticas empresas distribuidoras que también lo son y que contribuyen por ello aportando los terrenos, por tanto no revisten la consideración de costes para el sistema.

5.3.5.- SUBESTACIONES. POSICIONES DE SUBESTACIÓN

Introduciremos los datos de las posiciones necesarias:

EDH11	EDH12	EDH13	SUBESTACIONES: POSICIONES DE SUBESTACIÓN			
Nº de Udes.	Nº de Udes.	Nº de Udes.	Tipo de posición	Nivel de tensión	Tipo de parque	Codigo
1	1	1	Blindada	36 kV> U ≥ 1 kV	Interior	TI-102
	1		Convencional	36 kV> U ≥ 1 kV	Interior	TI-105
1	1	1	Posiciones de Subestación			

Figura 254. Número posiciones de subestación. Para las tres empresas.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.3.7.- EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD

Por último incorporamos los equipos para mejora de la fiabilidad considerados por la CNMC que se van a incorporar.

EDH1	EDH2	EDH3	EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD	
Nº de Udes.			Elemento	Codigo
9	27	6	Seccionador	TI-174
	1		Reconectador	TI-177
1	1	1	Telesenalizador	TI-179
			Fusible	
1	1		Seccionalizador	TI-182
5	7	5	Interruptor	TI-183
1		1	Interruptor-seccionador	TI-187
17	37	13	Elementos de Mejora	

Figura 258. Número de elementos de fiabilidad para el aumento de la Calidad de Servicio. Para las tres empresas.

Obteniendo su valoración por aplicación directa de estos valores introducidos:

P. de Amortización:		EDH1	EDH2	EDH3
Vu[VRI]	Vu[VROM]	Valor (€)	Valor (€)	Valor (€)
3.189 €/Unidad	87 €/Unidad y Año	28.701 €	86.103 €	19.134 €
4.013 €/Unidad	109 €/Unidad y Año		4.013 €	
262 €/Unidad	7 €/Unidad y Año	262 €	262 €	262 €
6.500 €/Unidad	177 €/Unidad y Año	6.500 €	6.500 €	
10.510 €/Unidad	286 €/Unidad y Año	52.550 €	73.570 €	52.550 €
4.000 €/Unidad	109 €/Unidad y Año	4.000 €		4.000 €
		92.013 €	170.448 €	75.946 €

Figura 259. Costes de elementos de fiabilidad para el aumento de la Calidad de Servicio. Para las tres empresas.

5.3.8.- COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y RESULTADOS DE LA COMPARATIVA

A continuación y una vez establecidos los costes de instalación podemos introducir los periodos de amortización para el cómputo de la retribución en concepto de **operación y mantenimiento**, aunque el programa admitiría, como se ha indicado con anterioridad diversos periodos de amortización en función de la naturaleza y longevidad de los equipos, por sencillez se introduce el valor determinado: por defecto 40 años es el establecido.

Para ello nos desplazamos al área de resultados e introducimos ese valor:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

		Retribución según la CNMC		
		EDHI1	EDHI2	EDHI3
4.1.1	LÍNEAS AÉREAS	630.796 €	1.060.007 €	525.663 €
4.1.2	LÍNEAS SUBTERRÁNEAS	681.228 €	261.592 €	163.495 €
4.1.3	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	128.333 €	177.429 €	170.747 €
4.1.4	ST: POSICIONES DE SUBESTACIÓN	93.833 €	166.070 €	93.833 €
4.1.5	ST: TRAFOS, REACTANCIAS Y CONDENSADORES	682.221 €	458.001 €	458.001 €
4.1.6	EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD	92.013 €	170.448 €	75.946 €
Totales:		2.308.424 €	2.293.547 €	1.487.685 €

Figura 260. Resultado final de la inversión de las tres empresas distribuidoras.

Inmediatamente obtenemos los valores y distribución de los distintos costes de instalación operación y mantenimiento establecidos por la **CNMC**.

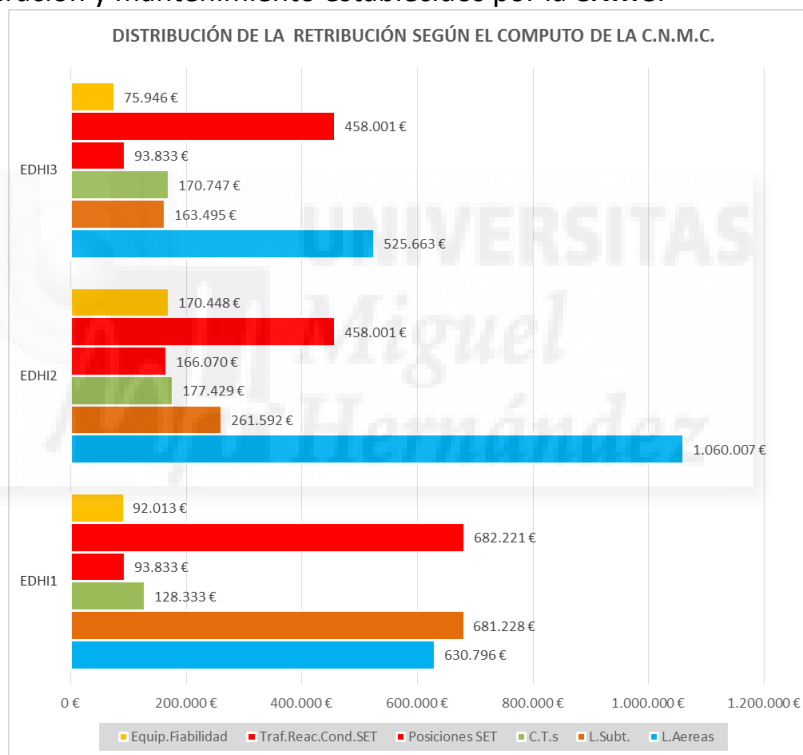


Figura 261. Costes del sistema para el conflicto de distribuidor de zona para las tres empresas distribuidoras.

De forma adyacente aparecen actualizados los mismos costes para la instalación pero incorporando la influencia de la su ubicación, las características orográficas, las afecciones a la línea y el coste de las expropiaciones necesarias.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

LA RETRIBUCIÓN UNA VEZ PONDERADA SEGÚN:

ZONA DE INSTALACIÓN, EL CONDUCTOR UTILIZADO, LAS
AFECCIONES EN EL TRAZADO, LA OROGRAFÍA DEL TERRENO Y EL
PRECIO DEL SUELO AFECTADO

Coste de las expropiaciones

EDH11	EDH12	EDH13	EDH11	EDH12	EDH13
68.565 €	194.585 €	150.647 €	655.691 €	1.181.205 €	639.917 €
95.018 €	52.082 €	32.551 €	776.246 €	313.674 €	196.046 €
			128.333 €	177.429 €	170.747 €
			93.833 €	166.070 €	93.833 €
			682.221 €	458.001 €	458.001 €
			92.013 €	170.448 €	75.946 €
163.583 €	246.667 €	183.199 €	2.428.337 €	2.466.827 €	1.634.490 €

Figura 262. Costes asociados del sistema para el conflicto de distribuidor de zona para las tres empresas distribuidoras.

Podemos apreciar también en esta área de resultados el coste de instalación de las líneas aéreas previsto por la **CNMC** y el obtenido por la parametrización de las características de la línea donde, como ya se anunció en su momento al considerar el “ajuste de cero”, en zona “A” se produce un descenso, que sin modificar la valoración global de la red establecida por la **CNMC**, poder considerar las mucho mayores inversiones que serán necesarias en la zona “C”, pues no eran lineales las variaciones obtenidas.

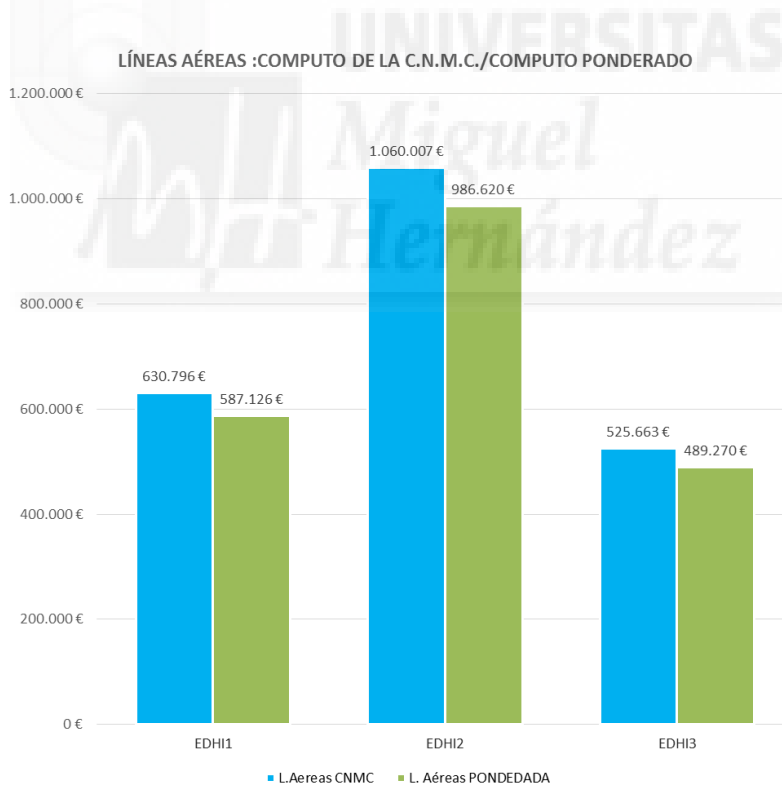


Figura 263. Líneas aéreas. Relación CNMC versus computo ponderado

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Por último pueden observarse la distribución de la inversión de las empresas en los distintos equipamientos.

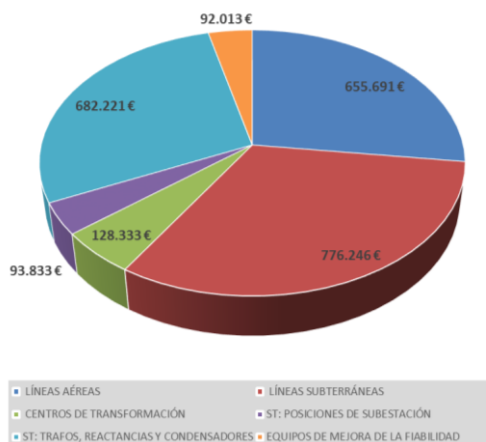


Figura 264. Distribución ponderada de la EDHI – 1.

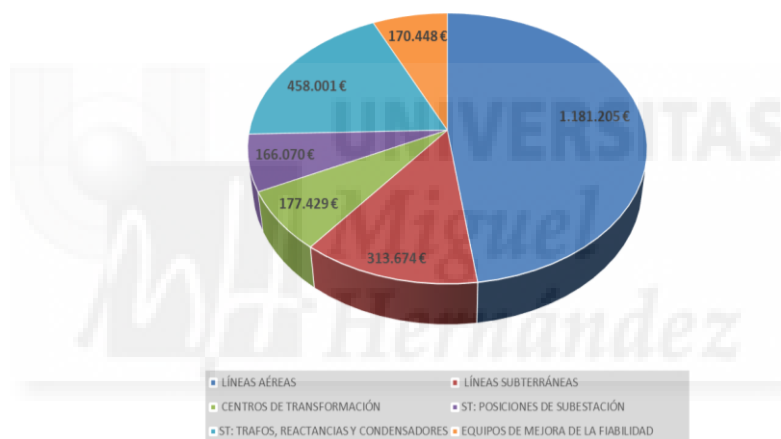


Figura 265. Distribución ponderada de la EDHI – 2.

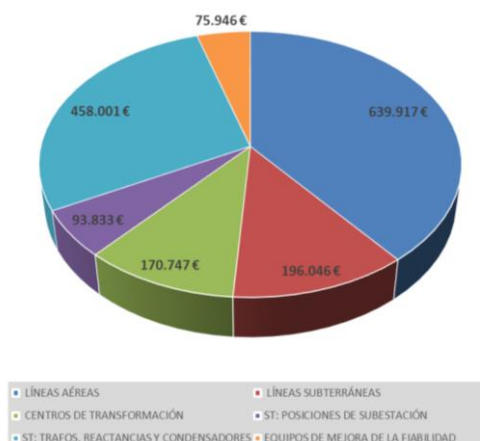


Figura 266. Distribución ponderada de la EDHI – 3.

5.4.- METODOLOGÍA APLICADA AL CÁLCULO DE LOS COSTES UNITARIOS

El Real Decreto 1048/2013 [16], de 27 de diciembre, establece en el apartado 1. b) de la disposición adicional segunda que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (**CNMC**) deben remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (**MINETUR**) una propuesta de precios sobre instalaciones tipo y sus costes unitarios, para su aprobación por el **MINETUR**. La legislación anterior venía dada por el artículo 5 del Real Decreto 222/2008^{CLXII} en la que antes del 1 de noviembre del último año de cada periodo regulatorio, se debía incluir, una propuesta del nivel de retribución de referencia para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Con fecha 118 de abril de 2013 se aprobó y remitió al **MINETUR**, y a las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes conectados a sus redes para alegaciones, el informe “*Propuesta de retribución de referencia para el periodo regulatorio 2013-2016 de la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes. Aplicación al ejercicio 2013*”.

Dicho documento contenía tres propuestas de retribución de referencia para las empresas distribuidoras, basados en tres diferentes métodos:

- Metodología basada en el **RAB**^{CLXIII} implícito: partiendo de la retribución actual de cada empresa distribuidora, se calculaba el **RAB** que correspondería a dicha retribución y se calculaba la retribución que correspondería a cada empresa distribuidora aplicando la metodología establecida en el Real Decreto 222/2008.
- Metodología basada en el **RAB** explícito: partiendo del inventario auditado de instalaciones de distribución, se valoraba el mismo a coste de reposición aplicando unos valores unitarios de referencia y se calculaba la retribución que correspondería a cada empresa distribuidora aplicando la metodología establecida en el Real Decreto 222/2008.
- Metodología basada en información contable: partiendo de la información recogida en los registros contables (contabilidad mercantil) de cada empresa distribuidora se calcula la retribución que correspondería a cada empresa distribuidora aplicando la metodología establecida en el Real De-

^{CLXII} Aplicable al presente procedimiento de conformidad con lo establecido en la Disposición Transitoria primera del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, al referirse al período regulatorio de 2013.

^{CLXIII} Base Regulatoria de Activos.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

creto 222/2008. Esta metodología se desdoblaba, a su vez, en dos: a) Actualizando los datos contables, y b) Sin actualizar los datos contables.

*“Pues bien, el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, ha adoptado la metodología basada en el **RAB** explícito, por lo que se hace necesario establecer unos valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de distribución (no han llegado nunca a aprobarse formalmente), para lo cual se ha partido de los valores unitarios que en su momento se utilizaron para calcular la retribución de referencia por el denominado método del **RAB** explícito en el referido Informe de 18 de abril de 2013, tomando en consideración, en su caso, las alegaciones formuladas en su momento por las empresas distribuidoras relativas a los costes unitarios utilizados, alegaciones que fueron remitidas al MINETUR, si bien no se procedió a actualizar el referido informe de 18 de abril de 2013”.*

“El procedimiento seguido para el cálculo de los valores unitarios de referencia de inversión que se proponen ha consistido en partir de los utilizados en el informe “Propuesta de retribución de referencia para el periodo regulatorio 2013-2016 de la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes. Aplicación al ejercicio 2013”^{CLXIV}, acomodando los mismos a las distintas Tipologías de Instalaciones de distribución que se recogen en la Resolución de 29 de abril de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2014”.

“Respecto a los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento que se proponen, su cálculo se ha basado en los costes que, por tales conceptos, han venido declarando las empresas distribuidoras en cumplimiento de las sucesivas Circulares emitidas a efectos de la determinación de la retribución de la actividad de distribución de los últimos ejercicios, obteniéndose, para cada familia de instalaciones (líneas, centros de transformación, subestaciones, etc.) un porcentaje a aplicar a los valores unitarios de referencia de inversión propuestos que, en definitiva, permiten establecer una propuesta de valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento”.

Se va a **debatir, que la metodología empleada en el cálculo de los costes unitarios de referencia no es la más óptima** para aplicar a los cálculos de inversión base y otros del Real Decreto 1048/2013.

^{CLXIV} Con fecha 6 de junio de 2013 se aprobó y remitió al MINETUR, y a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes conectados a sus redes para alegaciones, el informe denominado “Propuesta de Retribución de Referencia para el periodo regulatorio 2013-2016 de la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes. Aplicación al ejercicio 2013”.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“La determinación de la propuesta de valores unitarios de referencia se ha efectuado partiendo de la información aportada por las empresas distribuidoras en las sucesivas Circulares dictadas al efecto y por los proveedores de las empresas distribuidoras (fabricantes, instaladores e ingenierías). Los importes propuestos para los valores unitarios de referencia para las instalaciones de distribución han sido calculados a fecha 31/12/2011, no habiendo sido posible incorporar los últimos valores disponibles a 31/12/2012 como consecuencia de:

- El estudio con fuentes externas (fabricantes, instaladores e ingenierías) fue realizado a valores de fecha 31/12/2011.
- Hasta el mes de marzo de 2014 no se ha dispuesto de las últimas auditorías de datos técnicos y económicos correspondientes al ejercicio 2012”.

Por tanto, para el cálculo de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento se ha procedido del siguiente modo:

- “Cálculo de los valores unitarios de referencia de inversión a 31/12/2011.
- Calculo de los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento a 31/12/2011.
- Actualización de los valores unitarios de referencia a 31/12/2013”.

5.4.1.- VALORES DE INVERSIÓN LAAT

Código inventario	CINI	Tipología	Recorrido	Número de circuitos	Número de conductores	Valor unitario de referencia de inversión[VR]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento[VROM]
TI-1	I202120	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Simple	Simplex	175.204 €/ km	1.818 €/ km y año
TI-2	I202210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Simple	Dúplex	225.312 €/ km	2.338 €/ km y año
TI-3	I202210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Doble	Simplex	189.027 €/ km	1.962 €/ km y año
TI-4	I202220	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Doble	Dúplex	253.242 €/ km	2.628 €/ km y año
TI-5	I203110	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Simple	Simplex	121.302 €/ km	1.259 €/ km y año
TI-6	I203120	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Simple	Dúplex	164.215 €/ km	1.704 €/ km y año
TI-7	I203210	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Doble	Simplex	132.080 €/ km	1.371 €/ km y año
TI-8	I203220	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Doble	Dúplex	183.010 €/ km	1.899 €/ km y año
TI-9	I204110	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Aéreo	Simple	Simple x	68.172 €/ km	707 €/ km y año
TI-10	I204210	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Aéreo	Doble	Simple x	73.089 €/ km	758 €/ km y año
TI-11	I205110	LBTU < 1kV	Aéreo	Simple sobre postes	Simplex	27.347 €/ km	284 €/ km y año
TI-12	I205410	LBTU < 1kV	Aéreo	Simple sobre fachada	Simplex	15.327 €/ km	159 €/ km y año
TI-13	I205210	LBTU < 1kV	Aéreo	Doble sobre postes	Simplex	35.034 €/ km	364 €/ km y año
TI-14	I202710	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	1.141.853 €/ km	11.850 €/ km y año
TI-15	I202610	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	815.095 €/ km	8.459 €/ km y año
TI-16	I203710	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	878.285 €/ km	9.114 €/ km y año
TI-17	I203610	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	436.016 €/ km	4.525 €/ km y año
TI-18	I204710	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Subterráneo	Doble	Simple x	217.993 €/ km	2.262 €/ km y año
TI-19	I204610	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1 kV	Subterráneo	Simple	Simple x	146.733 €/ km	1.523 €/ km y año
TI-20	I205710	LBTU < 1kV	Subterráneo	Doble	Simplex	78.583 €/ km	815 €/ km y año
TI-21	I205610	LBTU < 1kV	Subterráneo	Simple	Simplex	58.686 €/ km	609 €/ km y año

Tabla 70. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para líneas aéreas y subterráneas.

Para los cálculos del sistema **CÁTERA**, se han utilizado los mismos precios de la **CNM**, pero se han tenido en cuenta, tanto la ubicación de la línea de alta tensión en la

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

zona A, B y/o Z, como los diferentes elementos que tiene que ir saltado en su recorrido (otras LA, ríos, carreteras, etc.), así como se ha tenido en cuenta el valor de las pendientes y ángulos que hace en su trayectoria.

Los precios de la **CNMC**, dándolos por buenos, no contemplan los puntos anteriores. Por lo que se han introducido todos los valores anteriores, así como las ecuaciones que las afectan, pudiendo darle un valor real, en función de las condiciones de instalación.

Apoyos, crucetas, cimentación y accesos			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	Poste	52.783 €/km	77.457 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	Poste	37.749 €/km	56.503 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	Poste	28.209 €/km	42.223 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	Poste	17.562 €/km	26.287 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	fachada	1.654 €/km	2.476 €/km

Tabla 71. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de apoyos, crucetas, cimentación y accesos.

Conductor y tendido de conductor			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	Poste	19.005 €/km	37.483 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	Poste	11.694 €/km	23.065 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	Poste	5.258 €/km	10.371 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	Poste	7.808 €/km	15.400 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	fachada	11.642 €/km	22.962 €/km

Tabla 72. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de conductores y tendido del conductor.

Conductor y tendido de conductor			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Aumento a duplex	Poste	24.813 €/km	38.745 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Aumento a duplex	Poste	23.627 €/km	31.545 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Aumento a duplex	Poste	22.499 €/km	41.616 €/km
LBT U < 1 kV	Aumento a duplex	Poste	0 €/km	0 €/km
LBT U < 1 kV	Aumento a duplex	fachada	0 €/km	0 €/km

Tabla 73. Coste diferencial de aumento a duplex de líneas simple o de doble circuito.

Herrajes, cadenas y grapas de sujeción. Aisladores y otros elementos			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	Poste	6.460 €/km	13.048 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	Poste	3.117 €/km	6.295 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	Poste	964 €/km	1.948 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	Poste	0 €/km	0 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	fachada	0 €/km	0 €/km

Tabla 74. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de herrajes, cadenas, grapas de sujeción, aisladores y otros elementos necesarios.

Puesta a tierra. Prarrayos			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	Poste	7.066 €/km	2.239 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	Poste	1.062 €/km	336 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	Poste	376 €/km	119 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	Poste	0 €/km	0 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	fachada	0 €/km	0 €/km

Tabla 75. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de puesta a tierra y prarrayos.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Elementos de Maniobra y Protección			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	Poste	0 €/km	0 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	Poste	765 €/km	765 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	Poste	2.071 €/km	2.071 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	Poste	346 €/km	346 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	fachada	621 €/km	621 €/km

Tabla 76. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de elementos de maniobra y protección.

Tala y poda			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	Poste	12.240 €/km	12.240 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	Poste	7.851 €/km	7.851 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	Poste	4.311 €/km	4.311 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	Poste	72 €/km	72 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	fachada	0 €/km	0 €/km

Tabla 77. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de tala y poda.

Reparación de Daños en la Construcción y Otros			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	Poste	8.739 €/km	9.935 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	Poste	9.302 €/km	10.574 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	Poste	9.901 €/km	11.255 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	Poste	90 €/km	102 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	fachada	90 €/km	102 €/km

Tabla 78. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de reparación de daños de la construcción y otros.

Trámites y Permisos			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	Poste	35.497 €/km	31.764 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	Poste	30.838 €/km	28.147 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	Poste	9.945 €/km	9.077 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	Poste	337 €/km	344 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	fachada	337 €/km	344 €/km

Tabla 79. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de trámites y permisos.

Ingeniería y Supervisión			Circuitos	
NT	Conductores	Tipo	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	Poste	24.655 €/km	19.841 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	Poste	14.242 €/km	11.461 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	Poste	5.307 €/km	4.271 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	Poste	753 €/km	606 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	fachada	753 €/km	606 €/km

Tabla 80. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de ingeniería y supervisión.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Código inventario	Tipología	Recorrido	Numero de circuitos	Número de conductores	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]
TI-1	LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Aereo	Simple	Simplex	173.033 € / km
TI-2	LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Aereo	Simple	Dúplex	222.519 € / km
TI-3	LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Aereo	Doble	Simplex	186.684 € / km
TI-4	LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Aereo	Doble	Dúplex	250.103 € / km
TI-5	LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Aereo	Simple	Simplex	119.798 € / km
TI-6	LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Aereo	Simple	Dúplex	162.179 € / km
TI-7	LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Aereo	Doble	Simplex	130.443 € / km
TI-8	LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Aereo	Doble	Dúplex	180.742 € / km
TI-9	LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Aereo	Simple	Simplex	67.327 € / km
TI-10	LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Aereo	Doble	Simplex	72.183 € / km
TI-11	LBT U < 1 kV	Aereo	Simple sobre postes	Simplex	27.008 € / km
TI-12	LBT U < 1 kV	Aereo	Simple sobre fachada	Simplex	15.137 € / km
TI-13	LBT U < 1 kV	Aereo	Doble sobre postes	Simplex	34.600 € / km

Tabla 81. Valores unitarios de referencia de inversión propuesta para líneas aéreas.

5.4.2.- VALORES DE INVERSIÓN LÍNEAS SUBTERRÁNEAS

Obra Civil Subterránea		Circuitos	
NT	Conductores	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	350.367 €/km	401.667 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	187.421 €/km	308.952 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	82.083 €/km	107.334 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	33.344 €/km	32.630 €/km

Tabla 82. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de obra civil subterránea.

Conductor y Otros materiales		Circuitos	
NT	Conductores	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	320.989 €/km	551.682 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	171.706 €/km	424.340 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	22.241 €/km	40.063 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	11.897 €/km	30.815 €/km

Tabla 83. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de conductor y otros materiales.

Montaje del Conductor		Circuitos	
NT	Conductores	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	45.682 €/km	120.890 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	24.436 €/km	92.986 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	14.680 €/km	52.431 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	4.347 €/km	9.821 €/km

Tabla 84. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de montaje del conductor.

Reparación de Daños de la construcción y Otros		Circuitos	
NT	Conductores	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	11.584 €/km	9.870 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	6.197 €/km	7.591 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	4.106 €/km	3.086 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	1.102 €/km	802 €/km

Tabla 85. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de reparación de daños en la construcción y otros asociados.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tramitación y Obtención de Permisos		Circuitos	
NT	Conductores	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	17.135 €/km	27.939 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	9.166 €/km	21.490 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	6.205 €/km	4.978 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	1.631 €/km	2.270 €/km

Tabla 86. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de conductor y otros materiales.

Ingeniería y Supervisión		Circuitos	
NT	Conductores	Simple	Doble
LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Simplex	59.234 €/km	15.652 €/km
LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Simplex	31.686 €/km	12.039 €/km
LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Simplex	15.599 €/km	7.399 €/km
LBT U < 1 kV	Simplex	5.637 €/km	1.272 €/km

Tabla 87. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de ingeniería y supervisión.

Código inventario	Tipología	Recorrido	Número de circuitos	Número de conductores	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]
TI-14	LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	1.127.700 €/ km
TI-15	LAT 132 kV \geq U > 66 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	804.991 €/ km
TI-16	LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	867.398 €/ km
TI-17	LAT 66 kV \geq U > 36 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	430.611 €/ km
TI-18	LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	215.291 €/ km
TI-19	LMT 36 kV \geq U \geq 1 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	144.914 €/ km
TI-20	LBT U < 1 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	77.609 €/ km
TI-21	LBT U < 1 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	57.959 €/ km

Tabla 88. Valores unitarios de referencia de inversión propuestos para líneas subterráneas de tramitación y obtención de permisos.

5.4.3.- VALORES UNITARIOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Código inventario	Tipología	Potencia [kVA]	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-0C	Caseta	0	16.156 €/ ct	370 €/ ct
TI-22	Caseta	15	16.955 €/ ct	388 €/ ct
TI-23	Caseta	25	17.488 €/ ct	400 €/ ct
TI-24	Caseta	50	18.819 €/ ct	431 €/ ct
TI-25	Caseta	100	19.300 €/ ct	442 €/ ct
TI-26	Caseta	160	20.263 €/ ct	464 €/ ct
TI-27	Caseta	250	23.188 €/ ct	531 €/ ct
TI-28	Caseta	400	25.347 €/ ct	580 €/ ct
TI-29	Caseta	630	26.945 €/ ct	617 €/ ct
TI-30	Caseta	1000	32.323 €/ ct	740 €/ ct
TI-31	Caseta	1250	35.082 €/ ct	803 €/ ct
TI-32	Caseta	2x15	30.569 €/ ct	700 €/ ct
TI-33	Caseta	2x25	31.634 €/ ct	724 €/ ct
TI-34	Caseta	2x50	34.297 €/ ct	785 €/ ct
TI-35	Caseta	2x100	35.259 €/ ct	807 €/ ct
TI-36	Caseta	2x160	37.185 €/ ct	851 €/ ct
TI-37	Caseta	2x250	43.035 €/ ct	985 €/ ct
TI-38	Caseta	2x400	47.353 €/ ct	1.084 €/ ct
TI-39	Caseta	2x630	50.549 €/ ct	1.157 €/ ct
TI-40	Caseta	2x1000	61.304 €/ ct	1.403 €/ ct
TI-41	Caseta	2x1250	66.822 €/ ct	1.529 €/ ct
TI-0L	Local	0	14.223 €/ ct	325 €/ ct
TI-42	Local	15	15.023 €/ ct	344 €/ ct
TI-43	Local	25	15.556 €/ ct	356 €/ ct
TI-44	Local	50	16.887 €/ ct	386 €/ ct
TI-45	Local	100	17.367 €/ ct	397 €/ ct
TI-46	Local	160	18.330 €/ ct	419 €/ ct
TI-47	Local	250	19.366 €/ ct	443 €/ ct
TI-48	Local	400	22.615 €/ ct	518 €/ ct
TI-49	Local	630	24.544 €/ ct	562 €/ ct
TI-50	Local	1000	27.845 €/ ct	637 €/ ct
TI-51	Local	1250	31.001 €/ ct	709 €/ ct
TI-52	Local	2x15	24.522 €/ ct	561 €/ ct

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Código inventario	Tipología	Potencia [kVA]	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-53	Local	2x25	25.587 €/ ct	586 €/ ct
TI-54	Local	2x50	28.250 €/ ct	646 €/ ct
TI-55	Local	2x100	29.210 €/ ct	668 €/ ct
TI-56	Local	2x160	31.136 €/ ct	713 €/ ct
TI-57	Local	2x250	33.208 €/ ct	760 €/ ct
TI-58	Local	2x400	39.706 €/ ct	909 €/ ct
TI-59	Local	2x630	43.564 €/ ct	997 €/ ct
TI-60	Local	2x1000	50.166 €/ ct	1.148 €/ ct
TI-61	Local	2x1250	56.478 €/ ct	1.292 €/ ct
TI-01	Intemperie	0	11.143 €/ ct	255 €/ ct
TI-62	Intemperie	15	11.941 €/ ct	273 €/ ct
TI-63	Intemperie	25	12.474 €/ ct	285 €/ ct
TI-64	Intemperie	50	13.806 €/ ct	316 €/ ct
TI-65	Intemperie	100	14.257 €/ ct	326 €/ ct
TI-66	Intemperie	160	15.930 €/ ct	365 €/ ct
TI-67	Intemperie	250	17.912 €/ ct	410 €/ ct
TI-05	Subterráneo	0	34.324 €/ ct	785 €/ ct
TI-68	Subterráneo	15	35.123 €/ ct	804 €/ ct
TI-69	Subterráneo	25	35.123 €/ ct	804 €/ ct
TI-70	Subterráneo	50	36.987 €/ ct	846 €/ ct
TI-71	Subterráneo	100	37.467 €/ ct	857 €/ ct
TI-72	Subterráneo	160	38.431 €/ ct	879 €/ ct
TI-73	Subterráneo	250	39.431 €/ ct	902 €/ ct
TI-74	Subterráneo	400	41.707 €/ ct	954 €/ ct
TI-75	Subterráneo	630	42.689 €/ ct	977 €/ ct
TI-76	Subterráneo	1000	44.067 €/ ct	1.008 €/ ct
TI-77	Subterráneo	1250	46.757 €/ ct	1.070 €/ ct
TI-78	Subterráneo	2x15	65.751 €/ ct	1.505 €/ ct
TI-79	Subterráneo	2x25	65.751 €/ ct	1.505 €/ ct
TI-80	Subterráneo	2x50	69.479 €/ ct	1.590 €/ ct
TI-81	Subterráneo	2x100	70.439 €/ ct	1.612 €/ ct
TI-82	Subterráneo	2x160	72.367 €/ ct	1.656 €/ ct
TI-83	Subterráneo	2x250	74.366 €/ ct	1.702 €/ ct
TI-84	Subterráneo	2x400	78.918 €/ ct	1.806 €/ ct
TI-85	Subterráneo	2x630	80.883 €/ ct	1.851 €/ ct
TI-86	Subterráneo	2x1000	83.639 €/ ct	1.914 €/ ct
TI-87	Subterráneo	2x1250	89.017 €/ ct	2.037 €/ ct

Tabla 89. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para centros de transformación.

Código inventario	Elementos	Tensión primario	Tensión secundario	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-157	Transformador	400 kV	220 kV > U ≥ 110 kV	8.106 €/ MVA	218 €/ MVA y año
TI-158	Transformador	400 kV	110 kV > U ≥ 36 kV	8.106 €/ MVA	218 €/ MVA y año
TI-159	Transformador	220 kV	220 kV > U ≥ 110 kV	11.211 €/ MVA	301 €/ MVA y año
TI-160	Transformador	220 kV	110 kV > U ≥ 36 kV	11.211 €/ MVA	301 €/ MVA y año
TI-161	Transformador	220 kV	36 kV > U ≥ 1kV	17.895 €/ MVA	481 €/ MVA y año
TI-162	Transformador	132-110 kV	110 kV > U ≥ 36 kV	14.146 €/ MVA	380 €/ MVA y año
TI-163	Transformador	132-110 kV	36 kV > U ≥ 1kV	16.802 €/ MVA	452 €/ MVA y año
TI-164	Transformador	66-36 kV	36 kV > U ≥ 1kV	20.013 €/ MVA	538 €/ MVA y año
TI-165	Transformador	36 kV > U ≥ 1kV	U < 1kV	16.358 €/ MVA	440 €/ MVA y año
TI-166	Reactancia	132-110 kV		890 €/ MVar	24 €/ MVar y año
TI-167	Reactancia	66-36 kV		732 €/ MVar	20 €/ MVar y año
TI-168	Reactancia	36 kV > U ≥ 1kV		637 €/ MVar	17 €/ MVar y año
TI-169	Condensador	132-110 kV		1.187 €/ MVar	32 €/ MVar y año
TI-170	Condensador	66-36 kV		976 €/ MVar	26 €/ MVar y año
TI-171	Condensador	36 kV > U ≥ 1kV		850 €/ MVar	23 €/ MVar y año

Tabla 90. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para transformadores de subestación, reactancias y condensadores.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.4.4.- VALORES UNITARIOS SUBESTACIONES

Código inventario	Tipo de posición	Nivel de tensión	Tipo de parque	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-88	B lindada	132 -110 kV	Interior	558.266 € / posición	15.012 € / posición y año
TI-89	B lindada	132 -110 kV	Intemperie	558.266 € / posición	15.012 € / posición y año
TI-90	B lindada	132 -110 kV	Móvil	558.266 € / posición	15.012 € / posición y año
TI-91	Convencional	132 -110 kV	Interior	373.230 € / posición	10.036 € / posición y año
TI-92	Convencional	132 -110 kV	Intemperie	373.230 € / posición	10.036 € / posición y año
TI-93	Hibrida	132 -110 kV	Interior	558.266 € / posición	15.012 € / posición y año
TI-94	Hibrida	132 -110 kV	Intemperie	558.266 € / posición	15.012 € / posición y año
TI-95	B lindada	110 kV> U ≥ 36 kV	Interior	439.415 € / posición	11.816 € / posición y año
TI-96	B lindada	110 kV> U ≥ 36 kV	Intemperie	439.415 € / posición	11.816 € / posición y año
TI-97	B lindada	110 kV> U ≥ 36 kV	Móvil	439.415 € / posición	11.816 € / posición y año
TI-98	Convencional	110 kV> U ≥ 36 kV	Interior	228.588 € / posición	6.147 € / posición y año
TI-99	Convencional	110 kV> U ≥ 36 kV	Intemperie	228.588 € / posición	6.147 € / posición y año
TI-100	Hibrida	110 kV> U ≥ 66 kV	Interior	439.415 € / posición	11.816 € / posición y año
TI-101	Hibrida	110 kV> U ≥ 66 kV	Intemperie	439.415 € / posición	11.816 € / posición y año
TI-102	B lindada	36 kV> U ≥ 1kV	Interior	93.833 € / posición	2.523 € / posición y año
TI-103	B lindada	36 kV> U ≥ 1kV	Móvil	93.833 € / posición	2.523 € / posición y año
TI-104	B lindada	36 kV> U ≥ 1kV	Móvil	93.833 € / posición	2.523 € / posición y año
TI-105	Convencional	36 kV> U ≥ 1kV	Interior	72.237 € / posición	1.942 € / posición y año
TI-106	Convencional	36 kV> U ≥ 1kV	Intemperie	72.237 € / posición	1.942 € / posición y año
TI-107	Hibrida	36 kV> U ≥ 1kV	Interior	93.833 € / posición	2.523 € / posición y año
TI-108	Hibrida	36 kV> U ≥ 1kV	Intemperie	93.833 € / posición	2.523 € / posición y año

Tabla 91. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para posiciones de subestación.

5.4.5.- VALORES UNITARIOS DE FIABILIDAD

CINI	Elemento	Valor unitario de referencia de inversión [VRI]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento [VROM]
TI-174	Seccionador	3.189 € / ud	87 € / posición y año
TI-177	Reconectador	4.013 € / ud	109 € / posición y año
TI-179	Telesñalizador	262 € / ud	7 € / posición y año
TI-181	Fusible	2.196 € / ud	60 € / posición y año
TI-182	Seccionalizador	6.500 € / ud	177 € / posición y año
TI-183	Interruptor	10.510 € / ud	286 € / posición y año
TI-187	Interruptor-seccionador	4.000 € / ud	109 € / posición y año

Tabla 92. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para elementos de mejora de la fiabilidad en MT.

5.5.- REPERCUSIÓN DE LA EXPROPIACIÓN SOBRE EL COSTE DE LA INVERSIÓN ELÉCTRICA

Tal y como indica en 5.4.- los precios unitarios propuestos por la **CNMC**, no contemplan dos puntos muy importantes:

- Las diferentes tipologías de zonas las por las que discurre una línea eléctrica.
- Los costes derivados de las expropiaciones.

5.5.1.- NORMATIVA DE VALORACIÓN

Actualmente se aplican en España tres normativas vigentes para la valoración inmobiliaria:

- a) En materia de valoraciones urbanísticas y expropiatorias:
 - Legislación Vigente:
 - a) Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Suelo; y el Real Decreto 1492/2011, de 24 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de valoraciones de la Ley de Suelo
 - Legislación Derogada:
 - a) Ley 6/1998, de 13 de abril, sobre el Régimen del Suelo y Valoraciones (en aplicación en aquellos supuestos en los que no se ha alcanzado la fijación del justiprecio en vía administrativa a la entrada en vigor del Real Decreto Legislativo 2/2008).
- b) En materia de valoraciones masivas del catastro:
 - Real Decreto 1020/1993, de 25 de junio, por el que se aprueban las normas técnicas de valoración y el cuadro marco de valores del suelo y de las construcciones para determinar el valor catastral de los bienes inmuebles de naturaleza urbana.
- c) En materia de valoraciones en el mercado hipotecario:
 - Orden ECO/805/2003, de 27 de marzo, sobre normas de valoración de bienes inmuebles y de determinados derechos para ciertas finalidades financieras y las dos órdenes que la modifican parcialmente (Orden EHA/3011/2007 de 27 de marzo y Orden EHA/564/2008, de 28 de febrero).
- d) Jurisprudencia respecto de la interpretación de las Leyes.

5.5.2.- COSTE EXPROPIACIONES LÍNEAS ELÉCTRICAS SEGÚN TIPO DE SUELO

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Jurado Provincial de Alicante viene estableciendo un valor para servidumbres permanentes de paso aéreo de energía eléctrica equivalente al 50% valor de suelo por m². En el caso de apoyos se abona el 100% de la superficie de cimentación.

En el caso de servidumbres subterráneas el valor de las servidumbres permanentes corresponde al 90% del valor de suelo por m².

Dicho ello es prácticamente imposible establecer un precio por metro lineal habida cuenta de que no todas las líneas discurren por los mismos tipos de suelo ni se encuentran los mismos conceptos indemnizables o de reposición de infraestructuras (lógicamente no es lo mismo discurrir por un suelo urbanizable sin desarrollar, que discurrir por agrios plantados, matorral, pinar maderable, labor secano, improductivo, pastos etc., ni tampoco tener que eliminar arbolado en producción para llevar a cabo la obra o acceso de camiones, reponer caminos o labrar que no tener que hacerlo. Todas estas variables hacen que los precios sean sumamente dispares.

A título de ejemplo adjunto se acompaña relación de Resoluciones de Jurado Provincial de Expropiación correspondientes a distintos tipos de terreno y zonas de la provincia estableciendo igualmente el precio que otorga el Jurado por metro lineal de expropiación (la franja de expropiación por metro lineal incluye cuatro o cinco metros 2), incluido en muchos casos no sólo la servidumbre y/o apoyos sino también la ocupación temporal el pago del arbolado (vuelo) el 5% del premio de afección, etc.

LÍNEA	FECHA RESOLUCIÓN JURADO	TIPO SUELO	Valor METRO LINEAL (por todos los conceptos de la expropiación)
LAMT SAX DESDE ST ELDA-P.I EL CASTILLO	23/07/2014	APROVECHAMIENTO LABOR DE SECANO	Sax.- 4,47 Euros
LAMT SAX DESDE ST ELDA-P.I EL CASTILLO	23/07/2014	APROVECHAMIENTO DE CULTIVO BAJO Y MATORRALES	Sax.- 3,73 Euros
LAMT ROCAMORALA MATANZA	07/11/2013	APROVECHAMIENTO MANDARINAS VARIEDAD ORTANIQUE	Benferri.- 41 Euros (incluye vuelo arboles etc.)
LASMT COOPERATIVA ELÉCTRICA BIAR	23/07/2014	APROVECHAMIENTO OLIVAR DE SECANO	Biar.- 9,92 Euros
LAMT BENEIXAMA Y ST BANYERES DE MARIOLA	28/05/2013	APROVECHAMIENTO DE ALMENDROS EN SECANO	Benejama- Bañeres.- 15,32 Euros
LSMT SAN MIGUEL DE SALINAS URBANIZACIÓN LA CORONELITA	05/02/2013	APROVECHAMIENTO LIMONEROS DE REGADÍO	Torre vieja.- (servidumbre subterránea).- 64,21 Euros
LSMT SAN MIGUEL DE SALINAS URBANIZACIÓN LA CORONELITA	05/02/2013	APROVECHAMIENTO DE AGRIOS REGADÍO	Torre vieja.- Servidumbre subterránea 47,70 Euros.
LAMT PLAYAS CALVARIO	14/02/2013	APROVECHAMIENTO DE PINAR MADERABLE	Santa Pola.- 8,05 Euros
LAMT ESCANDELLA Y AGOST	14/02/2013	APROVECHAMIENTO DE VIÑEDO DE REGADÍO	Agost.- 26 Euros

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

LÍNEA	FECHA RESOLUCIÓN JURADO	TIPO SUELO	Valor METRO LINEAL (por todos los conceptos de la expropiación)
LAMT ESCANDELLA Y AGOST	14/02/2013	APROVECHAMIENTO LABOR DE SECANO Y PASTOS	Agost.- 6,18 Euros.

Tabla 93. Resoluciones tipo del Jurado Provincial de Expropiación correspondientes a distintos tipos de terreno y zonas de la provincia de Alicante.

Además de lo indicado que se refiere a la indemnización para el establecimiento de la línea, la expropiación en sí añade otra serie de gastos correspondientes a proyectos, tramitación, publicaciones, ejecución de obra etc.



Fotografía 40. Influencia de la expropiación en el trazado de una línea de alta tensión. Fuente propia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.6.- APLICACIÓN RETRIBUTIVA A LA ZONA TIPO DE DISTRIBUCIÓN

5.6.1.- INVENTARIO PARA LA RETRIBUCIÓN BASE

La empresa distribuidora de estudio, con la nueva ley del sector eléctrico [11] y su aplicación para poder cobrar la retribución [16] se le reconoce un inventario declarado e inventariado en el año *n-2*. Este inventario lo tienen que haber efectuado conforme al Real Decreto 1048/2013 [16]. Para la distribuidora estudio se compone de un Centro de reparto o seccionamiento, de 11 centros de transformación y de una serie de líneas de alta y baja tensión dadas por la Tabla 94. En la misma se puede observar que la última inversión que se efectuó fue en el año 2005. La descripción y evolución de la misma se ha llevado a cabo en 5.1.-

n-2	2013	Inventario para Retribución Base										
Cód. Elem.	Descripción del elemento	AT/ BT	AÑO ADQ.	VIDA ÚTIL	VIDA RES	Unid./ Kms.	VU _{inv}	Valor oficial	Amort. Anual Oficial	VU _{O&M}	Coef μ	Valor oficial O + M
C.R.	Caseta C-R-	A	1975	40	3,00	1,000	16.156,00 €	16.156,00 €	403,90 €	370,00 €	1,0000	370,00 €
C.R.1	Caseta int. 1	A	1975	40	3,00	1,000	10.515,00 €	10.515,00 €	262,88 €	286,00 €	1,0000	286,00 €
C.R.2	Caseta int. 2	A	1975	40	3,00	1,000	10.515,00 €	10.515,00 €	262,88 €	286,00 €	1,0000	286,00 €
Cc.r.3	Caseta int. 3	A	1975	40	3,00	1,000	10.515,00 €	10.515,00 €	262,88 €	286,00 €	1,0000	286,00 €
CTc-1	Caseta - 400	A	1975	40	3,00	1,000	25.347,00 €	25.347,00 €	633,68 €	580,00 €	1,0000	580,00 €
CTc-2	Caseta - 2x400	A	1975	40	3,00	1,000	47.353,00 €	47.353,00 €	1.183,83 €	1.084,00 €	1,0000	1.084,00 €
CTc-3	Caseta - 630	A	1975	40	3,00	1,000	26.945,00 €	26.945,00 €	673,63 €	617,00 €	1,0000	617,00 €
LSMT	Línea Subterránea nº 1	A	1975	40	3,00	0,800	144.914,00 €	115.931,20 €	2.898,28 €	707,00 €	1,0000	565,60 €
LSMT	Línea Subterránea nº 2	A	1975	40	3,00	0,200	144.914,00 €	28.982,80 €	724,57 €	707,00 €	1,0000	141,40 €
LSMT	Línea Subterránea nº 3	A	1975	40	3,00	0,180	144.914,00 €	26.084,52 €	652,11 €	707,00 €	1,0000	127,26 €
CTc-4	Caseta - 2x400	A	1990	40	18,00	1,000	47.353,00 €	47.353,00 €	1.183,83 €	1.084,00 €	1,0000	1.084,00 €
CTc-5	Caseta - 400	A	1990	40	18,00	1,000	25.347,00 €	25.347,00 €	633,68 €	580,00 €	1,0000	580,00 €
LSMT	Línea Subterránea nº 4	A	1990	40	18,00	0,600	68.172,00 €	40.903,20 €	1.022,58 €	707,00 €	1,0000	424,20 €
LSMT	Línea Subterránea nº 5	A	1990	40	18,00	0,200	68.172,00 €	13.634,40 €	340,86 €	707,00 €	1,0000	141,40 €
CTc-6	Caseta - 630	A	2000	40	28,00	1,000	26.945,00 €	26.945,00 €	673,63 €	617,00 €	1,0000	617,00 €
LSMT	Línea Subterránea nº 6	A	2000	40	28,00	0,400	68.172,00 €	27.268,80 €	681,72 €	707,00 €	1,0000	282,80 €
CTa-7	Caseta - 2X630	A	2005	40	33,00	1,000	0,00 €	0,00 €	0,00 €	218,00 €	1,0000	218,00 €
CTIc-8	Intemperie - 100	A	2005	40	33,00	1,000	14.080,00 €	14.080,00 €	352,00 €	326,00 €	1,0000	326,00 €
CTIa-9	Intemperie - 50	A	2005	40	33,00	1,000	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	1,0000	0,00 €
LSMT	Línea Subterránea nº 7	A	2005	40	33,00	0,500	144.914,00 €	72.457,00 €	1.811,43 €	707,00 €	1,0000	353,50 €
LSMT	Línea Subterránea nº 8	A	2005	40	33,00	0,200	144.914,00 €	28.982,80 €	724,57 €	707,00 €	1,0000	141,40 €
LAMT	Línea Aérea nº 9	A	2005	40	33,00	0,400	68.172,00 €	27.268,80 €	681,72 €	707,00 €	1,0000	282,80 €
LAMT	Línea Aérea nº 12	A	2005	40	33,00	0,850	68.172,00 €	57.946,20 €	1.448,66 €	707,00 €	1,0000	600,95 €
LSMT	Línea subterránea nº 3	A	2005	40	33,00	0,000	146.733,00 €	0,00 €	0,00 €	1.523,00 €	1,0000	0,00 €
Sumas ALTA tensión								700.530,72 €	17.513,27 €			9.395,31 €
LA 9	Línea Aérea nº 11	B	2005	40	33,00	0,200	68.172,00 €	13.634,40 €	340,86 €	284,00 €	1,0000	56,80 €
LS 4	Línea Subterránea nº 10	B	2005	40	33,00	0,350	146.733,00 €	51.356,55 €	1.283,91 €	815,00 €	1,0000	285,25 €
Sumas BAJA tensión								64.990,95 €	1.624,77 €			342,05 €

Tabla 94. Inventario de la empresa distribuidora efectuado el año *n*, sobre el año *n-2*.

En la misma se comentan a continuación las columnas más significativas:

Empleamos **A** y **B** para diferenciar entre alta y baja tensión, más o menos de 1 kV según Real Decreto 842/2002^{CLXV} REBT [190] respectivamente. Los valores de vida útil,

^{CLXV} Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

están considerados de 40 años según informe de la **CNMC** (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) [336] y también el Real Decreto 223/2008 RLAT [199] [226] [227], para las instalaciones allí enumeradas. Emplearemos como año de construcción, el correspondiente a la puesta en marcha de la instalación por la Administración Competente. El valor de los precios unitarios, viene dado de conformidad con el apartado 1.b de la disposición adicional segunda del Real Decreto 1048/2013 [317].

Para ello tomaremos $R_n^i = 2015$ siendo es el término de retribución base a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año $n-2$ $R_{n-2}^i = 2013$

Los valores dados para una línea de alta tensión de simple circuito, con tensión de 20 kV para el valor unitario de referencia de inversión con trazado aéreo son de 68.172,00 euros por kilómetro de **LAMT** y el valor unitario de referencia de operación y mantenimiento 707 euros por kilómetro y año.

Código inventario	CINI	Tipología	Recorrido	Número de circuitos	Número de conductores	Valor unitario de referencia de inversión[VR]	Valor unitario de referencia de operación y Mantenimiento[VRM]
TI-1	I202120	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Simple	Simplex	175.204 €/km	1.818 €/km y año
TI-2	I202210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Simple	Dúplex	225.312 €/km	2.338 €/km y año
TI-3	I202210	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Doble	Simplex	189.027 €/km	1.962 €/km y año
TI-4	I202220	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Aéreo	Doble	Dúplex	253.242 €/km	2.628 €/km y año
TI-5	I203110	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Simple	Simplex	121.302 €/km	1.259 €/km y año
TI-6	I203120	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Simple	Dúplex	164.215 €/km	1.704 €/km y año
TI-7	I203210	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Doble	Simplex	132.080 €/km	1.371 €/km y año
TI-8	I203220	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Aéreo	Doble	Dúplex	183.010 €/km	1.899 €/km y año
TI-9	I204110	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Aéreo	Simple	Simplex	68.172 €/km	707 €/km y año
TI-10	I204210	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Aéreo	Doble	Simplex	73.089 €/km	758 €/km y año
TI-11	I205110	LBT U < 1kV	Aéreo	Simple sobre postes	Simplex	27.347 €/km	284 €/km y año
TI-12	I205410	LBT U < 1kV	Aéreo	Simple sobre fachada	Simplex	15.327 €/km	159 €/km y año
TI-13	I205210	LBT U < 1kV	Aéreo	Doble sobre postes	Simplex	35.034 €/km	364 €/km y año
TI-14	I202710	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	1.141.853 €/km	11.850 €/km y año
TI-15	I202610	LAT 132 kV ≥ U > 66 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	815.095 €/km	8.459 €/km y año
TI-16	I203710	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Doble	Simplex	878.285 €/km	9.114 €/km y año
TI-17	I203610	LAT 66 kV ≥ U > 36 kV	Subterráneo	Simple	Simplex	436.016 €/km	4.525 €/km y año
TI-18	I204710	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Subterráneo	Doble	Simplex	217.993 €/km	2.262 €/km y año
TI-19	I204610	LMT 36 kV ≥ U ≥ 1kV	Subterráneo	Simple	Simplex	146.733 €/km	1.523 €/km y año
TI-20	I205710	LBT U < 1kV	Subterráneo	Doble	Simplex	78.583 €/km	815 €/km y año
TI-21	I205610	LBT U < 1kV	Subterráneo	Simple	Simplex	58.686 €/km	609 €/km y año

Tabla 95. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para líneas aéreas y subterráneas.

En la Tabla 94 podemos ver que la inversiones de los centros de transformación de abonado, no deben de costar como inversión de dicha empresa distribuidora, solamente en el caso del centro de transformación nº 7, que ha sido cedido por un particular a la compañía eléctrica, podrá cobrar por los gastos de operación y mantenimiento, en este caso 218,00 €/año.

5.6.2.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE NUEVAS INVERSIONES. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

N1 N2 N3 N4 N5 N6

R_{Base} Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.

$$R_{base} = R I_{base} + ROM_{base} \quad \text{[Retrib por inversión más por operación y mto.]}$$

[1] **R I_{base}** Retribución por la **inversión** por instalaciones puestas en servicio y que continúen en servicio sin haber superado su vida útil y sigan siendo de su titularidad

[2] **ROM_{base}** Retribución por **operación y mantenimiento** por las instalaciones puestas en servicio, que continúen en servicio y sigan siendo de su titularidad

$$R I_{base} = A_{base} + RF_{base} \quad \text{[Amortización. + retrib. Financiera]}$$

[1.1] **A_{base}** Retribución por amortización lineal del inmovilizado base bruto por sus instalaciones de distribución.

[1.2] **RF_{base}** Retribución financiera del activo neto de la empresa que recibirá el primer año y corresponde a las instalaciones propiedad de la empresa puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y continúen en servicio.

N1 N2 N3 N4 N5 N6

$$A_{base} = \frac{IBR_{base}}{VU_{base}} \quad \text{[valor del inmovilizado dividido de su vida útil]}$$

[1.1.1] **IBR_{base}** Inmovilizado base bruto con derecho a retribución derivado de sus instalaciones en activo que no hayan superado su vida útil a 31 de dic del año base. Sólo se calcula el primer año.

$$IBR_{base} = (IBAT_{base} + IBBT_{base} + IBO_{base}) \times \lambda_{base} \times FRRI_{base}$$

[1.1.1.1] **IBAT_{base}** Valor de inmovilizado base bruto para instalaciones de tensión superior a 1 Kv según el inventario auditado. Valores unitarios calculados conforme al Cap. V

$$IBAT_{base} = kinm_{i-AT} \times \sum UF_{AT} \times VU_{inv}$$

[1.1.1.1.1] **kinm_{i-AT}** Coef. eficiencia instalac. de AT. Reflejará en cuanto se ajusta su inventario de AT al de una empresa eficiente en un mercado similar. Su valor se señalará oficialmente.

EJEMPLO **kinm_{i-AT}** = 0,8462 *parámetro*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	N1	N2	N3	N4	N5	N6
[1.1.1.1.2]					UF_{AT}	Unidades físicas de AT en servicio el año base, incluidos los centros de transformación.
[1.1.1.1.3]					VU_{inv}	Valor unitario, actualizado al año base, de referencia para una instalación de igual tipo
INVENTARIO	$\sum UF_{AT} \times VU_{inv}$					= 773.385,55 €
EJEMPLO	$IBAT_{base} = 654.438,85$					
	$IBBT_{base} = kinm_{i-BT} \times \sum UF_{BT} \times VU_{inv}$					
[1.1.1.2]					$IBBT_{base}$	Valor de inmovilizado base bruto para instalaciones de tensión igual o inferior a 1Kv según el inventario auditado. Valores unitarios calculados conforme al Cap. V
[1.1.1.2.1]					$kinm_{i-BT}$	Coef. eficiencia instalac. de BT. Reflejará en cuanto se ajusta su inventario de BT al de una empresa eficiente en un mercado similar. <i>Su valor se señalará oficialmente.</i>
EJEMPLO	$kinm_{i-BT} = 0,8462$					<i>parámetro</i>
	N1	N2	N3	N4	N5	N6
[1.1.1.2.2]					UF_{BT}	Unidades físicas de BT en servicio el año base.
[1.1.1.1.3]					VU_{inv}	Valor unitario, actualizado al año base, de referencia para una instalación de igual tipo
INVENTARIO	$\sum UF_{BT} \times VU_{inv}$					= 64.990,95 €
EJEMPLO	$IBBT_{base} = 54.995,34$					
[1.1.1.3]					IBO_{base}	Valor de inmovilizado base bruto de otros activos necesarios distintos de los eléctricos. <i>Su valor y el de su vida útil se señalará oficialmente</i>
EJEMPLO	$IBO_{base} = 250.000,00 €$					
[1.1.1.4]					λ_{base}	Coef. en base uno que refleja el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio QUE HAN SIDO FINANCIADAS por terceros y el volumen de AYUDAS PÚBLICAS recibidas. <i>Su valor se propondrá junto con el primer cálculo</i>
EJEMPLO	$\lambda_{base} = 0,666660$					

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	N1	N2	N3	N4	N5	N6	
[1.1.1.5.3]					$tr_{2011 \rightarrow base}$		Tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 1,5 para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011. (RDL13/2012)

EJEMPLO $tr_{2011 \rightarrow base} = 1,099114$ parámetro

[1.1.1.5.4]	$\phi_{2011 \rightarrow base}$	factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base respecto del total de instalaciones de la empresa i que se encuentran en servicio el 31 de diciembre del año base. Su valor será propuesto
-------------	--------------------------------	--

EJEMPLO $\phi_{2011 \rightarrow base} = 0,2$ inventado

EJEMPLO $FRRI_{base} = 1,068083928$

EJEMPLO $IBR_{base} = (IBAT_{base} + IBBT_{base} + IBO_{base}) \times \lambda_{base} \times FRRI_{base}$

$(IBAT_{base} + IBBT_{base} + IBO_{base}) = 959.434,19 \text{ €}$

	N1	N2	N3	N4	N5	N6	
[1.1.2]			IBR_{base}				= 683.164,00 €
			VU_{base}				Vida útil regulatoria media de las instalaciones a 31 de diciembre del año base

EJEMPLO $VU_{base} = 40,00$ AÑOS dato

[1.1]	A_{base}	=	$\frac{IBR_{base}}{VU_{base}}$	[valor del inmovilizado dividido de su vida útil]
-------	------------	---	--------------------------------	---

EJEMPLO $A_{base} = \frac{IBR_{base}}{VU_{base}} = \frac{683.164,00 \text{ €}}{40,00} = 17.079,10 \text{ €}$

[1.2]	RF_{base}	Retribución financiera por el activo neto de la empresa por sus instalaciones puestas en servicio y que continúen en servicio
-------	-------------	---

$RF_{base} = IN_{base} \times TRF_{base}$

[1.2.1]	IN_{base}	es el inmovilizado base neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que se encuentran en servicio el año base.
---------	-------------	--

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

N1	N2	N3	N4	N5	N6	
[1.1.1.1.2]		UF _{AT}	= Unidades físicas de AT en servicio el año base, incluidos los centros de transformación.			
[2.1.1]		VU _{O&M}	= Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la j, actualizado al año base			
INVENTARIO		\sum	UF _{AT}	x	VU _{O&M}	= 10.710,19 €
EJEMPLO	ROMAT _{base}	= 9.062,96 €				
[2.2]	ROMBT _{base}	Retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de alta tensión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de baja tensión que se encuentran en servicio en el año base				
	ROMBT _{base}	= $kinm_{i-BT} \times \sum UF_{BT} \times VU_{O&M}$				
[1.1.1.2.1]	kinm _{i-BT}	Coef. eficiencia instalac. de BT. Reflejará en cuanto se ajusta su inventario de BT al de una empresa eficiente en un mercado similar. Su valor se señalará oficialmente.				
EJEMPLO		kinm _{i-BT}	=		0,8462	<i>parámetro</i>
[1.1.1.2.2]		UF _{BT}	Unidades físicas de BT en servicio el año base.			
N1	N2	N3	N4	N5	N6	
[2.1.1]		VU _{O&M}	= Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la j, actualizado al año base			
INVENTARIO		\sum	UF _{BT}	x	VU _{O&M}	= 342,05 €
EJEMPLO	ROMBT _{base}	= 289,44 €				
[2.3]	ROMLAE _{base}	Retribución base por operación y mantenimiento, asociado a la <u>labor de mantenimiento</u> realizada el año base <u>que no está directamente ligada a los activos eléctricos</u> recogidos en las unidades físicas. Basado en información de costes. Propuesto en el primer año.				
EJEMPLO	ROMLAE _{base}	= 10.000,00 €				
[2.4]	α _{O&M}	Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Su valor será propuesto				
EJEMPLO	α _{O&M}	= 1,000000 <i>parámetro</i>				
[2.5]	FRFROM _{base}	Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento				
	FRFROM _{base}	= $\varphi_{2011 \rightarrow base} \cdot (1 + TRF_{APS})^{trbaseOM} + (1 - \varphi_{2011 \rightarrow base})$				

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	N1	N2	N3	N4	N5	N6	
[1.1.1.5.4]	$\varphi_{2011 \rightarrow base}$						factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base
EJEMPLO	$\varphi_{2011 \rightarrow base}$			=			0,2
[2.5.1]	TRF_{APS}						Tasa de retribución financiera durante el primer año.
EJEMPLO	TRF_{APS}			=			0,035
[2.5.2]	tr_{base_OM}						es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011 hasta el año base. Este factor tomará un valor de 1 para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011.
EJEMPLO	tr_{base_OM}			=			1,77
EJEMPLO	$FRROM_{base}$			=			1,012556512
EJEMPLO	ROM_{base}			=			19.595,40 €
[2]	N1	N2	N3	N4	N5	N6	
	ROM_{base}			=	$(ROMAT_{base} + ROMBT_{base} + ROMLAE_{base} \times \frac{\alpha_{O\&M}}{FRROM_{base}}) \times \dots$		
$R_{base} =$	$R I_{base}$		+	ROM_{base}			
EJEMPLO	$R_{base} =$						53.334,31 €

Tabla 96

5.6.3.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE NUEVAS INVERSIONES. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017

Suponemos una ampliación de red de alta tensión **LAMT** de 1200 m **L13** y que tiene como destino alimentar al centro de transformación nº 10 de 400 kVA.

Cód. Elem.	Descripción	Coste Inversión	Financiado por 3os.	Ayudas Oficiales	% UE	Valor "oficial"	FRR ⁱ (Para TRF del: 6,50%)	Valor de la Inversión, "inicial"
NI LA 10	Línea aérea 1,2 Km	90.000,00 €	0,00 €	0,00 €	100	81.806,40 €	1,099114056	94.417,41 €
NI CTc 10	Caseta - 400	23.000,00 €	0,00 €	0,00 €	90	25.347,00 €	1,099114056	26.569,43 €

Tabla 97. Primer paso: determinación del "Valor de la Nueva Inversión", inicial (sin límites).

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cód. Elem.	Coste Inversión	Valor "oficial"	$(V_i^{jVaUn} - V_i^{j-real})/V_i^{j-real}$	Cumplimiento de límite
NI LA 10	90.000,00 €	81.806,40 €	-0,09104	SÍ
NI CTc 10	23.000,00 €	25.347,00 €	0,10204	SÍ

Tabla 98. Segundo paso: límite 1º comprobación del cumplimiento de límites. $[(V_i^{jVaUn} - V_i^{j-real})/V_i^{j-real}] < -0,15$ [El valor real es superior al tabulado en más de un 15%]

Cód. Elem.	Coste Inversión	Valor "oficial"	12,5% del Valor "real"	Importe a adicionar	Cumplimiento de límite
NI LA 10	90.000,00 €	81.806,40 €	11.250,00 €	-4.096,80 €	SÍ
NI CTc 10	23.000,00 €	25.347,00 €	2.875,00 €	1.173,50 €	SÍ

Tabla 99. Segundo paso: límite 2º comprobación del cumplimiento de límites. Cifra máxima a añadir al Valor real auditado $[1/2 (V_i^{jVaUn} - V_i^{j-real})]$

Cód. Elem.	Descripción	Coste Inversión	Financiado por 3os.	Ayudas Oficiales	% UE	Valor "oficial"	FRR ^j (Para TRF del:	6,50%	Valor de la Inversión
NI LA 10	Línea aérea 1,2 Km	90.000,00 €	0,00 €	0,00 €	100	81.806,40 €	1,099114056		94.417,41 €
NI CTc 10	Caseta - 400	23.000,00 €	0,00 €	0,00 €	90	25.347,00 €	1,099114056		26.569,43 €

Tabla 100. Tercer paso: determinación del "Valor de la Inversión", con aplicación de límites.

Cód. Elem.	Descripción	Valor de la Inversión	Vida Útil elemento	Amortización anual del elemento
NI LA 10	Línea aérea 1,2 Km	94.417,41 €	40	2.360,44 €
NI CTc 10	Caseta - 400	26.569,43 €	40	664,24 €

Tabla 101. Cuarto paso: determinación de la "Amortización de la Inversión", según vida útil.

Cód. Elem.	Descripción	Valor de la Inversión	VU ^j	Año "n"	Año Autoriz.	k=	Valor neto inversión	Retribución financiera para una TRF ^j del	6,50%
NI LA 10	Línea aérea 1,2 Km	94.417,41 €	40	2017	2015	2	89.696,54 €	5.832,97 €	
NI CTc 10	Caseta - 400	26.569,43 €	40	2017	2015	2	25.240,96 €	1.641,42 €	

Tabla 102. Quinto paso: determinación de la "Retribución financiera", según tiempo desde la autorización.

Cód. Elem.	Descripción	Unid	VU _{O&M}	Valor por VU _{O&M} ^j	Factor de Retardo Retributivo para una TRF ^j del	6,50%	Retribución por Operación y Mantenimiento
NI LA 10	Línea aérea 1,2 Km	1,2	707,00 €	848,40 €	1,06503		903,57 €
NI CTc 10	Caseta - 400	1	580,00 €	580,00 €	1,06503		617,72 €

Tabla 103. Sexto paso: determinación de la "Retribución por Operación y Mantenimiento".

Cód. Elem.	Descripción	Atribución de "otros activos no eléctricos" derivados de la Nueva Instalación	Factor de eficiencia de la O&M de estos activos	Retribución por O&M de los Activos no eléctricos
NI LA 10	Línea aérea 1,2 Km	1.600,00 €	0,222222	622,22 €
NI CTc 10	Caseta - 400	1.200,00 €		

Tabla 104. Séptimo paso: determinación de la "Retribución por Otros activos no eléctricos".

Cód. Elem.	Descripción	Amortización anual del elemento	Retribución financiera	Retribución por Operación y Mantenimiento	Retribución por O&M de los Activos no eléctricos
NI LA 10	Línea aérea 1,2 Km	2.360,44 €	5.832,97 €	903,57 €	622,22 €
NI CTc 10	Caseta - 400	664,24 €	1.641,42 €	617,72 €	
Sumas:		3.024,67 €	7.474,39 €	1.521,29 €	

Tabla 105. Último paso: determinación de la "Retribución de la Nueva Inversión".

Retribución en el año n de la Nueva inversión:	12.642,57 €
--	-------------

Tabla 106. Retribución en el año n de la Nueva inversión.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.6.4.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE OTRAS TAREAS. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017

	N1	N2	N3	N4	N5	N6
ROTD	Retribución por otras tareas reguladas que la empresa distribuidora i ha de percibir el año n, por el desarrollo de dichas tareas el año n-2					
ROTD	= (RL + RC + RT + RP + RE + RTA) x FRRROM _{n-2}					
[1]	RL	Retribución por la <i>lectura de contadores y equipos de medida</i> de los clientes conectados a sus redes percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2				
	RL	= (ΣNC_{base}) x VUL x COEF L				
[1.1]	ΣNC_{base}	Número de Clientes a 31 de diciembre del año n-2				
[1.2]	VUL	Valor unitario retribuable por lectura de contadores				
[1.3]	COEF L	Factor de competencia referencial entre empresas [Valor inicial: 1]				
	ΣNC_{base}	= 1.677	VUL	= 7,75	COEF L	= 1
	RL	= 12.996,75 €				
[2]	RC	Retribución por las <i>tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos</i> percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2.				
	RC	= (ΣNC_{base}) x VUC x COEF C				

Tabla 107. 5.6.4.- Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (1)

[2.2]	VUC	Valor unitario retribuable por contratación				
[1.1]	ΣNC_{base}	Número de Clientes a 31 de diciembre del año n-2				
[2.3]	COEF C	Factor de competencia referencial entre empresas [Valor inicial: 1]				
	ΣNC_{base}	= 1.677	VUC	= 11,34	COEF C	= 1
	RC	= 19.017,18 €				
[3]	RT	Retribución por las tareas asociadas a la <i>atención telefónica a los clientes</i> conectados a sus redes percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2				
	RT	= (ΣNC_{base}) x VUT x COEF T				
[1.1]	ΣNC_{base}	Número de Clientes a 31 de diciembre del año n-2				
[3.2]	VUT	Valor unitario retribuable por atención telefónica				
[3.3]	COEF T	Factor de competencia referencial entre empresas [Valor inicial: 1]				
	ΣNC_{base}	= 1.677	VUT	= 4,64	COEF T	= 1
	RT	= 7.781,28 €				

Tabla 108. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (2)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[4] **RP** Retribución por tareas de planificación percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2

$$RP = kcp \times (IBAT_{n-2} + IBBT_{n-2} + IBO_{n-2})$$

[4.1] **kcp** Coeficiente de costes de planificación

[4.2] **IBAT_{n-2}** Inmovilizado bruto de Alta Tensión calculado como en la Retribución Base

[4.3] **IBBT_{n-2}** Inmovilizado bruto de Baja Tensión calculado como en la Retribución Base

[4.4] **IBO_{n-2}** Inmovilizado bruto de Otros Activos calculado como en la Retribución Base

$$kcp = 0,0028$$

$$IBAT_{n-2} + IBBT_{n-2} + IBO_{n-2} = 959.434,19 \text{ €}$$

$$RP = 2.686,42 \text{ €}$$

[5] **RE** Retribución por costes de estructura de la empresa de distribución eficiente percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2

$$RE = kce \times (IBAT_{n-2} + IBBT_{n-2} + IBO_{n-2})$$

[5.1] **kce** Coeficiente de costes de estructura

Tabla 109. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (3)

[4.2] **IBAT_{n-2}** Inmovilizado bruto de Alta Tensión calculado como en la Retribución Base

[4.3] **IBBT_{n-2}** Inmovilizado bruto de Baja Tensión calculado como en la Retribución Base

[4.4] **IBO_{n-2}** Inmovilizado bruto de Otros Activos calculado como en la Retribución Base

$$kce = 0,0214$$

$$IBAT_{n-2} + IBBT_{n-2} + IBO_{n-2} = 959.434,19 \text{ €}$$

$$RP = 20.531,89 \text{ €}$$

[6] **RTA** Retribución en concepto de Tasas de ocupación de la vía pública percibida por la empresa distribuidora i el año n derivada de tasas satisfechas por dicha empresa del año n-2

$$RTA = FP_{base} \times 0,015 \times (1 - CU_{base})$$

[6.1] **FP_{base}** Importes facturados por peajes en el año n-2

[6.2] **CU_{base}** Tanto por uno que representan las cuotas sobre la facturación bruta de los peajes

EJEMPLO $FP_{base} = 13.000,00 \text{ €} \quad ???$

$$CU_{base} = 0,0279$$

Tabla 110. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (4)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	RTA	=	189,56 €
[7]	FRROM_{n-2}	Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j con autorización de explotación del año n-2. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento [Valor: 1,099114056]	
	FRROM_{n-2}	=	1,099114056
	ROTD	=	69.467,39 €

Tabla 111. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (5)

5.6.5.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017

	N1	N2	N3	N4	N5	N6						
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio											
El incentivo a la mejora de la calidad de suministro de la empresa distribuidora i el año n podrá oscilar entre el +2% y el -3% de su retribución sin incentivos de dicho año												
Q	=	β	x	$\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$	x	$K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4}$	x	$PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$	x	$PI_{Inst}^{n-2 \rightarrow n-4}$	x	$\left(\frac{TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}}{TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}} \right)$

Tabla 112. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (6)

[1]	β	Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior									
[1.a)]	Para empresas con con un TIEPI en el periodo regulatorio anterior MENOR que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores										
[1.a).1]	Si	$\frac{TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}}{TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}} <$	\rightarrow	$\beta = \frac{TIEPI_{sector}^{p.ant.}}{TIEPI_{empr}^{p.ant.}}$	Caso 1						
[1.a).2]	Si	$\frac{TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}}{TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}} >$	\rightarrow	$\beta = \frac{TIEPI_{empr}^{p.ant.}}{TIEPI_{sector}^{p.ant.}}$	Caso 2						
[1.b)]	Para empresas con con un TIEPI en el periodo regulatorio anterior MAYOR que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores										
[1.b).1]	Si	$\frac{TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}}{TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}} <$	\rightarrow	$\beta = \frac{TIEPI_{empr}^{p.ant.}}{TIEPI_{sector}^{p.ant.}}$	Caso 3						
[1.b).2]	Si	$\frac{TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}}{TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}} >$	\rightarrow	$\beta = \frac{TIEPI_{sector}^{p.ant.}}{TIEPI_{empr}^{p.ant.}}$	Caso 4						

Tabla 113. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (7)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[2]	$\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Coeficiente que valora la evolución del NIEPI de empresa distribuidora i. Este parámetro estará acotado entre 0,75 y 1,25	
[2.a)]	Si $TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} < TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} \rightarrow$	$\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} = \frac{NIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}}{NIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}}$	Caso 5
[2.b)]	Si $TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} > TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} \rightarrow$	$\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} = \text{El MAYOR entre } 1 \text{ y } \dots$	Caso 6.1
		$\dots \frac{NIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}}{NIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}}$	Caso 6.2
[2.a).1]	$NIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}$	Es el valor medio de NIEPI de los años n-5 a n-3	
	$NIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}$	$= \frac{\sum_{i=1}^k P_i^{n-5} + \sum_{i=1}^k P_i^{n-4} + \sum_{i=1}^k P_i^{n-3}}{P_i^{n-5} + P_i^{n-4} + P_i^{n-3}}$	
[2.a).1.1]	$\sum_{i=1}^k P_i^{n-5}$	Sumatorio de la potencia instalada afectada por cada uno de los cortes i, ocurridos en el año n-5	
[2.a).1.2]	P_i^{n-5}	Potencia instalada total en el año n-5	

Tabla 114. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (8)

[3]	$K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Coeficiente que valora la distribución zonal de la calidad	
[3.a)]	Si $TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} - TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}$ es NEGATIVO, entonces	$K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1$	Caso 7
[3.b)]	Si es POSITIVO, entonces	$K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1 - 0,1 \times \delta$	κ NUNCA tomará valor <0
[3.b).1]	δ	número de veces que a lo largo del periodo que transcurre entre los años n-2 y n-4 supera en alguna de las zonas de calidad de suministro definidas reglamentariamente por la Administración General del Estado y en algún año en más de un 10 % los umbrales mínimos de TIEPI establecidos para dicha zona por la normativa básica estatal.	

Tabla 115. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (9)

[4]	$PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$	Precio de energía no suministrada por motivos de calidad de suministro, en €/kWh. Este precio tomará el valor de <u>treinta veces</u> del precio medio horario peninsular promedio ponderado del periodo que transcurre entre los años n-2 a n-4	
[5]	$P_{Inst}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Es la potencia promedio instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n-2 a n-4	
[6]	$TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}$	promedio del TIEPI de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n-2 a n-4	
	$TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}$	$= \frac{P_{Inst}^{n-5} \cdot TIEPI^{n-5} + P_{Inst}^{n-4} \cdot TIEPI^{n-4} + P_{Inst}^{n-3} \cdot TIEPI^{n-3}}{P_{Inst}^{n-5} + P_{Inst}^{n-4} + P_{Inst}^{n-3}}$	

Tabla 116. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (10)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[6.1]	Pinstⁿ	Es la potencia promedio instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i en el años n
[6.2]	TIEPIⁿ	índice que refleja para el año n la duración, en horas, de una interrupción del suministro eléctrico de más de 3 minutos de duración, referido a la potencia total instalada en una zona, e incluye tanto las interrupciones causadas por trabajos planificados (programados) como por los incidentes en las instalaciones (imprevistos).
	TIEPIⁿ	$= \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \times H_i)}{\sum PI}$
[6.1.1]	$\sum_{i=1}^k (PI_i \times H_i)$	Sumatorio de la potencia instalada afectada por cada uno de los cortes i, por su respectiva duración
[6.1.2]	$\sum PI$	Potencia instalada total de la red

Tabla 117. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (11)

SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE POR MEJORA DE LA CALIDAD. Año base=2013.											
Año	Zona calidad	TIEPI EMPRESA	TIEPI ESTATAL	TIEPI MÁXIMO	NIEPI EMPRESA	NIEPI ESTADO	NIEPI MÁXIMO	Ciudadanos afectados	δ	Potencia afectada	Potencia instalada
2008	Urbana	0	0,932	1,5	0	1,424	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	1,765	3,5	0	2,284	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	1,0475	2,877	6	1,1833	3,124	8	1498	0 0	5.299,76	4.478,80
	Rural Disp	2,1373	4,014	9	1,662	3,921	12	13	0 0	216,39	130,20
(n-5): 2008		1,07829	1,628		1,19682	2,067		1511	0 0	5.516,16	4.609,00
2009	Urbana	0	1,077	1,5	0	1,484	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	2,79	3,5	0	2,52	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	6,025	4,851	6	1,01	3,532	8	1498	1 1	4.523,59	4.478,80
	Rural Disp	6,05	5,693	9	1	4,527	12	13	1 0	130,20	130,20
(n-4): 2009		6,02571	2,369		1,00972	2,253		1511	2 1	4.653,79	4.609,00
2010	Urbana	0	1,205	1,5	0	1,313	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	2,928	3,5	0	2,218	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	1,1939	4,362	6	2,9	3,322	8	1498	0 0	12.988,52	4.478,80
	Rural Disp	1,2835	7,725	9	2,06	4,483	12	13	0 0	268,21	130,20
(n-3): 2010		1,19643	2,495		2,87627	2,016		1511	0 0	13.256,73	4.609,00
2011	Urbana	0	0,671	1,5	0	1,015	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	1,163	3,5	0	1,599	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	1,14	1,982	6	2,97	2,323	8	1498	0 0	13.302,04	4.478,80
	Rural Disp	1,21	3,364	9	2,01	3,193	12	13	0 0	261,70	130,20
(n-2): 2011		1,14198	1,12		2,94288	1,474		1511	0 0	13.563,74	4.609,00
2012	Urbana	0	0	1,5	0	0	3	0	0 0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	0	3,5	0	0	5	0	0 0	0,00	0,00
	Rural Conc	0	0	6	0	0	8	1498	0 0	0,00	4.478,80
	Rural Disp	0	0	9	0	0	12	13	0 0	0,00	130,20
(n-1): 2012		0			0			1511	0 0	0,00	4.609,00

Tabla 118. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (12)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Año	Zona calidad	TIEPI EMPRESA	TIEPI ESTATAL	TIEPI MÁXIMO	NIEPI EMPRESA	NIEPI ESTADO	NIEPI MÁXIMO	Ciudadanos afectados	δ	Potencia afectada	Potencia instalada
2013	Urbana	0	0	1,5	0	0	3	0	0,0	0,00	0,00
	Semiurbana	0	0	3,5	0	0	5	0	0,0	0,00	0,00
	Rural Conc	0	0	6	0	0	8	1498	0,0	0,00	4.478,80
	Rural Disp	0	0	9	0	0	12	13	0,0	0,00	130,20
(n): 2013		0			0			1511	0,0	0,00	4.609,00
2014	Urbana	0	0	1,5	0	0	3	0	0,0	0,00	0,00
2014	Semiurbana	0	0	3,5	0	0	5	0	0,0	0,00	0,00
2014	Rural Conc	0	0	6	0	0	8	1498	0,0	0,00	4.478,80
2014	Rural Disp	0	0	9	0	0	12	13	0,0	0,00	130,20
sumas 2014		0			0			1511	0,0	0,00	4.609,00
2015	Urbana	0	0	1,5	0	0	3	0	0,0	0,00	0,00
2015	Semiurbana	0	0	3,5	0	0	5	0	0,0	0,00	0,00
2015	Rural Conc	0	0	6	0	0	8	1664	0,0	0,00	4.878,80
2015	Rural Disp	0	0	9	0	0	12	13	0,0	0,00	130,20
sumas 2015		0			0			1677	0,0	0,00	5.009,00

Tabla 119. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (13)

Cálculo de las variables que intervienen en la fórmula de la retribución por calidad. Año base=2013.

[1] β Para el cálculo de β necesitamos TIEPIs de periodos, y de empresa / sector

[6.a] $TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} = \frac{P_{Inst}^{n-5} \cdot TIEPI^{n-5} + P_{Inst}^{n-4} \cdot TIEPI^{n-4} + P_{Inst}^{n-3} \cdot TIEPI^{n-3}}{P_{Inst}^{n-5} + P_{Inst}^{n-4} + P_{Inst}^{n-3}}$

$TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} = \frac{38.256,650480}{13.827,00} = 2,76680773$

[6.b] $TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} = \frac{P_{Inst}^{n-4} \cdot TIEPI^{n-4} + P_{Inst}^{n-3} \cdot TIEPI^{n-3} + P_{Inst}^{n-2} \cdot TIEPI^{n-2}}{P_{Inst}^{n-4} + P_{Inst}^{n-3} + P_{Inst}^{n-2}}$

$TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} = \frac{38.550,205020}{13.827,00} = 2,78803826$

$TIEPI_{emp}^{p.ant.}$ Es el TIEPI promedio de la empresa desde 2008 a 2012, según Disp. Adic. 3ª.

$TIEPI_{emp}^{p.ant.} = 1,888480125$ Ojo: falta 2012

$TIEPI_{sector}^{p.ant.}$ Es el TIEPI promedio del sector desde 2008 a 2012, según Dis.Adic. 3ª.

$TIEPI_{sector}^{p.ant.} = 1,5224$ Ojo: falta 2012

Situación: $TIEPI_{emp}^{p.ant.} > TIEPI_{sector}^{p.ant.}$ Y $TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} > TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}$ tenemos el Caso 4

Con lo que: $\beta = 0,806150925$

Tabla 120. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (14)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[2] $\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4}$ Para el cálculo de μ necesitamos los TIEPIS y NIEPIS de periodos de la empresa

$$NIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i^{n-5} + \sum_{i=1}^k PI_i^{n-4} + \sum_{i=1}^k PI_i^{n-3}}{PI^{n-5} + PI^{n-4} + PI^{n-3}}$$

$$NIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} = \frac{23.426,68}{13.827,00} = 1,694270372$$

$$NIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i^{n-4} + \sum_{i=1}^k PI_i^{n-3} + \sum_{i=1}^k PI_i^{n-2}}{PI^{n-4} + PI^{n-3} + PI^{n-2}}$$

$$NIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} = \frac{31.474,26}{13.827,00} = 2,276289723$$

$$\frac{NIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}}{NIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}} = \frac{2,276289723}{1,694270372} = 1,34352212$$

$$\frac{NIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}}{NIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}} = \frac{1,694270372}{2,276289723} = 0,744312271$$

Situación: $TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} > TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5}$ Cálculo de $\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1,34352212$

Con lo que: $\mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1,25$

Tabla 121. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (15)

[3] $K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4}$ Para el cálculo de K necesitamos los TIEPIS de periodos, y el N° de "superaciones"

$$TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} = 2,76680773$$

$$TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4} = 2,78803826$$

$$\delta = 2$$

Situación: $TIEPI^{n-3 \rightarrow n-5} - TIEPI^{n-2 \rightarrow n-4}$ es NEGATIVO

Con lo que: $K_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4} = 1$

Tabla 122. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (16)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

[4]	$PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$	Para el cálculo de $PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$ necesitamos precios de la energía desde 2009 a 2011
EJEMPLO	$PENS^{2009} = 100$	€ x M w-h
EJEMPLO	$PENS^{2010} = 105$	€ x M w-h
EJEMPLO	$PENS^{2011} = 108$	€ x M w-h
Con lo que:	$PENS^{n-2 \rightarrow n-4} = 104,333333$	€ x M w-h

[5]	$PInst^{n-2 \rightarrow n-4}$	Para el cálculo de $PInst^{n-2 \rightarrow n-4}$ necesitamos la P.Ins. de la empresa desde 2009 a 2011
	$PInst^{2009} = 4.609,00$	
	$PInst^{2010} = 4.609,00$	
	$PInst^{2011} = 4.609,00$	
Con lo que:	$PInst^{n-2 \rightarrow n-4} = 4.609,00$	$\approx 4,6090$ Mw-h

Q	=	-308,63 €
----------	---	------------------

Tabla 123. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (17)

5.6.6.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE MEJORA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017

	N1	N2	N3	N4	N5	N6	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas a lo largo de los últimos cinco años						
P	= $\alpha \times PE_{n-2 \rightarrow n-4} \times (P_{n-3 \rightarrow n-5} - P_{n-2 \rightarrow n-4}) \times \frac{1}{3} \sum E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$						
[1]	α						Coefficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior. Su valor depende de que la empresa esté <u>por debajo</u> ó <u>por encima</u> de la media en este elemento.
[1.a)]	Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior MENORES que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores						
[1.a).1]	Si	$P_{n-2 \rightarrow n-4} < P_{n-3 \rightarrow n-5}$	\rightarrow	$\alpha = P_{sec.}^{p.ant.} / P_{emp.}^{p.ant.}$	Caso 1		
[1.a).1]	Si	$P_{n-2 \rightarrow n-4} > P_{n-3 \rightarrow n-5}$	\rightarrow	$\alpha = P_{emp.}^{p.ant.} / P_{sec.}^{p.ant.}$	Caso 2		
[1.b)]	Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior MAYORES que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores						
[1.b).1]	Si	$P_{n-2 \rightarrow n-4} < P_{n-3 \rightarrow n-5}$	\rightarrow	$\alpha = P_{emp.}^{p.ant.} / P_{sec.}^{p.ant.}$	Caso 3		
[1.b).2]	Si	$P_{n-2 \rightarrow n-4} > P_{n-3 \rightarrow n-5}$	\rightarrow	$\alpha = P_{sec.}^{p.ant.} / P_{emp.}^{p.ant.}$	Caso 4		
Donde:	$P_{sec.}^{p.ant.}$						son las pérdidas promedio del sector de distribución en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste

Tabla 124. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (18)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Y donde:	$P_{emp.}^{p.ant.}$	son las pérdidas promedio de la empresa distribuidora i en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste
[2]	$PE_{n-2 \rightarrow n-4}$	Precio de energía de pérdidas, en €/kWh para el periodo que transcurre entre los años $n-2$ y $n-4$. Este precio tomará el valor de 1,5 veces el precio medio horario peninsular ponderado promedio de los años $n-2$ a $n-4$
[3]	$P_{n-3 \rightarrow n-5}$	es el promedio de pérdidas relativas de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-3$ y $n-5$
	$P_{n-3 \rightarrow n-5}$	$= \frac{E_{perd_{n-3 \rightarrow n-5}}}{\sum E_{pf}^{n-3 \rightarrow n-5}}$
[3.1]	$E_{perd_{n-3 \rightarrow n-5}}$	Pérdidas de energía que la empresa distribuidora i ha tenido en sus redes en el periodo comprendido entre los años $n-3$ a $n-5$. Esta energía se expresará en kWh
[3.2]	$E_{pf}^{n-3 \rightarrow n-5}$	Energía medida en los puntos frontera en el periodo que transcurre entre los años $n-3$ a $n-5$. Esta energía se expresará en kWh
[3.1.k]	E_{perd}^k	Energía medida en los puntos frontera en el año k
	E_{perd}^k	$= \sum E_{pf}^k - \sum E_{cons}^k$
[3.1.k.1]	E_{pf}^k	La energía expresada kWh medida durante el año k en cada uno de los puntos frontera pf . A estos efectos se considera con signo positivo la energía que entra a las redes de la empresa distribuidora en cada uno de sus puntos frontera con redes de otras empresas distribuidoras, puntos de generación y red de transporte y con signo negativo la energía saliente por dichos puntos

Tabla 125. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (19)

[3.1.k.2]	E_{cons}^k	Energía medida el año k de cada uno de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora i , expresada en kWh, medida en contador del consumidor
[3.K]	P_k	cociente entre las pérdidas que experimenta una empresa distribuidora en su red y la energía medida en los puntos frontera
	P_k	$= \frac{E_{perd}^k}{E_{pf}^k} = \frac{[3.1.k]}{[3.1.k.1]}$
[4]	$P_{n-2 \rightarrow n-4}$	es el promedio de pérdidas relativas de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años $n-2$ y $n-4$
	$P_{n-2 \rightarrow n-4}$	$= \frac{E_{perd_{n-2 \rightarrow n-4}}}{\sum E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}}$
[4.1]	$E_{perd_{n-2 \rightarrow n-4}}$	Pérdidas de energía que la empresa distribuidora i ha tenido en sus redes en el periodo comprendido entre los años $n-2$ a $n-4$. Esta energía se expresará en kWh
[4.2]	$E_{pf}^{n-2 \rightarrow n-4}$	Energía medida en los puntos frontera en el periodo que transcurre entre los años $n-2$ a $n-4$. Esta energía se expresará en kWh
Supuesto:	Pérdidas en en primer año del periodo MAYORES que la media. Y $P_{n-2 \rightarrow n-4} < P_{n-5 \rightarrow n-3}$. Luego caso: 3	
α	$\frac{P_{emp.}^{p.ant.}}{P_{sec.}^{p.ant.}}$	$= 0,989041421$ Datos de 2013
P	$= 1.159,89 \text{ €}$	El incentivo a la reducción de pérdidas de la empresa distribuidora i el año n podrá oscilar entre el +1% y el -2% de su retribución sin incentivos de dicho año

Tabla 126. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (20)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE POR REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS. Año base=2015.

Año	Frontera (Mw-h)			Lecturas de Consumidores	Grado de Pérdidas	</>	Medias del Sector
	Entradas	Salidas	Saldo				
2009	2.000,00	0,00	2.000,00	1.725,00	0,13750000	>	0,1234
2010	2.100,00	0,00	2.100,00	1.850,00	0,11904762	>	0,1123
2011	2.150,00	0,00	2.150,00	1.900,00	0,11627907	<	0,1345
2012	2.200,00	0,00	2.200,00	1.975,00	0,10227273	<	0,1078
2013	2.300,00	0,00	2.300,00	2.050,00	0,10869565	<	0,1099
2014	2.350,00	0,00	2.350,00	2.100,00	0,10638298	>	0,1023
2015	2.400,00	0,00	2.400,00	2.150,00	0,10416667	<	0,1113

Año	Pérdidas	año	p ⁿ⁻⁶ →n-4	p ⁿ⁻⁵ →n-3	p ⁿ⁻⁴ →n-2	p ⁿ⁻³ →n-1	p ⁿ⁻² →n	Medias del Sector
2009	275,00	n-6						0,1234
2010	250,00	n-5	0,1240000					0,1182
2011	250,00	n-4		0,112403101				0,1174
2012	225,00	n-3			0,109022556			0,10667
2013	250,00	n-2		>		0,105839416		0,10783
2014	250,00	n-1					0,106382979	
2015	250,00	n						

Σ Epf del mismo periodo			6.250,00	6.450,00	6.650,00	6.850,00	7.050,00	
Precio Energía n-2→n-4			EJEMPLO		104,3333333	€ x Mw · h		

Tabla 127. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (21)

5.6.7.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN PREVISIBLE DE MEJORA DE REDUCCIÓN DEL FRAUDE. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017

N1
N2
N3
N4
N5
N6

F
Retribución por reducción del fraude (hasta el 1,5% de la retrib. s/ incentivos)

F
= 20% x F_{n-2}

[1]	F _{n-2}
-----	------------------

Importe de los peajes declarados e **ingresados** en el sistema en concepto de peajes defraudados al sistema

EJEMPLO
F_{n-2} = 25.000,00 €

EJEMPLO
F = 5.000,00 €

Tabla 128. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (22)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.6.8.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN TOTAL PREVISIBLE DE MEJORA DE REDUCCIÓN DEL FRAUDE. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017

	N1	N2	N3	N4	N5	N6	
Primer año regulatorio: 2015 (n). por lo que el <i>Año Base</i> es el 2013 (n-2).							
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.						
+	$R_{base =}$	=	53.334,31 €		5,5589%	Del Inventario	
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones						
+	R_{NI}	=	12.642,57 €		en el 2017		
ROTD	Retribución por otras tareas						
+	ROTD	=	69.467,39 €		7,2405%	Del Inventario	
Retribución sin incentivos		=	122.801,70 €				
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)						
+	Q	=	-308,63				
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)						
+	P	=	1.159,89 €		□		
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)						
	F	=	5.000,00 €				
Retribución con incentivos		=	128.652,96 €				

Tabla 129. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (23)

5.6.9.- HIPÓTESIS DE CÁLCULO DE DIFERENTES POSIBILIDADES DE INVERSIÓN DE LAS EMPRESAS. AÑO BASE 2015 Y AÑO 2017

Se ha generado un modelo matemático de red que crece en el tiempo, hasta llegar al "**año base**"^{CLXVI}. A partir de entonces, crece o no, según el comportamiento de las empresas ante la retribución esperada.

Para simplificar los cálculos, las inversiones, tanto las realizadas en la red antes del nuevo sistema, como las nuevas inversiones, se consideran puestas en marcha el **día uno de enero de ese año**. De esta forma se contemplan ejercicios completos, tanto para las **amortizaciones** como para la **retribución financiera**. A título de ejemplo, las inversiones realizadas en 1975 comienzan a generar derecho a cobro por amortización y retribución financiera a primeros de 1975, extendiendo sus **40 años de vida útil** retribuable

^{CLXVI} Se ha supuesto que la Orden que establece los valores unitarios de referencia sería publicada a lo largo de 2014, por lo que como "año base" se ha considerado el 2015.

hasta el 31/12/2014, con la retribución correspondiente a 2016. En 2017 estas inversiones ya no son retribuidas, salvo por operación y mantenimiento, si siguen en funcionamiento.

Con el mismo objetivo simplificador, los importes correspondientes a los valores unitarios de referencia de los distintos elementos de la red se han considerado constantes, esto es, sin su actualización conforme a la fórmula que describe el artículo 20 del Decreto 1048/2013.

Para comprobar el efecto en la retribución de las empresas distribuidoras en los hipotéticos seis ejercicios, posteriores, se ha efectuado un estudio de la repercusión económica que tendría el comportamiento extremo de tres empresas distribuidoras caracterizadas por:

1. Empresa “**inactiva**”. La denominamos así porque desde el **año base** no va a realizar **ninguna acción de inversión** ni de mejora de su prestación de servicios. Se limitará, por tanto, a ver cómo varía su retribución con el paso del tiempo.
2. Empresa “**pasiva**”. Que sólo se diferencia de la anterior en que **sustituirá parte de sus equipamientos amortizados**. Concretamente, los tres primeros centros de transformación (los instalados en 1975), ya que sólo le son retribuidos por Operación y Mantenimiento, y sin realizar ninguna acción más. Esta **sustitución** se realiza en **2015**, para que su retribución, en el ejercicio 2017, venga a sustituir a los importes por amortización y por retribución financiera que desaparecen en ese ejercicio. El coste de la inversión se sitúa exactamente en el valor unitario de cada elemento con el fin de no distorsionar los cálculos.
3. Empresa “**eficiente**”. Que es la que realiza **inversiones** de aseguramiento del suministro y de **ampliación de la red** para mejorar y ampliar el servicio en la localidad en la que reside. Concretamente, se ha supuesto:
 - a) En **2015** se amplía la red que, partiendo del **CTc-3**, saca una línea de **MT**, subterránea, de 1.200 m, la **L₁₃**, y finaliza en el **CTc-10** de 400 kVA, que atiende a 166 usuarios, con una **P_c** de 822,13 kW.
 - b) En **2016**, para hacer un anillo, se instala una línea de **MT** subterránea de 400 m., en dos tramos iguales, los **L₁₄** y **L₁₅**, entre el **CTc-10** y el CTc-5.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- c) En **2017**, se instala una línea de **MT** subterránea de 2.000 m., la **L16**, que parte del **CR**, hasta el encuentro entre **L14** y **L15**, y se instala un **CTc-11** de 400 kVA, con una **P_c** de 143,75 kW, que atiende a 25 usuarios, con una línea, la **L17**, subterránea de **BT** de 400 m.

En todos los casos, se va a considerar constante la retribución que corresponde a los incentivos a la mejora de la calidad, la reducción de pérdidas y la reducción del fraude. Por un lado, por la dificultad de su simulación y por otro, porque su baja importancia en el conjunto de la retribución no es previsible que ninguno de estos elementos actúe como director de la política de inversiones de las empresas.

Con estos supuestos, a continuación se presentarán los cuadros que resumen a lo largo de seis ejercicios la retribución económica que puede esperar cada una de las empresas^{CLXVII}. Debajo de cada cuadro se reflejarán las observaciones económicas derivadas del comportamiento de las empresas.

Retribución prevista del año: 2015 , de las instalaciones en activo el año: 2013			
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.		
+	R_{base =}	=	47.601,29 €
			5,8468% Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones		
+	R_{NI}	=	
			en 2015
ROTD	Retribución por otras tareas		
+	ROTD	=	61.586,40 €
			7,5645% Del Inventario
Retribución sin incentivos	=		109.187,69 €
			13,4113% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)		
+	Q	=	-122,11
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)		
+	P	=	458,92 €
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)		
	F	=	5.000,00 €
			5.336,80
Retribución con incentivos	=		114.524,49 €

Tabla 130. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "inactiva". Año base 2015.

^{CLXVII} Nota común a las tres empresas: la retribución de los ejercicios 2015 y 2016 es idéntica para las tres, ya que los distintos comportamientos sólo tienen reflejo dos años después. Como regla general, la retribución baja sistemáticamente con el paso del tiempo al reducirse el componente de retribución financiera de las inversiones.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Retribución prevista del año: 2016 , de las instalaciones en activo el año: 2014				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base} =	=	46.658,82 €	5,7310% Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=		en 2016
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	61.586,40 €	7,5645% Del Inventario
Retribución sin incentivos	=		108.245,22 €	13,2955% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos	=		113.582,02 €	

Tabla 131. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "inactiva". Año base 2016.

Retribución prevista del año: 2017 , de las instalaciones en activo el año: 2015				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base} =	=	36.807,39 €	6,7792% Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=		en 2017
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	54.372,88 €	10,0143% Del Inventario
Retribución sin incentivos	=		91.180,28 €	16,7935% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos	=		96.517,08 €	

Tabla 132. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "inactiva". Año base 2017.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Retribución prevista del año: 2018 , de las instalaciones en activo el año: 2016				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R _{base =}	=	36.860,83 €	6,7890% Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R _{NI}	=		en 2018
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	54.372,88 €	10,0143% Del Inventario
Retribución sin incentivos			91.233,72 €	16,8033% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos			96.570,52 €	

Tabla 133. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "inactiva". Año base 2018.

Retribución prevista del año: 2019 , de las instalaciones en activo el año: 2017				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R _{base =}	=	36.232,31 €	6,6732% Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R _{NI}	=		en 2019
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	54.372,88 €	10,0143% Del Inventario
Retribución sin incentivos			90.605,19 €	16,6876% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos			95.941,99 €	

Tabla 134. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "inactiva". Año base 2019.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Retribución prevista del año: 2020 , de las instalaciones en activo el año: 2018				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base =}	=	35.603,78 €	6,5575% Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=		en 2020
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	54.372,88 €	10,0143% Del Inventario
Retribución sin incentivos		=	89.976,66 €	16,5718% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos		=	95.313,47 €	

Tabla 135. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "inactiva". Año base 2020.

Retribución prevista del año: 2015 , de las instalaciones en activo el año: 2013				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base =}	=	47.601,29 €	5,8468% Del Inventario Base
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=	0,00 €	en 2015
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	61.586,40 €	7,5645% Del Inventario
Retribución sin incentivos		=	109.187,69 €	13,4113% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos		=	114.524,49 €	

Tabla 136. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "pasiva". Año base 2015.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Retribución prevista del año: 2016 , de las instalaciones en activo el año: 2014				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R _{base =}	=	46.658,82 €	5,7310% Del Inventario Base
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R _{NI}	=	0,00 €	en 2016
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	61.586,40 €	7,5645% Del Inventario
Retribución sin incentivos		=	108.245,22 €	13,2955% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos		=	113.582,02 €	

Tabla 137. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "pasiva". Año base 2016.

Retribución prevista del año: 2017 , de las instalaciones en activo el año: 2015				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R _{base =}	=	34.852,98 €	6,4192% Del Inventario Base
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R _{NI}	=	12.391,05 €	en 2017
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	56.714,08 €	10,4455% Del Inventario
Retribución sin incentivos		=	103.958,11 €	19,1469% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos		=	109.294,91 €	

Tabla 138. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "pasiva". Año base 2017.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Retribución prevista del año: 2018 , de las instalaciones en activo el año: 2016				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base =}	=	34.613,25 €	6,3750% Del Inventario Base
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=	12.219,83 €	en 2018
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	56.714,08 €	10,4455% Del Inventario
Retribución sin incentivos			103.547,16 €	19,0712% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos			108.883,96 €	

Tabla 139. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "pasiva". Año base 2018.

Retribución prevista del año: 2019 , de las instalaciones en activo el año: 2017				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base =}	=	33.984,73 €	6,2593% Del Inventario Base
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=	12.048,61 €	en 2019
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	56.714,08 €	10,4455% Del Inventario
Retribución sin incentivos			102.747,41 €	18,9239% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos			108.084,21 €	

Tabla 140. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "pasiva". Año base 2019.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Retribución prevista del año: 2020 , de las instalaciones en activo el año: 2018				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base =}	=	33.356,20 €	6,1435% Del Inventario Base
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=	11.877,38 €	en 2020
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	56.714,08 €	10,4455% Del Inventario
Retribución sin incentivos			101.947,66 €	18,7766% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos			107.284,46 €	

Tabla 141. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "pasiva". Año base 2020.

Retribución prevista del año: 2015 , de las instalaciones en activo el año: 2013				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base =}	=	47.601,29 €	5,8468% Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=		en 2015
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	61.586,40 €	7,5645% Del Inventario
Retribución sin incentivos			109.187,69 €	13,4113% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos			114.524,49 €	

Tabla 142. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "eficiente". Año base 2015.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Retribución prevista del año: 2016 , de las instalaciones en activo el año: 2014					
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.				
+	R_{base =}	=	46.658,82 €	5,7310%	Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones				
+	R_{NI}	=	0,00 €	en 2016	
ROTD	Retribución por otras tareas				
+	ROTD	=	61.586,40 €	7,5645%	Del Inventario
Retribución sin incentivos			108.245,22 €	13,2955%	Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)				
+	Q	=	-122,11		
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)				
+	P	=	458,92 €		
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)				
	F	=	5.000,00 €	5.336,80	
Retribución con incentivos			113.582,02 €		

Tabla 143. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "eficiente". Año base 2016.

Retribución prevista del año: 2017 , de las instalaciones en activo el año: 2015					
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.				
+	R_{base =}	=	36.807,39 €	6,7792%	Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones				
+	R_{NI}	=	34.625,08 €	en 2017	
ROTD	Retribución por otras tareas				
+	ROTD	=	63.794,71 €	11,7497%	Del Inventario
Retribución sin incentivos			135.227,18 €	24,9060%	Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)				
+	Q	=	-122,11		
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)				
+	P	=	458,92 €		
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)				
	F	=	5.000,00 €	5.336,80	
Retribución con incentivos			140.563,99 €		

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tabla 144. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "eficiente". Año base 2017.

Retribución prevista del año: 2018 , de las instalaciones en activo el año: 2016				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base =}	=	36.860,83 €	6,7890% Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=	40.954,46 €	en 2018
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	65.179,59 €	12,0047% Del Inventario
Retribución sin incentivos			142.994,89 €	26,3367% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos			148.331,69 €	

Tabla 145. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "eficiente". Año base 2018.

Retribución prevista del año: 2019 , de las instalaciones en activo el año: 2017				
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.			
+	R_{base =}	=	36.232,31 €	6,6732% Del Inventario
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones			
+	R_{NI}	=	85.069,30 €	en 2019 y 2020
ROTD	Retribución por otras tareas			
+	ROTD	=	74.472,02 €	13,7162% Del Inventario
Retribución sin incentivos			195.773,62 €	36,0574% Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	Q	=	-122,11	
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)			
+	P	=	458,92 €	
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)			
	F	=	5.000,00 €	5.336,80
Retribución con incentivos			201.110,43 €	

Tabla 146. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "eficiente". Año base 2019.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Retribución prevista del año: 2020 , de las instalaciones en activo el año: 2018					
R_{Base}	Percepción del primer año y que recoge la retribución por inversión y por operación y mantenimiento.				
+	R_{base =}	=	35.603,78 €	6,5575%	Del Inventario Base
R_{NI}	Retribución por nuevas instalaciones				
+	R_{NI}	=	83.826,56 €	en 2019 y 2020	
ROTD	Retribución por otras tareas				
+	ROTD	=	74.472,02 €	13,7162%	Del Inventario
Retribución sin incentivos			193.902,36 €	35,7128%	Del Inventario
Q	Retribución o penalización por calidad del servicio (Lim.: +2% y -3% de la Retrib. s/ Incent.)				
+	Q	=	-122,11		
P	Retribución o penalización por reducción de pérdidas (Lim.: +1% y -2% de la Retrib. s/ Incent.)				
+	P	=	458,92 €		
F	Retribución por reducción del fraude (Lim.: +1,5% de la Retrib. s/ Incent.)				
	F	=	5.000,00 €	5.336,80	
Retribución con incentivos			199.239,17 €		

Tabla 147. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo "eficiente". Año base 2020.

CAPÍTULO VI

LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO CON LA FIRME APUESTA POR LAS RENOVABLES EN ESPAÑA

6.- LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO CON LA FIRME APUESTA POR LAS RENOVABLES EN ESPAÑA

6.1.- INTRODUCCIÓN

Al sector eléctrico se le puede considerar el corazón de la energía. Todas las materias primas energéticas y las fuentes primarias de energías para producir calor, frío, luz, fuerza... confluyen en la electricidad convirtiéndola en un sector energético insustituible para las familias, los servicios, la industria y la economía. La electricidad pues es un bien muy especial, esencial para la sociedad, y dadas sus relevantes repercusiones ambientales y económicas, es determinante la forma en que se lleve a cabo su generación o producción y su transporte y distribución hasta el propio usuario.

Precisamente la Conferencia de las Partes [337] de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, prevista para el presente año 2015, en París, definirá la hoja de ruta energético-climática a 2020, con el ambicioso objetivo de limitar a dos grados el calentamiento global del planeta, para lo cual considera el reto climático no tanto como una “carga compartida”, sino como una oportunidad para crear empleo y riqueza a través del desarrollo de nuevos modelos de producción y consumo.

Y entre los nuevos modelos de producción y consumo ocupa un lugar destacado el modelo energético que presentamos también en esta tesis doctoral. La generación descentralizada o distribuida de electricidad, a partir de energías renovables, mediante el llamado “**autoconsumo**”^{CLXVIII}.

^{CLXVIII} Modalidad de conexión de sistemas de generación que se realiza en la red interior de un suministro particular, en la que la energía generada es destinada a satisfacer total o parcialmente las propias necesidades de consumo de dicho suministro en

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se deben fomentar pues las energías renovables no sólo por su escaso impacto ambiental y nula emisión de gases de efecto invernadero, sino también por el agotamiento de los combustibles fósiles, y la gran dependencia energética que genera.

En estos momentos nos centraremos en esa novedosa y oportuna generación de electricidad de la normativa española del sector eléctrico, que ha sido recientemente reformada, y a pesar de ello no respalda adecuadamente dicha generación, lo que dificulta cumplir los objetivos en materia de energías renovables adquiridos por España para el año 2020^{CLXIX}. España sí la respalda, pero no está desarrollada, pendiente de un nuevo Real Decreto.

Se analizan las consecuencias de la adopción del nuevo paradigma energético de la UE basado en la integración de la política energética y de la política climática, del que, entre otras consecuencias, ha surgido un principio de fomento de las energías renovables. Ello contrasta con el opuesto camino español que ha llevado, primero, a reducir las ayudas a las energías renovables y, posteriormente, a la adopción de un nuevo sistema retributivo de inciertos resultados como se ha analizado en la tesis doctoral.



Fotografía 41. Visita eólico Yecla con alumnos de la UMH. Fuente propia.

En cualquier caso, estamos transitando hacia un nuevo modelo energético con importantes repercusiones socioeconómicas. En este momento cabe hacer referencia al papel fundamental del gobierno central, pues constituye el marco fundamental en el que se va a desarrollar el nuevo sector eléctrico a corto y medio plazo.

saldo instantáneo. Se considerará como "Autoconsumo" tanto si existe vertido de excedentes a la Red de distribución como si el autoconsumo es completo sin exportación de energía.

^{CLXIX} Y lo que es peor, no se descarboniza la red eléctrica. Cuando las recomendaciones científicas del panel intergubernamental de cambio climático y los objetivos fijados en la hoja de ruta europea para una economía baja en carbono son muy claros: para el año 2050 el sector eléctrico deberá ser libre en emisiones.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De esta manera, se comprende que el nuevo modelo energético da entrada a nuevos actores, a saber: ciudadanos, cooperativas, pequeñas empresas, favoreciendo, el control local de la energía.



Fotografía 42. Interior aerogenerador. Visita alumnos UMH. Fuente propia.



6.2.- GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN

Son varias las investigaciones y publicaciones realizadas en torno a cómo afecta la generación distribuida de energía a partir de fuentes de energía renovables en la calidad de la distribución de la energía eléctrica.

No existe un consenso, a nivel mundial, sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (**GD**). El **DPCA** (*Distribution Power Coalition of America*) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o la red de transporte o distribución. Por otra parte, la Agencia Internacional de la Energía (**IEA**, *International Energy Agency*) considera como **GD**, únicamente la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini- y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica^{CLXX}.

En cualquier caso, todas las definiciones coinciden en algunos aspectos fundamentales:

- Se trata de un sistema con centros de generación a pequeña escala
- Se diversifica espacialmente la generación, acercando ésta a los puntos de consumo
- Suele relacionarse directamente con la generación de energía a partir de fuentes renovables.

La liberalización del mercado y el avance de las tecnologías de generación de energía renovable hacen que cada vez resulte más atractivo el generar la electricidad de una forma más distribuida, en línea con las directrices en Europa que apuestan por el desarrollo de la generación distribuida con sistemas de control y operación por redes inteligentes (*Smart Grids*)^{CLXXI}.

Evidentemente, el pasar de una generación centralizada a un sistema de generación distribuida de una forma masiva implica una serie de efectos sobre la **Calidad en la Distribución** en las redes existentes.

Esta problemática ha sido abordada y evaluada en distintos estudios, en los cuales se han comprobado los siguientes aspectos positivos:

- No se observan diferencias en los armónicos de la red de distribución por la inyección desde una planta fotovoltaica. [338]

^{CLXX} Guía Básica de la Generación Distribuida. FENERCOM.

^{CLXXI} Commission Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems (2012/148/EU)

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- El flicker y los desequilibrios de tensiones provocados resultan comparables a los existentes en la red eléctrica de baja tensión sin generación fotovoltaica. [339]
- El inversor fotovoltaico juega un papel fundamental en relación con los parámetros de **Calidad del Suministro**.
- La generación distribuida limita las puntas de carga en la red de distribución. [339]
- Un emplazamiento adecuado de la Generación Distribuida puede contribuir a la reducción de las pérdidas del sistema. [340]
- Con la **GD** mejoran el perfil de los niveles de tensión del sistema, así como la estabilidad de tensión del sistema.

Evidentemente no todos son ventajas y la implantación de la generación distribuida conlleva una serie de inconvenientes que deben ser debidamente regulados para optimizar este sistema de producción (**GD**):

- Requiere de cambios en las herramientas de planificación tradicionalmente utilizadas por las compañías eléctricas. [339]
- Puede incrementar el nivel de fallos de la red de distribución. En general, la contribución de los generadores síncronos al nivel de fallo es alta, la de los generadores de inducción es baja y la de los generadores de corriente en DC acoplados al sistema a través de equipos electrónicos, es muy baja. [339]
- Se produce un incremento de la corriente de fallo (en caso de un fallo línea-tierra) en caso de disponer de **GD** en el sistema. [339]

Por lo tanto, distintos estudios que se han realizado en los últimos años, así como las directrices de la Unión Europea, aconsejan ir por el camino de la **Generación Distribuida gestionada por medio de redes inteligentes**, de modo que la electricidad se produzca lo más cerca posible de los puntos de consumo.

Como hemos visto, esto puede mejorar la **Calidad del Suministro**, si bien se debe desarrollar de manera previa toda una regulación y normativa que permitan que la generación distribuida efectivamente mejore el suministro de energía eléctrica y que éste pueda ser regulado de forma eficiente, tanto para usuarios como para el sistema eléctrico nacional.

6.3.- EL AUTOCONSUMO EN EL DERECHO COMPARADO

En otros países europeos, como Holanda, Reino Unido, Dinamarca, Italia, Bélgica, etc., existe desde hace años el sistema de autoconsumo. En algunos países el excedente de energía, es incorporado a la red, y así el autoprodutor, obtiene unos beneficios de la venta del excedente de su energía. Según [341] *“en ninguno de esos países se repercute coste alguno por el respaldo de la red”*.

6.3.1.- PORTUGAL

En Portugal, ha sido publicado el Decreto Ley [342], por el cual se permite el autoconsumo, así como la venta de excedentes a la red, a precio del mercado, menos un 10%, que se destina a cubrir gastos del sistema. A dicho Decreto-Lei n.º 153/2014) [342], se pueden acoger las instalaciones de origen renovable, y establece un régimen de autoconsumo con venta a red, del excedente en su caso. Se crea un régimen de "Unidades de Pequeña Producción" (para instalaciones de energías renovables de hasta 250 kW de potencia) y que ahora se atribuye exclusivamente en licitaciones.

El Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de octubre [342] establece tramitaciones más complejas para las instalaciones de mayor potencia. Así, los requisitos difieren para las instalaciones de hasta 1,5 kW, que al parecer se pueden tramitar por un sistema simplificado. Estableciendo otro régimen de autorización para las instalaciones de hasta 1 MW. Y otro que es más complejo para las instalaciones de más de 1 MW.

El sistema Portugués tiene dos esquemas para las tarifas de las renovables. [341]

- 1) Las instalaciones más pequeñas, de hasta 3,68 kW. Éstas pueden acogerse a un esquema de tarifa por un periodo de 15 años. A este esquema se le denomina micro producción. La tarifa actual es de 66 € durante los 8 primeros años y 145 € los 7 restantes.
- 2) Las instalaciones de energías renovables de hasta 250 kW pueden acogerse al esquema de subasta de micro producción que en el año 2014 estaba a 151 € MWh.

Dicho Decreto Ley, establece un cupo anual de hasta 20 MW y se revisará anualmente.

6.3.2.- ESTADO UNIDOS

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En EE.UU. se aplica el balance neto e casi todos los estados. En 1996, en California^{CLXXII}, comenzó a aplicarse el autoconsumo para fotovoltaicas y eólicas. Se establece un límite máximo sobre la instalación, y es el del 0,5 % del consumo punta de la instalación convencional. No se tiene constancia de peaje de respaldo, aunque el límite del 0,5 % da para poco margen. La energía excedentaria, se canjea, sin percibir pago alguno, y se balancea durante los 12 meses siguientes. Es una especie de “balance neto”. [343] [341]. Emplean el llamado “net metering”, en sus tres versiones.^{CLXXIII}. California tiene una potencia instalada en autoconsumo de 1.000 MW y quiere para 2020 llegar a los 12.000 MW. Incluso el Operador del Sistema, desarrolló normativa, con la cual se reduce sustancialmente el tiempo necesario para la conexión a la red.

6.3.3.- JAPÓN

El autoconsumo allí, si implantó hace 10 años. El excedente es abonado directamente al autoprodutor mediante el sistema de primas. No existe peaje de respaldo y tampoco balance neto^{CLXXIV}. [341] [344]

6.3.4.- ALEMANIA

También en 2014, se modificó, ya que existía el autoconsumo. Los consumidores, todos, pagan una tasa o impuesto especial para las renovables, unos 6 céntimos de euro por kWh. Sin embargo, con la nueva modificación, las instalaciones mayores de 10 kW, tienen un impuesto del 30% que deben abonar en 2015, el 35% en 2016 y el 40% en 2017, pero las inferiores a 10 kW no tienen que pagar este impuesto o tasa. [341] [345].

Alemania, fue uno de los primeros países en aplicar el autoconsumo^{CLXXV}. A finales

^{CLXXII} En 2011, 47 de los 51 estados de los Estados Unidos ya contaban con net metering, siendo el de California el más antiguo, 1996, y el que más éxito ha tenido. La potencia acogida en California en 2008 fue de 386 MW. Un 95% de los cuales, 365 MW, correspondió a energía fotovoltaica. En este estado existe un límite de potencia de un megavatio, pero otros estados tienden a incrementarlo hasta dos megavatios o más. Los principales tipos de usuarios se encuentran en los sectores comercial, industrial, residencial y agrícola.

^{CLXXIII} Net energy metering: el contrato incluye una cláusula por la que la compañía tiene que compensar al consumidor-generador una cierta cantidad económica si se produce más energía de la que realmente se ha consumido, aunque se puede transferir el crédito a los 12 siguientes meses.

Virtual net metering: se permite que la electricidad producida por una única instalación solar genere créditos para varios inquilinos en viviendas multifamiliares sin necesidad de que el sistema de medición esté físicamente conectado a cada uno de los medidores de cada inquilino. Se permite que un conjunto de usuarios consuman energía de una misma instalación de generación eléctrica bajo la modalidad de banco de energía colectivo. Se trata de un proyecto piloto.

Renewable energy self-generation: se permite la transferencia de los créditos obtenidos por el autoconsumo de una instalación propia a otra del mismo titular.

^{CLXXIV} El país asiático, que tiene como objetivo eliminar la nuclear del mix energético en 2030 (más si cabe después de la catástrofe de Fukushima en 2011) ha apostado fuerte por las renovables para luchar contra el cambio climático y establecer un nuevo modelo energético más respetuoso con el medio ambiente. Por lo que respecta a la energía fotovoltaica, ésta cuenta en Japón con su aliado perfecto, pues se trata no solo de una de las primeras potencias económicas a nivel mundial, sino que es además uno de los cinco países que más capacidad fotovoltaica ha instalado desde que acogió esta energía renovable en 1992.

^{CLXXV} En Alemania se fomentó el autoconsumo a través de instalaciones fotovoltaicas hasta junio de 2012: los autoconsumidores recibían una tarifa (Feed-in Tariff) tanto por la energía autoconsumida como por la vertida en la red.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

de 2010 contaba con 860.000 instalaciones en techos de casa, fábricas y establecimientos rurales. Alemania prima el exceso de producción "net metering", con la ventaja de suponer un ahorro, el consumir lo que un autoprodutor genera.

El sistema alemán es lógico y envidiables. Su Gobierno, a través de la correspondiente normativa, y desde el año 2000, obligó a las empresas distribuidoras a comprar el excedente de red. Así el usuario o autoprodutor, puede calcular la inversión, puesto que está garantizada a 20 años, con una tarifa especial establecida. Empleamos la palabra "obligó" ya que allí los Comercializadores o Distribuidores, están obligados a la compra de una cantidad fija de energía renovable.

Allí se instalan dos contadores, uno para consumo y otro para la venta. Existe una restricción que es la de consumir el 20% de la energía producida. [345]



Fotografía 43. Interior de Subestación tipo Gis. Visita con alumnos UA. ST Iberdrola Crevillente. Fuente propia.

6.3.5.- DINAMARCA

Comenzó el autoconsumo en 2001. Pero fue en 2012 cuando se reguló el balance neto doméstico y se designó a Energinet.dk [346] como responsable de ese buen funcionamiento del sistema. Salvo la energía geotérmica, que no entra en autoconsumo, el resto de renovables pueden hacerse con autoconsumo y balance neto.

Sin embargo el precio de la energía allí, fue el mayor de toda Europa en 2011. Los impuestos representan el 56% de la factura final del usuario. Y el estado dejó de ingresar

Desde julio 2012, se eliminó la tarifa que se recibía por la energía autoconsumida, manteniéndose solo la tarifa por la energía vertida a la red. Así, actualmente, la forma de fomentar el autoconsumo es penalizando sin tarifa el 10% de la energía vertida a la red para las instalaciones FV > 10 kW (las instalaciones < 10 kW sin embargo recibirán la tarifa por el 100% de la energía eléctrica vertida a la red).

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

270 millones de euros, debido al autoconsumo^{CLXXVI}. [347]

6.3.6.- ITALIA

Italia, también tiene legislado el autoconsumo. Es más barato autoconsumir, que comprar la energía al Comercializador. A partir de julio de 2013, los proyectos de menos de 200 kW pueden verter a la red, el sobrante al precio de mercado mayorista (80 €/MWh). El excedente vertido en Italia “Feed – in tariff), le permite cobrar una tarifa y además una tarifa por la energía autoconsumida para instalaciones menores de 5 MW. [347]

6.3.7.- MÉXICO

En México, también se permite el autoconsumo desde marzo de 2010. Allí existe la posibilidad de balance neto o banco de energía^{CLXXVII}. [347]



^{CLXXVI} Esta experiencia internacional en regulación del autoconsumo por balance neto sugiere la necesidad de establecer una regulación que favorezca el autoconsumo pero siempre que se cuide la recaudación fiscal del sistema y no suponga una minoración en los ingresos del sistema.

^{CLXXVII} Si se autogenera más de lo que se autoconsume, se generará un crédito a favor del autogenerador que se conservará en un banco de energía, clasificándose en el periodo horario y mes en el que el crédito fue generado, y que deberá ser compensado en los 12 meses siguientes (si no el crédito se cancelará). Si por el contrario, se autogenera menos de lo que se autoconsume, se realizarán las compensaciones que sean posibles siempre que exista energía en el banco (en caso contrario, tendrá que comprar la energía como si de un consumidor convencional se tratara).

6.4.- LA INFLUENCIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO

Se entiende por “sistema eléctrico de conexión”, a los elementos, líneas e instalaciones, que en conjunto, forman el sistema de transporte eléctrico de energía, comprendido desde las centrales productoras hasta los propios abonados. Sus misiones principales son las de unir eléctricamente las centrales generadoras con las instalaciones del consumidor.

Esta definición, como veíamos al principio de la tesis doctoral, corresponde a un modelo clásico del sector eléctrico, en el cual la generación venía dada por centrales eléctricas convencionales (térmicas, hidráulicas, nucleares, etc.). Con el paso del tiempo a este modelo clásico, se han ido añadiendo tecnologías de mayor eficiencia, como son las centrales térmicas de ciclo combinado de gas natural, etc.

Éste es el punto final de una época cercana, la generación de las llamadas instalaciones renovables de régimen especial. Este apellido “*régimen especial*”, quizás no muy acorde con la actualidad económica, ha demostrado, que no era sostenible. Pagar primas por la producción de energía eléctrica tan elevadas, tan a largo plazo, a unos precios que han hecho de alguna forma incrementar indirectamente lo que comúnmente llamamos “*el recibo de la luz*”.

El sistema de futuro, ha sido bautizado por el regulador como “*autoconsumo*”, pero no deja de ser retroceder, casi un siglo a la época analizada en esta tesis doctoral, de producir energía donde las grandes compañías no les era rentable hacer nuevas inversiones. Ahora tenemos una nueva variante, es la que al usuario, le interesa primero su coste económico, la procedencia de su energía y sobre todo tener asegurado una **Calidad de Servicio**, que a veces el Distribuidor no corresponde, por ser ésta mala o anti rentable tener este servicio esencial, no solo desde el punto de vista humanitario, sino desde el punto de vista económico. O dicho de otra manera, el usuario o cliente, no se hubiera planteado de forma individual generar energía, para poder obtener una rentabilidad económica.

6.4.1.- CARACTERIZACIÓN DEL MODELO Y ANÁLISIS

Muchas de las energías de origen renovable se definen por su variabilidad, haciendo impredecible su generación. Ante un sistema dinámico como son las redes eléctricas, donde la generación debe casar en todo momento con la demanda, un aumento extraordinario de generación no predecible puede augurar un mal funcionamiento del sistema, y como mínimo un probable empeoramiento de la **Calidad de Suministro**.

Sin embargo, esto no está pasando. El grado de control alcanzado en la definición de parámetros que deben cumplir los sistemas de generación, permite la introducción

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

de gran cantidad de ellos, la llamada **Generación Distribuida**, sin que se vea inicialmente afectada la **Calidad de Suministro**.

Más adelante, se intentará demostrar que incluso el incremento o cambio de la Generación Centralizada actual a una Distribuida podría tanto garantizar la **Calidad de Suministro**, como disminuir los costes del sistema, al reducir las pérdidas en el Transporte y la Distribución.

Como se ha venido demostrando en la Tesis doctoral, las compañías distribuidoras cobran por el Estado por medio de una retribución, que en este caso viene definida por el RD 1048/2013^{CLXXVIII}. En él podemos observar que la forma de retribución coincide con la suma de los siguientes factores. La retribución anual que percibiría dicha empresa sería:

$$R_n^i = R_{base}^i + R_{NI}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i \quad \{89\}$$

Donde:

R_n^i = es el término de retribución base a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de **retribución por inversión** y por **operación y mantenimiento** correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año $n-2$. Se denomina año base aquel que transcurre dos años antes al de inicio del primer periodo regulatorio.

- R_{base}^i = es el término de **retribución** base a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de **retribución por inversión** y por **operación y mantenimiento** correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año $n-2$.
Se denomina año base aquel que transcurre dos años antes al de inicio del primer periodo regulatorio.
- R_{NI}^i = es el término de **retribución** por **nuevas instalaciones** a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base y que continúen en servicio el año $n-2$.
- $ROTD_n^i$ = es el término de **retribución** por **otras tareas** reguladas que la empresa distribuidora i ha de percibir el año n , por el desarrollo de dichas tareas el año n -

^{CLXXVIII} Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. «B.O.E.» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013.

2.

- Q_n^i = es el término de **incentivo** o **penalización** a la **Calidad del Servicio** repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado a los indicadores de **Calidad del Suministro** obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años $n-4$ a $n-2$.
- P_n^i = es el término de **incentivo** o **penalización** por la **reducción de pérdidas** repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado al nivel de pérdidas de su red entre los años $n-4$ a $n-2$.
- F_n^i = es el término de **incentivo** a la **reducción del fraude** en el sistema eléctrico a la empresa distribuidora i el año n asociada a la reducción del fraude lograda el año $n-2$.

Donde podemos ver un término Q_n^i que tiene que ver directamente con la **Calidad de Suministro**, así como otro que es P_n^i que es un incentivo o penalización a la **reducción de pérdidas** en la red.

Pues bien, la pregunta que tendríamos que hacernos, y hacerle ver al regulador, es que las energías renovables en general, parten del principio de una generación cercana a núcleos de consumo, con lo cual podemos afirmar, que aunque la famosa “**prima**” que se pagaba a las renovables, hizo su efecto y contribuyó al desarrollo, de las “**Renovables en España**”. Quizás el regulador, tendría que haber tenido previsto una visión de futuro, y las consecuencias que suponía una prima tan elevada y las consecuencias de haber pasado de una “**prima elevada**” a ninguna.

En los puntos siguientes vamos a demostrar cuales eran y en algún caso siguen siendo unos beneficios por encima de lo que se debía de haber permitido. Pero lo que **demostraremos** es que “**aún sin primas, podemos seguir construyendo o apostando por las energías renovables**”, y en este caso haremos especial mención a las fotovoltaicas.

Pero si pudiéramos preguntar al legislador, podríamos sugerir que si se retribuye a la compañías eléctricas por Q_n^i y P_n^i , ¿por qué no se le puede dejar competir a las energías fotovoltaicas, y en este caso nos referimos a las de autoconsumo?^{CLXXIX}

6.4.2.- TIPOLOGÍAS DE INSTALACIONES GENERADORAS DE BAJA TENSIÓN

Desde el punto de vista de la posible incidencia de las instalaciones renovables en la red, y por tanto en su **Calidad de Servicio**, éstas se podrían dividir tal y como lo hace el Real Decreto 842/2002 [190] REBT en su ITC-BT 40 “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión”.

^{CLXXIX} Cierto es que se deben de cumplir una medidas de seguridad eléctricas, como se verán posteriormente.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

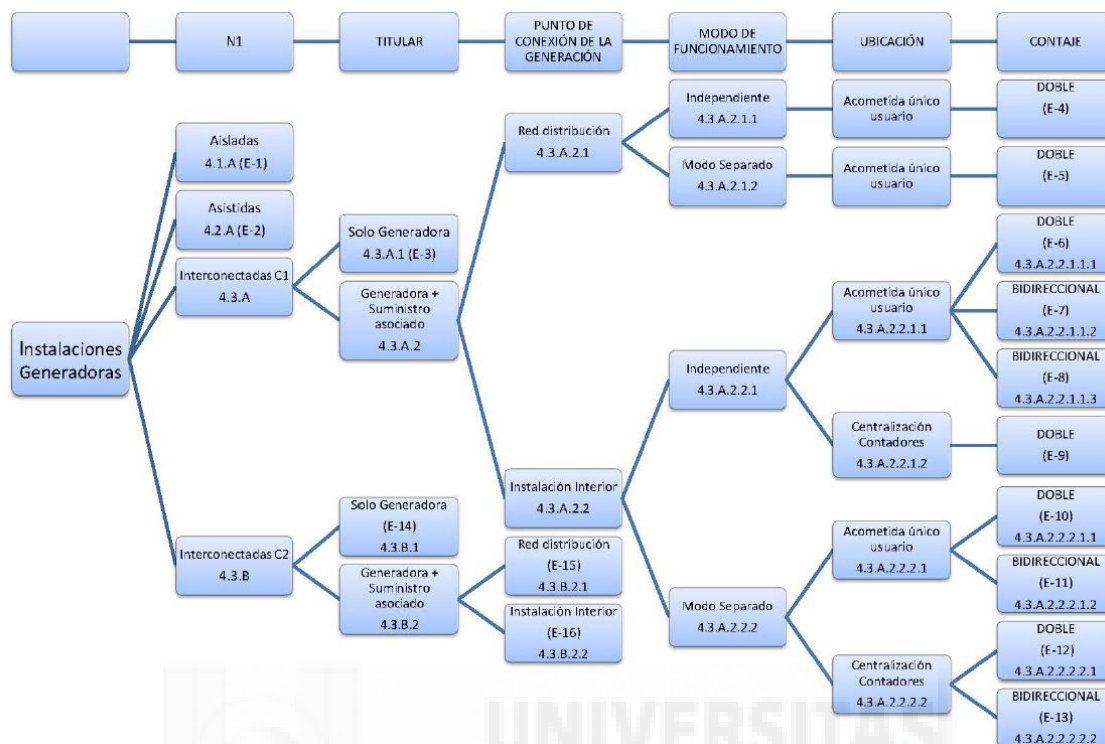


Figura 267. Clasificación de las instalaciones generadoras de baja tensión.

6.4.2.1.- SISTEMAS AISLADOS

Se definen por no tener ningún tipo de conexión con la Red de Distribución.

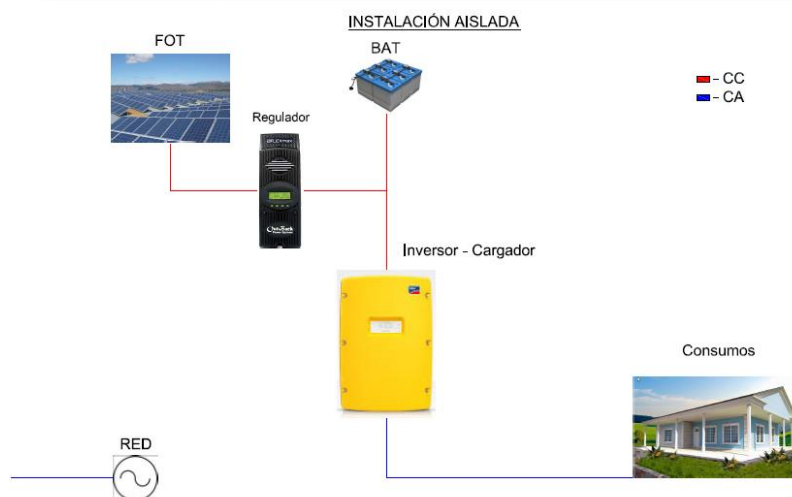


Figura 268. Sistemas aislados. 4.1.A (E-1).

6.4.2.2.- SISTEMAS ASISTIDOS

Aquellos en los que los consumos se alimentan bien por el sistema generador, o bien por la Red, pero no por ambos a la vez.

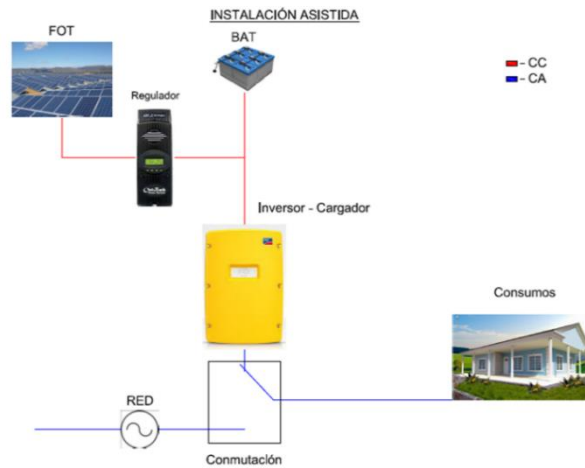


Figura 269. Sistemas aislados. 4.2.A (E-2).

6.4.2.3.- SISTEMAS INTERCONECTADOS

Aquellos en los que los consumos se pueden alimentar a la vez tanto del sistema generador como de la Red. A su vez según la Guía Técnica de dicha ITC del Real Decreto 842/2002 [190] ITC-BT 40 "Instalaciones Generadoras de Baja Tensión", se pueden dividir en dos modos:

- **Separado:** las cargas pueden seguir siendo alimentadas por el generador después de una desconexión de la Red.
- **Independiente:** la conexión se realiza tanto para vender energía como para alimentar cargas.

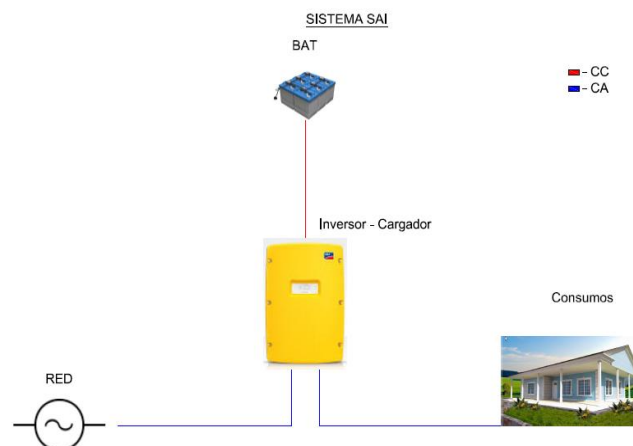


Figura 270. Sistemas interconectados separados. 4.3.A.2.2.2.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El clásico Sistema de Alimentación Independiente (**SAI**) entraría dentro de la categoría de Sistema Interconectado al alimentar cargas, según el tipo de funcionamiento del mismo, en paralelo con la Red, o como mínimo sin corte en carga, fundamental para evitar la pérdida de datos en sistemas informáticos. Por lo que no pueden ser considerados como Asistidas.

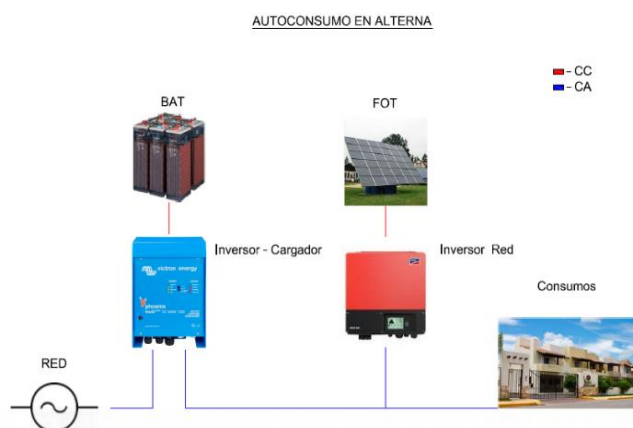


Figura 271. Sistemas interconectados separados. Generación en alterna. 4.3.A.2.2.2.1 acometida único usuario y/o 4.3.A.2.2.2.2 centralización contadores.

Desde el punto de vista de la posible afectación a la Red de Distribución, los sistemas interconectados pero que no vierten a la Red, se podrían llegar a considerar neutros, o bien indirectos ya que no interactúan directamente con ésta. Dentro de esos tipos se pueden llegar a crear diversas configuraciones:

Configuración en Alterna, donde la generación fotovoltaica llega a los consumos en alterna, y se necesita de un equipo gestor, normalmente un inversor-cargador, que puede utilizar dicha generación para cargar una batería, impidiendo el paso (si así se programa) de la corriente hacia la Red.



Figura 272. Sistemas interconectados separados. Generación en continua. 4.3.A.2.2.2.1 acometida único usuario y/o 4.3.A.2.2.2.2 centralización contadores.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Configuración en continua, donde la generación fotovoltaica no contacta con la Red en ningún momento pues vierte a batería en continua, y un equipo gestor, normalmente un inversor-cargador, se encarga de alimentar los consumos eléctricos. Es exactamente un sistema **SAI**, pero las baterías no sólo se pueden alimentar de la Red, sino también de la generación fotovoltaica.

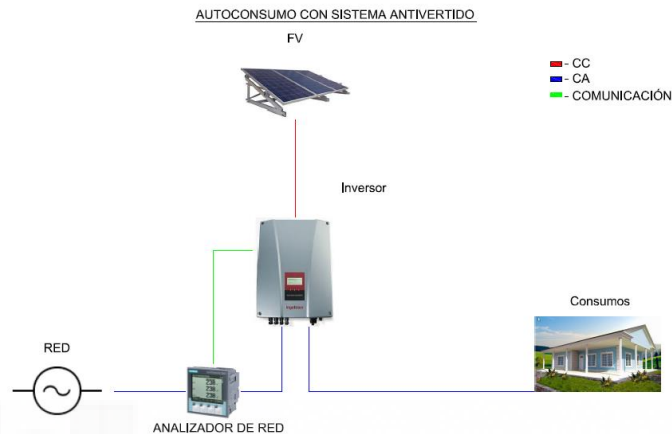


Figura 273. Sistemas interconectados independientes. 4.3.A.2.2.1.1 acometida único usuario y/o 4.3.A.2.2.1.2 centralización contadores.

Y un último caso sería el de un sistema clásico de generación fotovoltaica, pero con un elemento de anti vertido, de forma que no se interacciona con la Red eléctrica de forma directa, sino a través de las cargas.

Dentro de esta modalidad podemos encontrar el sistema interconectado con vertido a red. En la misma sí que se podría verter energía y por tanto proceder a su venta, cuando se desarrolle el artículo 9 de la Ley 24/2013.



Figura 274. Sistemas interconectados independientes. 4.3.A.2.2.1.1 acometida único usuario y/o 4.3.A.2.2.1.2 centralización contadores.



Figura 275. Sistemas interconectados independientes. 4.3.A.2.2.1.1 acometida único usuario y/o 4.3.A.2.2.1.2 centralización contadores. Para línea directa.

6.4.3.- REVISIÓN LEGISLATIVA DEL AUTOCONSUMO

Sólo tenemos la referencia que hace la nueva Ley 13/2014 del sector eléctrico en su artículo 9, que reproducimos literalmente (...) introduciendo comentarios y aclaraciones a la misma.

Artículo 9. Autoconsumo de energía eléctrica.

1. A los efectos de esta ley, se entenderá por **autoconsumo** el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

- a) **Modalidades de suministro con autoconsumo.** Cuando se trate de un consumidor que dispusiera de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente **registro como instalación de producción**. En este caso existirá un **único sujeto** de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto **consumidor**. Figura 269, Figura 270, Figura 271, Figura 272 y Figura 273.
- b) **Modalidades de producción con autoconsumo.** Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente **inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red**. En este caso existirán **dos sujetos**

de los previstos en el artículo 6, el sujeto **consumidor** y el **productor**. Figura 272 (según programación) y Figura 274.

- c) **Modalidades de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción.** Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente **inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica** a la que estuviera conectado a través de una línea directa. En este caso existirán **dos sujetos** de los previstos en el artículo 6, el sujeto **consumidor** y el **productor**. Figura 275.
- d) **Cualquier otra modalidad** de consumo de energía **eléctrica** proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

2. En el caso en que la instalación de producción de energía eléctrica o de consumo esté conectada **total o parcialmente al sistema eléctrico**, los **titulares** de ambas estarán sujetos a las **obligaciones y derechos** previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo.

3. **Todos los consumidores** sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico.

Para ello estarán obligados a pagar los mismos **peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema** que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo descritas en el apartado anterior.

El Gobierno podrá establecer reglamentariamente reducciones en dichos peajes, cargos y costes en los sistemas no peninsulares, cuando las modalidades de autoconsumo supongan una reducción de los costes de dichos sistemas.

4. Los **consumidores** acogidos a las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica tendrán la **obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica**, creado a tal efecto en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Reglamentariamente, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se establecerá por el Gobierno la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

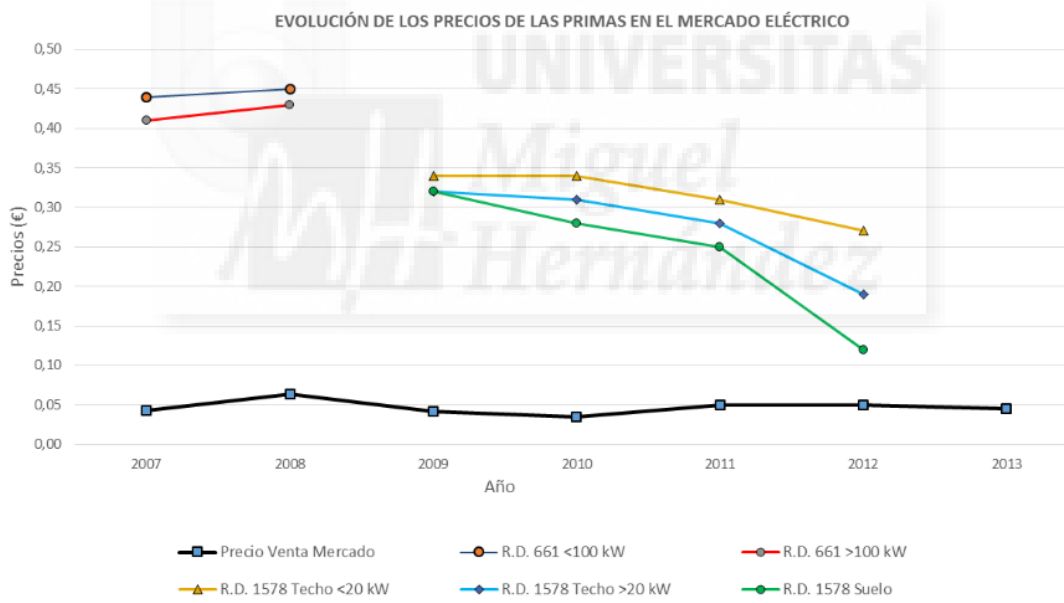
5. El Gobierno establecerá las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones con autoconsumo.

Asimismo el Gobierno establecerá las condiciones económicas para que las instalaciones de la modalidad b) de producción con autoconsumo vendan al sistema la energía no autoconsumida.

Podemos hacer una tabla resumen, de la legislación de los últimos años y su aplicación en los precios e incentivación de las renovables.

	Año	Prec.Mecdo. €	<100 kW €	>100 kW €	TECHO €	TECHO €	SUELO €
RD 661	2007	0,043 €	0,44	0,41			
RD 661	2008	0,064 €	0,45	0,43			
RD 1578	2009	0,042 €			0,34	0,32	0,32
RD 1578	2010	0,035 €			0,34	0,31	0,28
RD 1578	2011	0,050 €			0,31	0,28	0,25
RDL 1/2012	2012	0,050 €			0,27	0,19	0,12
RDL 1/2012	2013	0,045 €					

Tabla 148. Evolución de las primas de las fotovoltaicas en los últimos años. Elaboración propia.



Gráfica 72. Evolución de las primas de las fotovoltaicas en los últimos años. Elaboración propia.

6.4.4.- POSIBLES PERTURBACIONES Y SU INFLUENCIA EN LA CALIDAD DE SERVICIO

Según se nos recuerda en el Manual Técnico 3.53.01^{CLXXX} de acuerdo al artículo 110 “Perturbaciones provocadas e inducidas por instalaciones receptoras” del RD

^{CLXXX} Manual Técnico 3.53.01 de Iberdrola sobre “condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de Iberdrola distribución”

1955/2000^{CLXXXI}, los usuarios de la red deberán adoptar las medidas necesarias para que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones estén dentro de los límites establecidos en el artículo 104^{CLXXXII}, lo que implica en cumplimiento de los límites de perturbaciones contenidos en la norma UNE EN 50160^{CLXXXIII}. Asimismo, las instalaciones están obligadas al cumplir con la Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética, de acuerdo al RD 1580/2006 [348]^{CLXXXIV}.

Artículo 110 Perturbaciones provocadas e inducidas por instalaciones receptoras.

1. Los consumidores y usuarios de la red deberán adoptar las medidas necesarias para que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones receptoras estén dentro de los límites establecidos de acuerdo con lo previsto en el apartado 3 del artículo 104 del presente Real Decreto. La exoneración de la responsabilidad del distribuidor respecto de las perturbaciones producidas por sus consumidores se producirá si consta que previamente se ha requerido al causante para que cese en su actitud y, caso de no ser atendido dentro del plazo otorgado al efecto, se hubiera procedido a efectuar la denuncia ante la Administración competente, quien deberá requerir al consumidor que produce las perturbaciones para que instale los equipos correctores, pudiendo ordenar el corte si no es atendido el requerimiento.

Con objeto de minimizar la circulación de energía reactiva por las redes de distribución, los consumidores están obligados a disponer de los equipos de compensación de su factor de potencia, de modo que éste sea como mínimo de 0,60. A través de las tarifas se darán las señales económicas para la optimización del factor de potencia.

Las empresas distribuidoras podrán pactar, mediante mecanismos de mercados objetivos y transparentes, con los consumidores cualificados, compensaciones locales del factor de potencia, según se determine mediante el correspondiente procedimiento de

^{CLXXXI} Real Decreto 1955/2000 [30] [29], de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. «B.O.E.» núm. 310, de 27 de diciembre de 2000. Ministerio de Economía.

^{CLXXXII} Artículo 104 Cumplimiento de la **Calidad de Suministro** individual.

1. El distribuidor deberá disponer de un sistema de registro de incidencias de acuerdo con el procedimiento de medida y control que se establezca según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 108, que le permita determinar la afectación de las incidencias de continuidad del suministro de sus redes con todos y cada uno de los consumidores conectados a ellas en todas sus zonas de distribución. El plazo máximo de implantación será de un año desde la aprobación del citado procedimiento.

4. El consumidor tendrá derecho a instalar a su cargo un sistema de registro de medida de incidencias de **Calidad del Servicio**, debidamente precintado, al objeto de confrontar los valores aportados por las empresas distribuidoras. La instalación y precintado de este sistema deberá contar con el previo acuerdo de ambas partes, adoptado por escrito. En caso de discrepancia, resolverá el órgano competente de la Administración autonómica.

^{CLXXXIII} La norma UNE-EN 50160 define, describe y especifica, en el punto de entrega al usuario de red, las características principales de la tensión suministrada por una red de distribución en la baja tensión y en media tensión en condiciones normales de explotación. Esta norma describe los límites o los valores entre los que se espera que se mantengan las características de tensión en toda la red general de distribución, y no describe la situación típica que normalmente encuentra un usuario individual de la red

^{CLXXXIV} Real Decreto 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos. «B.O.E.» núm. 15, de 17 de enero de 2007. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

operación de las redes de distribución, todo ello sin perjuicio de lo que establezca la normativa tarifaria.

2. Los consumidores deberán establecer el conjunto de medidas que minimicen los riesgos derivados de la falta de calidad. A estos efectos, las empresas distribuidoras deberán informar, por escrito, al consumidor sobre las medidas a adoptar para la consecución de esta minimización de riesgos.

3. Para evitar en lo posible la transmisión de defectos, o sus consecuencias, hacia las instalaciones del consumidor, o viceversa, las protecciones particulares del entronque de las instalaciones de clientes con la red general, y su regulación, deberán coordinarse entre la empresa distribuidora y el consumidor, en base a las instrucciones técnicas complementarias que se dicten por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Esto implica que los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión e inmunidad de perturbaciones indicados en las normas armonizadas referentes a compatibilidad electromagnética, necesarias para el cumplimiento de la Directiva de **CEM** y que se publican en el Diario Oficial de la Comunidad Europea, en particular las normas de la serie EN 61000-6-X.

Adicionalmente, las instalaciones de baja tensión deben cumplir con lo prescrito en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión^{CLXXXV}, que en su ITC-BT-40, capítulo 6, establece tasas máximas de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: 4/n
- Armónicos de orden 3: 5
- Armónicos de orden impar (≥ 5) 25/n

En consecuencia, cualquier generador de acuerdo con el Real Decreto 1699/2011, deberá poder certificar el cumplimiento de los límites de emisión e inmunidad referentes a armónicos y compatibilidad electromagnética.

Y termina dicho Manual Técnico que además de lo anterior, se cumplirá que:

- El incremento de la tensión provocado por el funcionamiento de los generadores no superará el 2.5%.
- El desequilibrio máxima admisible entre fases será de 5 kW.
- El factor de potencia será superior a 0.98.

Recordemos que el objetivo del Distribuidor o del Transportista es suministrar

^{CLXXXV} Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. «B.O.E.» núm. 224, de 18 de septiembre de 2002. Ministerio de Ciencia y Tecnología.

electricidad a todos los consumidores conectados a la red, en cualquier instante y con la capacidad necesaria para cubrir la demanda en todo momento. Asimismo dicha electricidad debe cumplir con unos estrictos requisitos de calidad que garanticen la estabilidad del nivel de tensión y la continuidad del servicio.

Desde principios del siglo pasado, la capacidad de los centros de producción de energía fue incrementándose hasta llegar a centros de generación del orden del Gigavatio. Actualmente, especialmente con el tema tratado de las renovables, se está extendiendo la generación en plantas micro o mini generadoras, esta es la denominada Generación Distribuida. Donde ya no son tan necesarias las grandes redes de transporte y distribución, ya que la generación se produce en el mismo sitio que se consume.

Si bien una definición clara de lo que es Generación Distribuida no está aún consensuada, la definición que da la **IEA** (International Energy Agency), es la de aquella que se conecta a la Red de Distribución de Baja Tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini y micro turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.

6.4.5.- RESPUESTAS FRENTE A HUECOS DE TENSIÓN

En general se tenía y tiene a las instalaciones de generación renovables como instalaciones poco flexibles en cuanto a su comportamiento con respecto a la Red, y de ahí la importancia de una introducción importante de dicho tipo de instalaciones frente a la Calidad de Servicio de la misma.

No obstante, el estado actual de la técnica permite un comportamiento más flexible de estas instalaciones frente a las variaciones de la Red.

El caso más típico, y por el que empezaron a ser reguladas, es el de su respuesta frente a “huecos de tensión”. Con una normativa que data de 2006, se requería que las eólicas siguieran en funcionamiento cuando se produjeran cortocircuitos que fueran correctamente despejados, es decir, aquellas faltas que por su brevedad requieren que la generación siga conectada a fin de que no caiga todo el sistema.

Comenzando con esta respuesta, los sistemas de medida y control de las renovables, y particularmente de la fotovoltaica han avanzado enormemente, y actualmente, incluso para pequeñas potencias es posible responder adecuadamente frente a diversas perturbaciones de la Red, a fin de mantener su **Calidad de Servicio**, incluso por la noche cuando no existe generación, por ejemplo suprimiendo huecos de tensión y flinker, etc.

Gracias a sistemas de monitorización de parámetros de Red, que en comunicación con los inversores, adaptan la generación a los requerimientos de la Red, de forma que se convierten en auténticos gestores de la misma. Pudiendo actualmente incluso

ser parametrizados desde Centros de Control, gracias a los sistemas protocolizados de comunicación, de forma que es el Gestor de Red quien decide en todo momento de qué forma se realiza el acoplamiento en el sistema de autoconsumo.

6.5.- EVOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

Para determinar el estado actual de la energía solar fotovoltaica, conviene previamente realizar un repaso de la evolución de las instalaciones fotovoltaicas en España, de forma que conozcamos de dónde venimos, ya que esta historia ha influido e influye determinadamente en las posibilidades actuales.

Sin demorarnos en legislaciones previas diremos que el punto álgido de las instalaciones solares fotovoltaicas en España tuvo lugar en el año 2008, momento de cambio legislativo respecto al procedimiento y tipo de remuneración por kWh producido. No en cuanto al tipo de instalación que siguió siendo de “**venta a red**”, sin posibilidad en aquel entonces del “**autoconsumo**”.

Desde que se publicó la legislación incentivando las instalaciones solares fotovoltaicas, con el Real Decreto 1663/2000 [349] de conexión a red, hasta el año 2006, la ejecución de las mismas iba muy por debajo de las expectativas así como del horizonte buscado de 400 MW en 2010^{CLXXXVI}.

En consecuencia, se publicó el Real Decreto 661/2007 [293] de regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial por el que se mantenía el régimen de primas en un valor de 0,45 €/kWh. A partir de ese momento y sin que hasta la fecha se haya encontrado a nadie que hubiera podido prever lo que ocurrió, se llegó al año 2008 con más de 2.000 MW instalados. Un 500% más de lo que se buscaba, dos años antes de lo que se había planificado.

En aquellos momentos se podían estimar tres tipos de instalaciones, definidas por su potencia (10, sobre los 100 y más de 100 kWp). Como podremos comprobar de las siguientes tablas de amortización de dichas instalaciones, en general el retorno de la inversión se estimaba se produciría en el año 10, variando su coste según la potencia instalada desde unos 6,5 €/Wp de las más pequeñas hasta unos 5,2€/Wp en las más grandes.

6.5.1.- INSTALACIÓN DE 10 KW (2008)

^{CLXXXVI} Planes de Energías Renovables 1999-2004 y 2005-2010) [377]

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La que se podía considerar el tamaño de instalación más propiamente fotovoltaico, suficiente para alimentar una vivienda si fuera aislada, y de tamaño suficiente para permitir un autoconsumo sin vertido a red.

Este tipo de instalación inicialmente se realizaba sobre cubierta, o bien también como parte de un Huerto Solar. Para los cálculos de su rentabilidad tomamos como una instalación única e independiente y sobre cubierta.

		AÑO	kWh	Ingresos	Gastos					Circulante	Acumulado
					Amortización	Mto.	Deducciones				
Potencia Nominal	10.000										
Potencia pico	11.000	0								35.750,00	71.500,00
Coste de referencia	71.500,00	1	17.050	0,4500	7.672,50		1.608,75	613,80	7.150,00	5.449,95	66.050,05
16% IVA	11.440,00	2	16.880	0,4590	7.747,69		1.477,83	626,08	7.150,00	5.643,78	60.406,27
		3	16.711	0,4682	7.823,62		1.341,02	638,60	7.150,00	5.844,00	54.562,27
Energía producida	17.050	4	16.544	0,4775	7.900,29	4.458,08	1.198,06	651,37	7.150,00	1.592,79	48.511,41
Precio de venta	0,45	5	16.378	0,4871	7.977,71	4.658,69	1.048,66	664,40	7.150,00	1.605,97	42.246,75
Ingresos año 1	7.672,50	6	16.214	0,4968	8.055,89	4.868,33	892,53	677,68	7.150,00	1.617,34	35.761,07
Gasto anual mto.	613,80	7	16.052	0,5068	8.134,84	5.087,41	729,39	691,24	7.150,00	1.626,81	29.046,86
kWh/kWp año	1.550	8	15.892	0,5169	8.214,56	5.316,34	558,90	705,06	7.150,00	1.634,26	22.096,25
		9	15.733	0,5272	8.295,07	5.555,58	380,74	719,16	7.150,00	1.639,59	14.901,09
Interés	4,5%	10	15.575	0,5378	8.376,36	5.805,58	194,56	733,55	7.150,00	1.642,68	7.452,84
Amortización	10 años	11	15.420	0,5485	8.458,45			748,22		7.710,23	257,39
		12	15.266	0,5595	8.541,34			763,18		7.778,16	8.035,55
IPC Estimado	2%	13	15.113	0,5707	8.625,04			778,45		7.846,60	15.882,14
		14	14.962	0,5821	8.709,57			794,02		7.915,55	23.797,70
Deducción Fiscal	1.430,00	15	14.812	0,5938	8.794,92			809,90		7.985,03	31.782,72
Amortiz. 10 años	7.150,00	16	14.664	0,6056	8.881,11			826,09		8.055,02	39.837,74
		17	14.517	0,6178	8.968,15			842,62		8.125,53	47.963,27
		18	14.372	0,6301	9.056,04			859,47		8.196,57	56.159,84
		19	14.228	0,6427	9.144,78			876,66		8.268,13	64.427,97
		20	14.086	0,6556	9.234,40			894,19		8.340,21	72.768,18
		21	13.945	0,6687	9.324,90			912,07		8.412,83	81.181,01
Aportación %	50,00%	22	13.806	0,6820	9.416,28			930,32		8.485,97	89.666,98
Aportación	35.750,00	23	13.668	0,6957	9.508,56			948,92		8.559,64	98.226,62
Préstamo	35.750,00	24	13.531	0,7096	9.601,75			967,90		8.633,85	106.860,47
		25	13.396	0,7238	9.695,85			987,26		8.708,59	115.569,05
			378.815		216.159,68	35.750,00	9.430,43	19.660,20	72.930,00	115.569,05	

Tabla 149 Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 10 kW. Año 2008.

De la Tabla 149 se desprende que las instalaciones fotovoltaicas de menos de 10 kW, se amortizarían a los 10 años.

Para el cálculo se tenían en cuenta los siguientes factores:

- Como norma habitual la potencia pico, de panel, instalado solía ser superior a la potencia nominal, de inversor, ya que la potencia máxima de panel no se suele alcanzar debido a los numerosos factores que contribuyen a la disminución de la potencia. Sin embargo, sí tiene su efecto en la producción de energía, que es superior.

Esta diferencia entre potencia pico y potencia nominal tendrá su importancia posteriormente con el cambio legislativo, al hacer depender la retribución de la potencia nominal y no de la real instalada en panel, en detrimento del buen dimensionamiento de las instalaciones. Factor que se acentuará aún más cuando se definan las instalaciones no por su potencia nominal sino por su potencia pico, como se pretende.

- En la época de este estudio se intentaba por todos los medios colocar los

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

módulos en la posición óptima de inclinación y orientación, por lo que no solía haber pérdidas de producción por este motivo. Posteriormente, con el descenso del coste del módulo, la necesidad de ajustarse al óptimo no fue tan imperativa, y las producciones para el mismo rango de potencia fueron menores.

- Asimismo, en aquel tiempo, era un momento de préstamos fáciles, en los que la propia instalación era garantía. Por lo que en general todas las instalaciones se realizaban con dinero prestado. Siendo éste uno de los motivos de que se rebasaran las previsiones de potencia fotovoltaica instalada. Para el caso que nos ocupa, se contempla un préstamo del 50% del coste de la instalación.
- Además, se disponía de herramientas fiscales que permitían deducciones a hacienda. Una deducción directa por inversión en renovables, aplicable el primer año, y cuya cuantía iba disminuyendo anualmente, hasta que finalmente desapareció. Y las posibles deducciones por la amortización propia de la instalación, normalmente a diez años.
- En la Tabla se contempla la reducción de generación por uso de la misma, calculada en un 1% anual, y el incremento del IPC, que se asigna de forma fija para toda la vida útil de la planta, considerada en 25 años.
- Aplicando todos los parámetros anteriormente expuestos, con un préstamo a 10 años, con los tres primeros de carencia, se estima un retorno de la inversión en 10 años. Con dinero líquido todos los años, una vez descontado de la producción los gastos de mantenimiento y de préstamo.

6.5.2.- INSTALACIÓN DE 100 KW (2008)

Era el tipo más habitual en que se hacían las grandes cubiertas, y en que se dividían los Huertos Solares, generalmente de 100 kW.

Con los mismos criterios que en la Tabla 149, pero a un menor coste, y con un préstamo sin carencia, a doce años, y del 80% del coste de la planta. Los resultados en cuanto a tiempo de retorno y liquidez son similares al caso anterior. Diez años para

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

amortizar la inversión y disponibilidad de dinero todos los años de la inversión.

		AÑO	kWh	Ingresos	Gastos			Deducciones	Circulante	Acumulado	
					Amortización	Mto.					
Potencia Nominal	100.000	0									
Potencia pico	110.000	1	170.500	0,4500	76.725,00	34.143,75	23.760,00	3.836,25	66.000,00	14.985,00	610.871,25
Coste de referencia	660.000,00	2	168.795	0,4590	77.476,91	35.680,22	22.223,53	3.912,98	66.000,00	15.660,18	559.530,85
16% IVA	105.600,00	3	167.107	0,4682	78.236,18	37.285,83	20.617,92	3.991,23	66.000,00	16.341,20	505.903,83
Energía producida	170.500	4	165.436	0,4775	79.002,89	38.963,69	18.940,06	4.071,06	66.000,00	17.028,09	449.912,05
Precio de venta	0,45	5	163.782	0,4871	79.777,12	40.717,05	17.186,69	4.152,48	66.000,00	17.720,89	391.474,11
Ingresos año 1	76.725,00	6	162.144	0,4968	80.558,94	42.549,32	15.354,43	4.235,53	66.000,00	18.419,66	330.505,13
Gasto anual mto.	3.836,25	7	160.522	0,5068	81.348,41	44.464,04	13.439,71	4.320,24	66.000,00	19.124,43	266.916,66
kWh/kWp año	1.550	8	158.917	0,5169	82.145,63	46.464,92	11.438,82	4.406,65	66.000,00	19.835,24	200.616,50
		9	157.328	0,5272	82.950,66	48.555,84	9.347,90	4.494,78	66.000,00	20.552,13	131.508,52
Interés	4,5%	10	155.755	0,5378	83.763,57	50.740,86	7.162,89	4.584,67	66.000,00	21.275,15	59.492,51
Amortización	10 años	11	154.197	0,5485	84.584,46	53.024,20	4.879,55	4.676,37		22.004,34	15.536,02
		12	152.655	0,5595	85.413,38	55.410,28	2.493,46	4.769,89		22.739,74	93.686,05
IPC Estimado	2%	13	151.129	0,5707	86.250,43			4.865,29		81.385,14	175.071,19
		14	149.617	0,5821	87.095,69			4.962,60		82.133,09	257.204,28
Deducción Fiscal	13.200,00	15	148.121	0,5938	87.949,23			5.061,85		82.887,38	340.091,66
Amortiz. 10 años	66.000,00	16	146.640	0,6056	88.811,13			5.163,09		83.648,04	423.739,70
		17	145.174	0,6178	89.681,48			5.266,35		84.415,13	508.154,83
		18	143.722	0,6301	90.560,36			5.371,68		85.188,68	593.343,51
		19	142.285	0,6427	91.447,85			5.479,11		85.968,74	679.312,25
		20	140.862	0,6556	92.344,04			5.588,69		86.755,35	766.067,59
		21	139.453	0,6687	93.249,01			5.700,47		87.548,54	853.616,14
Aportación %	20,00%	22	138.059	0,6820	94.162,85			5.814,48		88.348,37	941.964,51
Aportación	132.000,00	23	136.678	0,6957	95.085,65			5.930,76		89.154,88	1.031.119,39
Préstamo	528.000,00	24	135.311	0,7096	96.017,48			6.049,38		89.968,10	1.121.087,50
		25	133.958	0,7238	96.958,46			6.170,37		90.788,09	1.211.875,59
			3.788.146		2.161.596,79	528.000,00	166.844,97	122.876,24	673.200,00	815.875,59	

Tabla 150. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 100 kW. Año 2008.

6.5.3.- INSTALACIÓN DE 5 MW (2008)

Típico de instalación de suelo, normalmente dividida en partes para Huertos Sociales, pero que aquí tomamos como instalación unitaria, más habitual después del 2008.

		AÑO	kWh	Ingresos	Gastos			Deducciones	Circulante	Acumulado	
					Amortización	Mto.					
Potencia Nominal	5.000.000	0									
Potencia pico	5.500.000	1	8.525.000	0,4100	3.495.250,00	1.903.392,14	1.144.000,00	104.857,50	2.860.000,00	343.000,36	26.353.607,50
Coste de referencia	28.600.000,00	2	8.439.750	0,4182	3.529.503,45	1.979.527,82	1.067.864,31	106.954,65	2.860.000,00	375.156,66	23.998.923,01
16% IVA	4.576.000,00	3	8.355.353	0,4266	3.564.092,58	2.058.708,94	988.683,20	109.093,74	2.860.000,00	407.606,70	21.532.607,38
Energía producida	8.525.000	4	8.271.799	0,4351	3.599.020,69	2.143.057,29	906.334,84	111.275,62	2.860.000,00	440.352,93	18.951.197,15
Precio de venta	0,41	5	8.189.081	0,4438	3.634.291,09	2.226.699,59	820.692,55	113.501,13	2.860.000,00	473.397,82	16.251.099,73
Ingresos año 1	3.495.250,00	6	8.107.190	0,4527	3.669.907,15	2.315.767,57	731.624,57	115.771,15	2.860.000,00	506.743,85	13.428.588,31
Gasto anual mto.	104.857,50	7	8.026.118	0,4617	3.705.872,24	2.408.398,27	638.993,87	118.086,58	2.860.000,00	540.393,52	10.479.796,51
kWh/kWp año	1.550	8	7.945.857	0,4710	3.742.189,78	2.504.734,20	542.657,93	120.448,31	2.860.000,00	574.349,34	7.400.712,97
		9	7.866.399	0,4804	3.778.863,24	2.604.923,57	442.468,57	122.857,27	2.860.000,00	608.613,83	4.187.175,57
Interés	4,0%	10	7.787.735	0,4900	3.815.896,10	2.709.120,51	338.271,62	125.314,42	2.860.000,00	643.189,55	834.865,51
Amortización	10 años	11	7.709.857	0,4998	3.853.291,89	2.817.485,34	229.906,80	127.820,71		678.079,04	2.660.698,87
		12	7.632.759	0,5098	3.891.054,15	2.930.184,75	117.207,39	130.377,12		713.284,89	6.304.168,50
IPC Estimado	2%	13	7.556.431	0,5200	3.929.186,48			132.984,66		3.796.201,81	10.100.370,32
		14	7.480.867	0,5304	3.967.692,50			135.644,36		3.832.048,15	13.932.418,46
Deducción Fiscal	572.000,00	15	7.406.058	0,5410	4.006.575,89			138.357,24		3.868.218,65	17.800.637,11
Amortiz. 10 años	2.860.000,00	16	7.331.997	0,5518	4.045.840,33			141.124,39		3.904.715,95	21.705.353,06
		17	7.258.677	0,5628	4.085.489,57			143.946,88		3.941.542,69	25.646.895,75
		18	7.186.091	0,5741	4.125.527,37			146.825,81		3.978.701,55	29.625.597,30
		19	7.114.230	0,5856	4.165.957,54			149.762,33		4.016.195,21	33.641.792,51
		20	7.043.088	0,5973	4.206.783,92			152.757,58		4.054.026,34	37.695.818,85
		21	6.972.657	0,6092	4.248.010,40			155.812,73		4.092.197,67	41.788.016,52
Aportación %	0,00%	22	6.902.930	0,6214	4.289.640,90			158.928,98		4.130.711,92	45.918.728,45
Aportación	0,00	23	6.833.901	0,6339	4.331.679,39			162.107,56		4.169.571,82	50.088.300,27
Préstamo	28.600.000,00	24	6.765.562	0,6465	4.374.129,84			165.349,71		4.208.780,13	54.297.080,40
		25	6.697.906	0,6595	4.416.996,32			168.656,71		4.248.339,61	58.545.420,00
			189.407.291		98.472.742,82	28.600.000,00	7.968.705,67	3.358.617,15	29.172.000,00	29.945.420,00	

Tabla 151. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 5 MW. Año 2008

Dados los costes de este tipo de instalaciones, las mismas se ejecutaban con productos especiales de crédito, sin inversión inicial por parte del cliente. Bajo estas condiciones, el retorno de la inversión y la liquidez se seguían manteniendo en condiciones similares a los otros dos tipos de instalación.

Reseñar que la prima era menor en estos casos, de 0,41 € en lugar de los 0,45 €, motivo por el que solían dividirse en agrupaciones de potencia inferior a 100 kW, pero

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

al resultar su coste de montaje inferior, compensaba la pérdida por una prima inferior.



Fotografía 44. Instalación fotovoltaica de 20 MW, dividida en pequeñas instalaciones de 100 kVA. Trafos secos. Fuente propia.

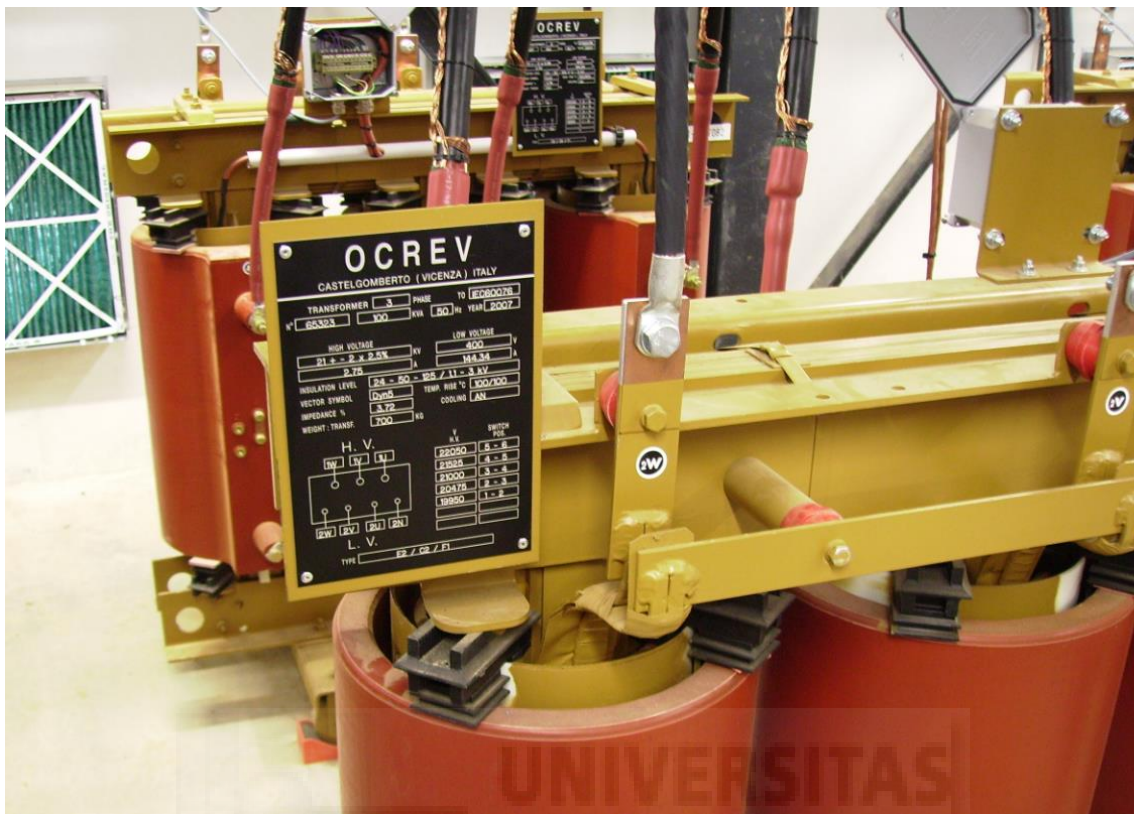
6.5.4.- RESUMEN DE SITUACIÓN. AÑO 2008

Situándose de esta manera España como el mayor instalador mundial de fotovoltaica y rompiendo de esta forma la resistencia internacional a este tipo de energía, que hasta esos momentos tan sólo estaba siendo avalada por Alemania. Esto provocó el efecto que se buscaba con la incentivación mediante primas de que bajara su coste. Y de esta forma en muy pocos años, tres en concreto, se llegó a la situación que se describe en las tablas de amortización añadidas más adelante.

Por otro lado, como las instalaciones acogidas a primas habían más que quintuplicado las previsiones, el legislador se vio ante un aumento desmesurado de los costes a financiar justo en un momento de crisis económica. La solución inicial fue la de incrementar el llamado “déficit de tarifa” con este nuevo gasto, y la de encauzar las nuevas instalaciones mediante un sistema de cupos, con cantidades fijadas de potencia instalada y de precios de primas, éstas últimas disminuyendo a lo largo del tiempo. Esta nueva etapa transcurre entre el 2008 y el 2011, regulada por el Real Decreto 1578/2008 [350] de nueva retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica.

En un segundo momento, decidió recortar la retribución de las instalaciones del Real Decreto 661/2007 [83], es decir aquellas de hasta el año 2008 a fin de reducir la carga del “déficit de tarifa”, mientras continuaba con la regulación según el Real Decreto 1578/2008 [351] de cantidades fijadas de antemano de potencia y precios de prima.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Fotografía 45. Instalación de Benexama (Alicante) la mayor de Europa de 20 MW. 200 transformadores de 100 kVA. Fuente propia.

6.5.5.- INSTALACIÓN DE 10 KW (2011)

		AÑO	kWh	Ingresos	Gastos						
					Amortización	Mto.	Deducciones	Circulante	Acumulado		
Potencia Nominal	10.000										
Potencia pico	11.000	0								16.940,00	
Coste de referencia	16.940,00	1	17.050	0,2800	4.774,00		0,00	381,92	1.694,00	4.392,08	12.547,92
18% IVA	3.049,20	2	16.880	0,2856	4.820,79		0,00	389,56	1.694,00	4.431,23	8.116,69
		3	16.711	0,2913	4.868,03		0,00	397,35	1.694,00	4.470,68	3.646,01
Energía producida	17.050	4	16.544	0,2971	4.915,74	0,00	0,00	405,30	1.694,00	4.510,44	864,43
Precio de venta	0,28	5	16.378	0,3031	4.963,91	0,00	0,00	413,40	1.694,00	4.550,51	5.414,93
Ingresos año 1	4.774,00	6	16.214	0,3091	5.012,56	0,00	0,00	421,67	1.694,00	4.590,89	10.005,82
Gasto anual mto.	381,92	7	16.052	0,3153	5.061,68	0,00	0,00	430,10	1.694,00	4.631,58	14.637,39
kWh/kWp año	1.550	8	15.892	0,3216	5.111,28	0,00	0,00	438,71	1.694,00	4.672,58	19.309,97
		9	15.733	0,3281	5.161,37	0,00	0,00	447,48	1.694,00	4.713,89	24.023,86
Interés	6,5%	10	15.575	0,3346	5.211,96	0,00	0,00	456,43	1.694,00	4.755,53	28.779,39
Amortización	10 años	11	15.420	0,3413	5.263,03			465,56		4.797,47	33.576,87
		12	15.266	0,3481	5.314,61			474,87		4.839,74	38.416,61
IPC Estimado	2%	13	15.113	0,3551	5.366,69			484,37		4.882,33	43.298,93
		14	14.962	0,3622	5.419,29			494,05		4.925,23	48.224,17
Deducción Fiscal	0,00	15	14.812	0,3695	5.472,40			503,94		4.968,46	53.192,63
Amortiz. 10 años	1.694,00	16	14.664	0,3768	5.526,03			514,01		5.012,01	58.204,64
		17	14.517	0,3844	5.580,18			524,29		5.055,89	63.260,53
		18	14.372	0,3921	5.634,87			534,78		5.100,09	68.360,61
		19	14.228	0,3999	5.690,09			545,48		5.144,61	73.505,22
		20	14.086	0,4079	5.745,85			556,39		5.189,47	78.694,69
		21	13.945	0,4161	5.802,16			567,51		5.234,65	83.929,34
Aportación %	100,00%	22	13.806	0,4244	5.859,02			578,86		5.280,16	89.209,50
Aportación	16.940,00	23	13.668	0,4329	5.916,44			590,44		5.326,00	94.535,50
Préstamo	0,00	24	13.531	0,4415	5.974,42			602,25		5.372,17	99.907,67
		25	13.396	0,4504	6.032,97			614,29		5.418,68	105.326,34
			378.815		134.499,36	0,00	0,00	12.233,01	16.940,00	122.266,34	

Tabla 152. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 10 kW. Año 2011.

Tras el cambio legislativo hubo un parón en la ejecución de instalaciones, pero al cabo de un par de años, y de manera acusada al tercero, el precio de los módulos había

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

bajado de manera drástica, y aunque también lo había hecho la prima, la relación en cuanto a amortización quedaba mejor que nunca.

Especialmente para esta instalación tipo, cuyas características principales son:

- Igualmente se sigue realizando con una potencia pico superior a la potencia nominal del inversor, en torno al 10%, pudiendo llegarse a más del 20%, e incluso superior si la orientación no es la óptima.
- Como el coste de los módulos ha disminuido y el mercado financiero no es tan sencillo como hace tres años, no se suele pedir préstamo para este tamaño de operación, en consecuencia los cálculos se realizan sin gastos de préstamo.
- Con dichas condiciones este tipo de instalación se amortiza en unos tres años. Es el tipo y el momento en que mejor sale la inversión fotovoltaica.

6.5.6.- INSTALACIÓN DE 100 KW (2011)

		AÑO	kWh	Ingresos	Gastos			Deducciones	Circulante	Acumulado
					Amortización	Mto.				
Potencia Nominal	100.000									
Potencia pico	110.000	0					0,00	126.720,00	158.400,00	
Coste de referencia	158.400,00	1	170.500	0,2000	34.100,00	9.390,55	8.236,80	1.705,00	15.840,00	14.767,65
18% IVA	28.512,00	2	168.795	0,2040	34.434,18	10.000,93	7.626,41	1.739,10	15.840,00	15.067,73
		3	167.107	0,2081	34.771,63	10.650,99	6.976,35	1.773,88	15.840,00	15.370,41
Energía producida	170.500	4	165.436	0,2122	35.112,40	11.343,31	6.284,04	1.809,36	15.840,00	15.675,69
Precio de venta	0,20	5	163.782	0,2165	35.456,50	12.080,62	5.546,72	1.845,55	15.840,00	15.983,61
Ingresos año 1	34.100,00	6	162.144	0,2208	35.803,97	12.865,86	4.761,48	1.882,46	15.840,00	16.294,17
Gasto anual mto.	1.705,00	7	160.522	0,2252	36.154,85	13.702,14	3.925,20	1.920,11	15.840,00	16.607,40
kWh/kWp año	1.550	8	158.917	0,2297	36.509,17	14.592,78	3.034,56	1.958,51	15.840,00	16.923,31
		9	157.328	0,2343	36.866,96	15.541,31	2.086,03	1.997,68	15.840,00	17.241,93
Interés	6,5%	10	155.755	0,2390	37.228,25	16.551,50	1.075,85	2.037,63	15.840,00	17.563,28
Amortización	10 años	11	154.197	0,2438	37.593,09			2.078,39		35.514,71
		12	152.655	0,2487	37.961,50			2.119,95		35.841,55
IPC Estimado	2%	13	151.129	0,2536	38.333,53			2.162,35		36.171,17
		14	149.617	0,2587	38.709,20			2.205,60		36.503,60
Deducción Fiscal	3.168,00	15	148.121	0,2639	39.088,55			2.249,71		36.838,83
Amortiz. 10 años	15.840,00	16	146.640	0,2692	39.471,61			2.294,71		37.176,91
		17	145.174	0,2746	39.858,43			2.340,60		37.517,84
		18	143.722	0,2800	40.249,05			2.387,41		37.861,64
		19	142.285	0,2856	40.643,49			2.435,16		38.208,33
		20	140.862	0,2914	41.041,79			2.483,86		38.557,93
		21	139.453	0,2972	41.444,00			2.533,54		38.910,46
Aportación %	20,00%	22	138.059	0,3031	41.850,16			2.584,21		39.265,94
Aportación	31.680,00	23	136.678	0,3092	42.260,29			2.635,90		39.624,39
Préstamo	126.720,00	24	135.311	0,3154	42.674,44			2.688,61		39.985,82
		25	133.958	0,3217	43.092,65			2.742,39		40.350,26
			3.788.146		960.709,69	126.720,00	49.553,46	54.611,66	158.400,00	603.104,56

Tabla 153. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 100 kW. Año 2011.

Para este tipo la reducción de prima fue superior al de las de menos de 20 kW, pero aun así seguían siendo muy interesantes. Como características generales comentar:

- En este caso se calcula con préstamo, y con interés superior al de años anteriores, siendo el periodo de amortización de cinco años, muy inferior a lo que se conseguía con las anteriores a las de 2008.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Igualmente durante el período de pago de préstamo se cuenta con liquidez.

6.5.7.- INSTALACIÓN DE 5 MW (2011)

		AÑO	kWh	Ingresos	Gastos			Deducciones	Circulante	Acumulado	
					Amortización	Mto.					
Potencia Nominal	5.000.000	0									
Potencia pico	5.500.000	1	8.525.000	0,1200	1.023.000,00	439.244,34	264.000,00	30.690,00	660.000,00	289.065,66	6.600.000,00
Coste de referencia	6.600.000,00	2	8.439.750	0,1224	1.033.025,40	456.814,11	246.430,23	31.303,80	660.000,00	298.477,26	5.116.398,63
18% IVA	1.188.000,00	3	8.355.353	0,1248	1.043.149,05	475.086,68	228.157,66	31.929,88	660.000,00	307.974,83	4.333.337,12
Energía producida	8.525.000	4	8.271.799	0,1273	1.053.371,91	494.090,14	209.154,19	32.568,47	660.000,00	317.559,10	3.521.687,87
Precio de venta	0,12	5	8.189.081	0,1299	1.063.694,95	513.853,75	189.390,59	33.219,84	660.000,00	327.230,77	2.680.603,35
Ingresos año 1	1.023.000,00	6	8.107.190	0,1325	1.074.119,16	534.407,90	168.836,44	33.884,24	660.000,00	336.990,59	1.809.204,87
Gasto anual mto.	30.690,00	7	8.026.118	0,1351	1.084.645,53	555.784,22	147.460,12	34.561,92	660.000,00	346.839,27	906.581,38
kWh/kWp año	1.550	8	7.945.857	0,1378	1.095.275,06	578.015,59	125.228,75	35.253,16	660.000,00	356.777,56	28.211,76
Interés	4,0%	9	7.866.399	0,1406	1.106.008,75	601.136,21	102.108,13	35.958,23	660.000,00	366.806,19	996.154,16
Amortización	10 años	10	7.787.735	0,1434	1.116.847,64	625.181,66	78.062,68	36.677,39	660.000,00	376.925,91	1.998.261,73
IPC Estimado	2%	11	7.709.857	0,1463	1.127.792,75	650.188,92	53.055,42	37.410,94		387.137,47	3.035.588,12
Deducción Fiscal	0,00	12	7.632.759	0,1492	1.138.845,12	676.196,48	27.047,86	38.159,16		397.441,62	4.109.226,22
Amortiz. 10 años	660.000,00	13	7.556.431	0,1522	1.150.005,80			38.922,34		1.111.083,46	5.220.309,67
		14	7.480.867	0,1552	1.161.275,86			39.700,79		1.121.575,07	6.341.884,74
		15	7.406.058	0,1583	1.172.656,36			40.494,80		1.132.161,56	7.474.046,30
		16	7.331.997	0,1615	1.184.148,39			41.304,70		1.142.843,69	8.616.889,99
		17	7.258.677	0,1647	1.195.753,04			42.130,79		1.153.622,25	9.770.512,24
		18	7.186.091	0,1680	1.207.471,42			42.973,41		1.164.498,02	10.935.010,26
		19	7.114.230	0,1714	1.219.304,64			43.832,88		1.175.471,77	12.110.482,02
		20	7.043.088	0,1748	1.231.253,83			44.709,53		1.186.544,30	13.297.026,32
		21	6.972.657	0,1783	1.243.320,12			45.603,73		1.197.716,39	14.494.742,71
Aportación %	0,00%	22	6.902.930	0,1819	1.255.504,65			46.515,80		1.208.988,85	15.703.731,57
Aportación	0,00	23	6.833.901	0,1855	1.267.808,60			47.446,12		1.220.362,48	16.924.094,05
Préstamo	6.600.000,00	24	6.765.562	0,1892	1.280.233,12			48.395,04		1.231.838,09	18.155.932,14
		25	6.697.906	0,1930	1.292.779,41			49.362,94		1.243.416,47	19.399.348,61
			189.407.291		28.821.290,58	6.600.000,00	1.838.932,08	983.009,90	6.600.000,00	12.799.348,61	

Tabla 154. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 5.000 KW. Año 2008

Por último, el mayor descuento de prima se produjo para este tipo de instalación, no obstante como se puede observar, aún con préstamo la amortización sigue siendo inferior a la que tenía esta misma instalación en el año 2008. Aunque la liquidez sea también inferior al haber disminuido la prima.

6.5.8.- NUEVA SITUACIÓN, DESPUÉS DEL AÑO 2011

Y así llegamos a finales de 2011, a un nuevo cambio radical de legislación después del acaecido tras el 2008, donde aparece por primera vez la posibilidad de ejecutar instalaciones no en modo de "Venta a Red", sino en modo "**Autoconsumo**" con lo que la forma de pensar la fotovoltaica cambia de manera radical. Manteniéndose con variaciones el modo de cupos y primas fijadas, y a la baja.

Detengámonos un momento y recapitemos lo acontecido, mediante las Tablas de Amortización anteriormente indicadas:

Los tres tipos antes estimados se corresponden ahora con los tres tipos de instalaciones en que se divide la cuantía de cupo en potencia instalada que es posible ejecutar, y la prima que pueden recibir:

- a) Instalación de hasta 20 kW sobre cubierta. Para comparar los cálculos tomamos la misma instalación de 10 kW.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- b) Instalación de más de 20 kW sobre cubierta. Igualmente para comparar los cálculos tomamos una instalación de 100 kW.
- c) Instalación en suelo, tomamos la de 5 MW antes calculada.

En el transcurso de tan sólo tres años, en el 2011 el coste de las instalaciones había disminuido hasta la cuarta parte de lo que costaban anteriormente. Así, el precio varía desde los 1,54 €/Wp de la de cubierta pequeña hasta los 1,2 €/Wp que era posible conseguir en las de sobre suelo de tamaño grande. Y lo que es más llamativo, en este momento, aunque la cantidad a ingresar es menor al disminuir la prima, la amortización se consigue mucho antes, en lugar de los 10 años, ésta se puede conseguir en unos 5 años.

Todo ello gracias a la disminución tan drástica de los costes, que la política de incentivación mediante primas logró conseguir.

En la siguiente tabla quedan resumidos los de costes y rendimientos económicos por el tipo y año de instalación:

Instalación	Año	Coste Total	Coste Wp	Prima	Amort. (años)	Líquido/Año
10 kW	2008	71.500,00 €	6,50 €	0,45 €	10	7.600,00 €
	2011	16.940,00 €	1,54 €	0,28 €	3	4.800,00 €
100 kW	2008	660.000,00 €	6,00 €	0,45 €	10	77.000,00 €
	2011	158.400,00 €	1,54 €	0,20 €	5	34.000,00 €
5 MW	2008	28.600.000,00 €	5,20 €	0,41 €	10	3.500.000,00 €
	2011	6.600.000,00 €	1,20 €	0,12 €	7	1.000.000,00 €

Tabla 155. Comparativa de tipos de instalación, años 2008-2011.

Se puede observar la radical disminución del coste de las instalaciones, unida a una menor liquidez de las últimas, pero con un incremento significativo de la amortización.

Especial mención merece la de menos de 10 kW que sin préstamo amortiza en tres años.

Con este escenario, el legislador decidió seguir la senda de la reducción de las primas a las renovables, anulando definitivamente tanto los cupos como dichas primas mediante el Real Decreto Ley 1/2012 [352]. He incluso posteriormente recortando nuevamente la retribución inicialmente garantizada mediante Reales Decretos, esta vez afectando absolutamente a todas las instalaciones del régimen especial, mediante el Real Decreto 413/2014 [353] que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable.

Pero no anuló directamente el Real Decreto 1699/2011 que permitía el nuevo

tipo de instalación fotovoltaica diferente a la establecida desde el principio de “Venta a Red”, con la nueva opción de “Autoconsumo”. Es decir la posibilidad de que la energía generada se consumiera en el mismo punto de consumo sin necesidad de usar la Red eléctrica para su vertido, al poder conectarla en la instalación interior. Si bien no dejaba claramente resuelto qué sucedía con la energía que pudiera sobrar, y además impedía el uso de baterías.

Así, la situación a principios de 2012, se puede decir que es un punto de inflexión y que comienza la verdadera “**ingeniería fotovoltaica**” para las instalaciones tipo que hemos estado considerando pasó a un nuevo escenario, donde dejaban de existir las primas y donde se podía cambiar la filosofía de generación de “Venta a Red” y obtención de una Renta, por la de “Ahorro” de energía no comprada que era “Autoconsumida”. De nuevo, echando mano de las Tablas de Amortización, tenemos dos escenarios para cada una de ellas, el de “Venta a Mercado”, y el de “Autoconsumo”.

En este punto debemos afinar el tema del “Autoconsumo” en cuanto a su rendimiento económico, ya que éste depende ahora del casamiento de dos factores variables; la generación frente a la demanda. Por este motivo se ha estado comprobando que un factor típico de aprovechamiento en vivienda es del 35%, frente a un 70% en pequeña industria y comercio.

El resto es energía excedentaria, que dependiendo de la Comunidad Autónoma, ya que ante la indefinición del legislador “potestad legislativa al respecto”, es posible “Vender a Mercado” o no dicho excedente. En este último caso se debe disponer de un dispositivo de corte o anti vertido que lo impidiera.

6.5.9.- INSTALACIÓN DE 10 KW (2014)

6.5.9.1.- TIPO A: 10 KW “VENTA A RED”

Para el modo de “Venta a Red” al no existir prima, el coste de este tipo tan pequeño de instalación las hace poco interesantes. Se observa un plazo de amortización de 22 años. Lo que la hace inviable desde un punto de vista económico.

El precio de instalación es algo inferior al de una realizada en 2011, por lo que se sigue observando una disminución de costes, pero al no existir ya ningún tipo de prima, sólo con el precio de mercado no se llega a amortizar, tal y como se ha indicado anteriormente.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

		AÑO	kWh		Ingresos	Gastos		Deducciones	Circulante	Acumulado
						Amortización	Mto.			
Potencia Nominal	10.000	0						0,00	0,00	15.400,00
Potencia pico	11.000	1	14.850	0,0450	668,25		0,00	53,46	614,79	14.785,21
Coste de referencia	15.400,00	2	14.702	0,0459	674,80		0,00	54,53	620,27	14.164,94
21% IVA	3.234,00	3	14.554	0,0468	681,41		0,00	55,62	625,79	13.539,15
		4	14.409	0,0478	688,09	0,00	0,00	56,73	631,36	12.907,79
Energía producida	14.850	5	14.265	0,0487	694,83	0,00	0,00	57,87	636,97	12.270,82
Precio de venta	0,05	6	14.122	0,0497	701,64	0,00	0,00	59,02	642,62	11.628,21
Ingresos año 1	668,25	7	13.981	0,0507	708,52	0,00	0,00	60,20	648,31	10.979,89
Gasto anual mto.	53,46	8	13.841	0,0517	715,46	0,00	0,00	61,41	654,05	10.325,84
kWh/kWp año	1.350	9	13.703	0,0527	722,47	0,00	0,00	62,64	659,84	9.666,00
		10	13.566	0,0538	729,55	0,00	0,00	63,89	665,66	9.000,34
Interés	6,5%	11	13.430	0,0549	736,70			65,17	671,54	8.328,80
Amortización	10 años	12	13.296	0,0560	743,92			66,47	677,45	7.651,35
		13	13.163	0,0571	751,21			67,80	683,41	6.967,94
IPC Estimado	2%	14	13.031	0,0582	758,58			69,16	689,42	6.278,52
Deducción Fiscal	0,00	15	12.901	0,0594	766,01			70,54	695,47	5.583,05
Amortiz. 10 años	1.540,00	16	12.772	0,0606	773,52			71,95	701,57	4.881,48
		17	12.644	0,0618	781,10			73,39	707,71	4.173,77
		18	12.518	0,0630	788,75			74,86	713,89	3.459,88
		19	12.393	0,0643	796,48			76,35	720,13	2.739,75
		20	12.269	0,0656	804,29			77,88	726,41	2.013,35
	-	21	12.146	0,0669	812,17			79,44	732,73	1.280,62
Aportación %	100,00%	22	12.024	0,0682	820,13			81,03	739,10	541,52
Aportación	15.400,00	23	11.904	0,0696	828,17			82,65	745,52	204,00
Préstamo	0,00	24	11.785	0,0710	836,28			84,30	751,98	955,98
		25	11.667	0,0724	844,48			85,99	758,49	1.714,47
			329.935		18.826,81	0,00	0,00	1.712,34	15.400,00	17.114,47

Tabla 156. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 10 kW "Venta a Red". Año 2014

6.5.9.2.- TIPO A: 10 KW "AUTOCONSUMO"

		AÑO	kWh		Ahorros	Gastos		Deducciones	Circulante	Acumulado
						Amortización	Mto.			
Potencia Nominal	10.000	0							0,0	15.400,0
Potencia pico	11.000	1	14.850	0,046	675,7	0,0	0,0	50,0	1.540,0	14.774,3
Coste de referencia	15.400,00	2	14.702	0,046	682,3	0,0	0,0	51,0	1.540,0	14.143,0
21% IVA	3.234,00	3	14.554	0,047	689,0	0,0	0,0	52,0	1.540,0	13.506,1
		4	14.409	0,048	695,7	0,0	0,0	53,1	1.540,0	12.863,4
Energía producida	14.850	5	14.265	0,049	702,6	0,0	0,0	54,1	1.540,0	12.215,0
Precio de venta	0,05	6	14.122	0,050	709,4	0,0	0,0	55,2	1.540,0	11.560,7
Ahorros año 1	675,68	7	13.981	0,051	716,4	0,0	0,0	56,3	1.540,0	10.900,6
Gasto anual mto.	50,00	8	13.841	0,052	723,4	0,0	0,0	57,4	1.540,0	10.234,7
kWh/kWp año	1.350	9	13.703	0,053	730,5	0,0	0,0	58,6	1.540,0	9.562,7
Reducción rendimie	1%	10	13.566	0,054	737,7	0,0	0,0	59,8	1.540,0	8.884,8
Interés	7,5%	11	13.430	0,055	744,9	0,0	0,0	60,9	1.540,0	8.200,9
Amortización	10 años	12	13.296	0,057	752,2	0,0	0,0	62,2	1.540,0	7.510,9
		13	13.163	0,058	759,6	0,0	0,0	63,4	1.540,0	6.814,7
IPC Estimado	2%	14	13.031	0,059	767,0	0,0	0,0	64,7	1.540,0	6.112,4
Factor de Autocon	0,35	15	12.901	0,060	774,5	0,0	0,0	66,0	1.540,0	5.403,9
Precio electricidad	0,1300 €	16	12.772	0,061	782,1	0,0	0,0	67,3	1.540,0	4.689,0
Precio mercado	0,0450 €	17	12.644	0,062	789,8	0,0	0,0	68,6	1.540,0	3.967,9
Coste unitario	1,40 €	18	12.518	0,064	797,5	0,0	0,0	70,0	1.540,0	3.240,4
		19	12.393	0,065	805,3	0,0	0,0	71,4	1.540,0	2.506,5
		20	12.269	0,066	813,2	0,0	0,0	72,8	1.540,0	1.766,1
	-	21	12.146	0,068	821,2			74,3	1.540,0	1.019,2
Aportación %	100,00%	22	12.024	0,069	829,2			75,8	1.540,0	265,8
Aportación	15.400,00	23	11.904	0,070	837,4			77,3	1.540,0	494,3
Préstamo	0,00	24	11.785	0,072	845,6			78,8	1.540,0	1.261,0
		25	11.667	0,073	853,9			80,4	1.540,0	2.034,5
			329.935		19.036,0	0,0	0,0	1.601,5	15.400,0	17.434,5

Tabla 157. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 10 kW "Autoconsumo". Año 2014.

Ahora, al considerar el modo "Autoconsumo", la clave para la realización de una simulación de este tipo está en conocer, o bien asignar, un valor de factor de autoconsumo, es decir calcular la parte de la producción que efectivamente es autoconsumida y no vierte a red, o se deja de generar en caso de disponer de dispositivo de corte.

Por otro lado, los conceptos económicos también cambian, ya no se trata de obtener un pago por una generación, sino de conseguir ahorros del gasto eléctrico. En consecuencia el rendimiento económico de este tipo de instalación depende tanto de la

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

generación, como de los consumos donde se va a instalar.

Teniendo esto en cuenta, en la presente Tabla de 10 kW, consideramos que los consumos son los típicos de una vivienda. Por tanto el factor de autoconsumo rondará el 35%, es decir, que aproximadamente un tercio de lo generado se lo queda la casa y el resto o va a Red, o no llega a generarse por la inclusión de un dispositivo de corte.

Para este estudio económico hemos considerado un sistema de corte. En consecuencia con el factor de autoconsumo considerado, nos encontramos en una situación muy parecida a la del caso anterior de “Venta a Red”, con unos plazos de amortización excesivos de 20 años y demasiado largos como para que pueda resultar una instalación interesante.

6.5.10.- INSTALACIÓN DE 100 KW (2014)

6.5.10.1.- TIPO B: 100 KW “VENTA A RED”

		AÑO	kWh	Ingresos	Gastos		Deducciones	Circulante	Acumulado	
					Amortización	Mto.				
Potencia Nominal	100.000									
Potencia pico	110.000	0					0,00	0,00	137.500,00	
Coste de referencia	137.500,00	1	159.500	0,0450	7.177,50	0,00	0,00	358,88	130.681,38	
18% IVA	24.750,00	2	157.905	0,0459	7.247,84	0,00	0,00	366,05	123.799,59	
		3	156.326	0,0468	7.318,87	0,00	0,00	373,37	116.854,09	
Energía producida	159.500	4	154.763	0,0478	7.390,59	0,00	0,00	380,84	109.844,34	
Precio de venta	0,05	5	153.215	0,0487	7.463,02	0,00	0,00	388,46	102.769,78	
Ingresos año 1	7.177,50	6	151.683	0,0497	7.536,16	0,00	0,00	396,23	95.629,85	
Gasto anual mto.	358,88	7	150.166	0,0507	7.610,01	0,00	0,00	404,15	88.423,98	
kWh/kWp año	1.450	8	148.664	0,0517	7.684,59	0,00	0,00	412,23	81.151,63	
		9	147.178	0,0527	7.759,90	0,00	0,00	420,48	73.812,21	
Interés	6,5%	10	145.706	0,0538	7.835,95	0,00	0,00	428,89	66.405,15	
Amortización	10 años	11	144.249	0,0549	7.912,74			437,47	58.929,88	
		12	142.806	0,0560	7.990,28			446,22	51.385,81	
IPC Estimado	2%	13	141.378	0,0571	8.068,59			455,14	43.772,36	
		14	139.965	0,0582	8.147,66			464,24	36.088,94	
Deducción Fiscal	2.750,00	15	138.565	0,0594	8.227,51			473,53	28.334,96	
Amortiz. 10 años	13.750,00	16	137.179	0,0606	8.308,14			483,00	20.509,82	
		17	135.808	0,0618	8.389,56			492,66	12.612,92	
		18	134.449	0,0630	8.471,78			502,51	4.643,66	
		19	133.105	0,0643	8.554,80			512,56	3.398,58	
		20	131.774	0,0656	8.638,64			522,81	11.514,40	
		21	130.456	0,0669	8.723,29			533,27	19.704,43	
Aportación %	100,00%	22	129.152	0,0682	8.808,78			543,93	27.969,27	
Aportación	137.500,00	23	127.860	0,0696	8.895,11			554,81	36.309,57	
Préstamo	0,00	24	126.581	0,0710	8.982,28			565,91	44.725,94	
		25	125.316	0,0724	9.070,31			577,23	53.219,02	
			3.543.749		202.213,89	0,00	0,00	11.494,87	137.500,00	190.719,02

Tabla 158. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 100 kW “Venta a Red”. Año 2014.

Considerando ahora una instalación de mayor tamaño, el precio unitario de la instalación disminuye y en consecuencia también el número de años en los que se amortiza. Pero aun suponiendo un caso favorable, en el que no se pide préstamo, el plazo se alarga a más de 18 años, no haciendo viable económicamente este tipo de instalación.

6.5.10.2.- TIPO B: 100 KW “AUTOCONSUMO”

Sin embargo, considerando el modo autoconsumo, y sobre todo, verificando un aumento del factor de autoconsumo, se observa que la amortización ya empieza a llegar a valores que empiezan a resultar interesantes desde el punto de vista económico. Si

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

bien tampoco hemos tenido en cuenta que se pida préstamo.

Este sería el caso de la inversión de una empresa con capital suficiente. El factor estimado de autoconsumo de un 70%, es el que corresponde con una empresa típica que cierra los fines de semana, y por tanto aprovecha 5 de los 7 días de la semana, lo que representa el 70% considerando que el resto de días éste aprovechamiento es total, en caso contrario habría que disminuir dicho factor.

		AÑO	kWh	Ahorros	Gastos		Deducciones	Circulante	Acumulado		
					Amortización	Mto.					
Potencia Nominal	100.000	0						0,0	137.500,0		
Potencia pico	110.000	1	159.500	0,070	11.165,0	0,0	0,0	558,3	13.750,0	10.606,8	126.893,3
Coste de referencia	137.500,00	2	157.905	0,071	11.274,4	0,0	0,0	569,4	13.750,0	10.705,0	116.188,2
21% IVA	28.875,00	3	156.326	0,073	11.384,9	0,0	0,0	580,8	13.750,0	10.804,1	105.384,1
Energía producida	159.500	4	154.763	0,074	11.496,5	0,0	0,0	592,4	13.750,0	10.904,1	94.480,1
Precio de venta	0,07	5	153.215	0,076	11.609,1	0,0	0,0	604,3	13.750,0	11.004,9	83.475,2
Ahorros año 1	11.165,00	6	151.683	0,077	11.722,9	0,0	0,0	616,4	13.750,0	11.106,6	72.368,6
Gasto anual mto.	558,25	7	150.166	0,079	11.837,8	0,0	0,0	628,7	13.750,0	11.209,1	61.159,5
kWh/kWp año	1.450	8	148.664	0,080	11.953,8	0,0	0,0	641,3	13.750,0	11.312,6	49.847,0
Reducción rendimie	1%	9	147.178	0,082	12.071,0	0,0	0,0	654,1	13.750,0	11.416,9	38.430,1
Interés	7,5%	10	145.706	0,084	12.189,3	0,0	0,0	667,2	13.750,0	11.522,1	26.908,0
Amortización	10 años	11	144.249	0,085	12.308,7	0,0	0,0	680,5		11.628,2	15.279,8
		12	142.806	0,087	12.429,3	0,0	0,0	694,1		11.735,2	3.544,6
IPC Estimado	2%	13	141.378	0,089	12.551,1	0,0	0,0	708,0		11.843,1	8.298,6
Factor de Autocon	0,70	14	139.965	0,091	12.674,1	0,0	0,0	722,2		11.952,0	20.250,5
Precio electricidad	0,1000 €	15	138.565	0,092	12.798,3	0,0	0,0	736,6		12.061,7	32.312,3
Precio mercado	0,0450 €	16	137.179	0,094	12.923,8	0,0	0,0	751,3		12.172,4	44.484,7
Coste unitario	1,25 €	17	135.808	0,096	13.050,4	0,0	0,0	766,4		12.284,1	56.768,8
		18	134.449	0,098	13.178,3	0,0	0,0	781,7		12.396,6	69.165,4
		19	133.105	0,100	13.307,5	0,0	0,0	797,3		12.510,1	81.675,6
		20	131.774	0,102	13.437,9	0,0	0,0	813,3		12.624,6	94.300,2
		21	130.456	0,104	13.569,6			829,5		12.740,0	107.040,2
Aportación %	100,00%	22	129.152	0,106	13.702,6			846,1		12.856,4	119.896,6
Aportación	137.500,00	23	127.860	0,108	13.836,8			863,0		12.973,8	132.870,4
Préstamo	0,00	24	126.581	0,110	13.972,4			880,3		13.092,1	145.962,6
		25	125.316	0,113	14.109,4			897,9		13.211,5	159.174,0
			3.543.749		314.554,9	0,0	0,0	17.880,9	137.500,0	296.674,0	

Tabla 159. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 100 kW "Autoconsumo". Año 2014

Como se está verificando uno de los factores claves es tener un conocimiento lo más detallado posible de los consumos, a fin de intentar obtener un factor de autoconsumo lo más alto posible.

6.5.11.- INSTALACIÓN DE 5 MW (2014)

6.5.11.1.- TIPO C: 5 MW "VENTA A RED"

Y tal y como se venía observando, a mayor escala de planta, menores costes unitarios y menor tiempo de amortización. En este caso concreto, y visto desde una perspectiva favorable en la que se sigue sin pedir préstamo, el tiempo de amortización ha bajado hasta los 13 años, umbral en el que ya empieza a ser interesante este tipo de instalación.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

		AÑO	kWh		Ingresos	Amortización	Mto.	Deducciones	Circulante	Acumulado
Potencia Nominal	5.000.000	0						0,00	0,00	5.500.000,00
Potencia pico	5.500.000	1	8.525.000	0,0450	383.625,00	0,00	0,00	11.508,75	372.116,25	5.127.883,75
Coste de referencia	5.500.000,00	2	8.439.750	0,0459	387.384,53	0,00	0,00	11.738,93	375.645,60	4.752.238,15
18% IVA	990.000,00	3	8.355.353	0,0468	391.180,89	0,00	0,00	11.973,70	379.207,19	4.373.030,96
Energía producida	8.525.000	4	8.271.799	0,0478	395.014,47	0,00	0,00	12.213,18	382.801,29	3.990.229,67
Precio de venta	0,05	5	8.189.081	0,0487	398.885,61	0,00	0,00	12.457,44	386.428,17	3.603.801,50
Ingresos año 1	383.625,00	6	8.107.190	0,0497	402.794,69	0,00	0,00	12.706,59	390.088,10	3.213.713,41
Gasto anual mto.	11.508,75	7	8.026.118	0,0507	406.742,07	0,00	0,00	12.960,72	393.781,35	2.819.932,05
kWh/kWp año	1.550	8	7.945.857	0,0517	410.728,15	0,00	0,00	13.219,94	397.508,21	2.422.423,84
		9	7.866.399	0,0527	414.753,28	0,00	0,00	13.484,33	401.268,95	2.021.154,90
Interés	4,0%	10	7.787.735	0,0538	418.817,87	0,00	0,00	13.754,02	405.063,84	1.616.091,05
Amortización	10 años	11	7.709.857	0,0549	422.922,28	0,00	0,00	14.029,10	408.893,18	1.207.197,87
		12	7.632.759	0,0560	427.066,92	0,00	0,00	14.309,68	412.757,23	794.440,64
IPC Estimado	2%	13	7.556.431	0,0571	431.252,17			14.595,88	416.656,30	377.784,34
		14	7.480.867	0,0582	435.478,45			14.887,80	420.590,65	42.806,31
Deducción Fiscal	0,00	15	7.406.058	0,0594	439.746,13			15.185,55	424.562,58	467.366,89
Amortiz. 10 años	550.000,00	16	7.331.997	0,0606	444.055,65			15.489,26	428.566,38	895.933,27
		17	7.258.677	0,0618	448.407,39			15.799,05	432.608,34	1.328.541,62
		18	7.186.091	0,0630	452.801,78			16.115,03	436.686,76	1.765.228,37
		19	7.114.230	0,0643	457.239,24			16.437,33	440.801,91	2.206.030,29
		20	7.043.088	0,0656	461.720,19			16.766,08	444.954,11	2.650.984,40
		21	6.972.657	0,0669	466.245,04			17.101,40	449.143,65	3.100.128,05
Aportación %	100,00%	22	6.902.930	0,0682	470.814,25			17.443,43	453.370,82	3.553.498,87
Aportación	5.500.000,00	23	6.833.901	0,0696	475.428,23			17.792,29	457.635,93	4.011.134,80
Préstamo	0,00	24	6.765.562	0,0710	480.087,42			18.148,14	461.939,28	4.473.074,08
		25	6.697.906	0,0724	484.792,28			18.511,10	466.281,18	4.939.355,26
			189.407.291		10.807.983,97	0,00	0,00	368.628,71	5.500.000,00	10.439.355,26

Tabla 160. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 5000 kW "Venta a Red". Año 2014.

6.5.11.2.- TIPO C: 5 MW "AUTOCONSUMO"

		AÑO	kWh		Ahorros	Amortización	Mto.	Deducciones	Circulante	Acumulado
Potencia Nominal	5.000.000	0							0,0	5.500.000,00
Potencia pico	5.500.000	1	7.425.000	0,080	594.000,0	0,0	0,0	29.700,0	564.300,0	4.935.700,0
Coste de referencia	5.500.000,00	2	7.350.750	0,082	599.821,2	0,0	0,0	30.294,0	569.527,2	4.366.172,8
21% IVA	1.155.000,00	3	7.277.243	0,083	605.699,4	0,0	0,0	30.899,9	574.799,6	3.791.373,2
Energía producida	7.425.000	4	7.204.470	0,085	611.635,3	0,0	0,0	31.517,9	580.117,4	3.211.255,8
Precio de venta	0,08	5	7.132.425	0,087	617.629,3	0,0	0,0	32.148,2	585.481,1	2.625.774,7
Ahorros año 1	594.000,00	6	7.061.101	0,088	623.682,1	0,0	0,0	32.791,2	590.890,9	2.034.883,8
Gasto anual mto.	29.700,00	7	6.990.490	0,090	629.794,2	0,0	0,0	33.447,0	596.347,2	1.438.536,7
kWh/kWp año	1.350	8	6.920.585	0,092	635.966,2	0,0	0,0	34.116,0	601.850,2	836.686,5
Reducción rendimiento	1%	9	6.851.379	0,094	642.198,6	0,0	0,0	34.798,3	607.400,3	229.286,1
Interés	4,0%	10	6.782.866	0,096	648.492,2	0,0	0,0	35.494,2	612.997,9	383.711,8
Amortización	10 años	11	6.715.037	0,098	654.847,4	0,0	0,0	36.204,1	618.643,3	1.002.355,1
		12	6.647.887	0,099	661.264,9	0,0	0,0	36.928,2	624.336,7	1.626.691,8
IPC Estimado	2%	13	6.581.408	0,101	667.745,3	0,0	0,0	37.666,8	630.078,5	2.256.770,3
Factor de Autocon	1,00	14	6.515.594	0,103	674.289,2	0,0	0,0	38.420,1	635.869,1	2.892.639,4
Precio electricidad	0,0800 €	15	6.450.438	0,106	680.897,2	0,0	0,0	39.188,5	641.708,7	3.534.348,1
Precio mercado	0,0450 €	16	6.385.933	0,108	687.570,0	0,0	0,0	39.972,3	647.597,7	4.181.945,8
Coste unitario	1,00 €	17	6.322.074	0,110	694.308,2	0,0	0,0	40.771,7	653.536,5	4.835.482,3
		18	6.258.853	0,112	701.112,4	0,0	0,0	41.587,2	659.525,3	5.495.007,6
		19	6.196.265	0,114	707.983,3	0,0	0,0	42.418,9	665.564,4	6.160.572,0
		20	6.134.302	0,117	714.921,6	0,0	0,0	43.267,3	671.654,3	6.832.226,3
		21	6.072.959	0,119	721.927,8			44.132,6	677.795,2	7.510.021,5
Aportación %	100,00%	22	6.012.229	0,121	729.002,7			45.015,3	683.987,4	8.194.008,9
Aportación	5.500.000,00	23	5.952.107	0,124	736.146,9			45.915,6	690.231,3	8.884.240,2
Préstamo	0,00	24	5.892.586	0,126	743.361,2			46.833,9	696.527,3	9.580.767,5
		25	5.833.660	0,129	750.646,1			47.770,6	702.875,5	10.283.643,0
			164.967.641		16.734.942,9	0,0	0,0	951.299,9	5.500.000,00	15.783.643,0

Tabla 161. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 5000 kW "Autoconsumo". Año 2014.

Por último, en caso de que fuera legislativamente posible una instalación de autoconsumo de más de 100 kW (máximo según el Real Decreto 1699/2011), y se consiguiera un factor de autoconsumo del 100%, alcanzaríamos la rentabilidad de la instalación al quedar amortizada en menos de 10 años.

6.5.12.- RESUMEN DE LA SITUACIÓN ACTUAL

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Resumiendo, la situación actual sería según muestra la siguiente Tabla^{CLXXXVII}:

Instalación	Año	Coste Total	Coste Wp	Coste kWh	Amort. (años)	Líquido/Año
10 kW	2014	15.400,00 €	1,40 €	0,05 €	22	600,00 €
	2014	15.400,00 €	1,40 €	0,13 €	22	600,00 €
100 kW	2014	137.500,00 €	1,25 €	0,05 €	18	7.000,00 €
	2014	137.500,00 €	1,25 €	0,10 €	12	10.600,00 €
5 MW	2014	5.500.000,00 €	1,00 €	0,05 €	13	370.000,00 €
	2014	5.500.000,00 €	1,00 €	0,08 €	9	570.000,00 €

Tabla 162. Comparativa de tipos de instalación, año 2014.

Donde es posible determinar que actualmente no parece existir viabilidad económica para las instalaciones pequeñas. Esta viabilidad empieza a producirse en las instalaciones medianas en el formato de “Autoconsumo”, y para las grandes en “Venta a Red”, con periodos de retornos de la inversión en torno a los 12-13 años.

6.5.13.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON ACUMULACIÓN POR BATERÍAS

Existe un caso especial, de instalación pequeña con batería, en el que la técnica actual permite su uso en combinación con la Red que estaría de apoyo y en la que no se produce vertido, cuyo periodo de retorno se encuentra en torno a los 10 años, gracias a que estos sistemas permiten la disminución de la potencia contratada. Y cuya legalización sería posible por el REBT ICT-BT 40, como así lo demuestran los casos de Madrid, Cataluña y Canarias.

		Gastos							Deducciones	Circulante	Acumulado
		AÑO	kWh	Ahorros	Amortización		Mto.				
Potencia Nominal	5.000	0							0,0	12.600,0	
Potencia pico	6.000	1									
Coste de referencia	12.600,00	2	8.100	0,160	1.296,0	0,0	0,0	129,6	1.260,0	1.166,4	
21% IVA	2.646,00	3	8.019	0,163	1.308,7	0,0	0,0	132,2	1.260,0	1.176,5	
		4	7.939	0,166	1.321,5	0,0	0,0	134,8	1.260,0	1.186,7	
Energía producida	8.100	5	7.859	0,170	1.334,5	0,0	0,0	137,5	1.260,0	1.196,9	
Precio de venta	0,16	6	7.781	0,173	1.347,6	0,0	0,0	140,3	1.260,0	1.207,3	
Ahorros año 1	1.296,00	7	7.703	0,177	1.360,8	0,0	0,0	143,1	1.260,0	1.217,7	
Gasto anual nto.	129,60	8	7.626	0,180	1.374,1	0,0	0,0	146,0	1.260,0	1.228,1	
kWh/kWp año	1.350	9	7.550	0,184	1.387,6	0,0	0,0	148,9	1.260,0	1.238,7	
Reducción rendimie	1%	10	7.474	0,187	1.401,2	0,0	0,0	151,8	1.260,0	1.249,3	
Interés	7,5%	11	7.399	0,191	1.414,9	0,0	0,0	154,9	1.260,0	1.260,0	
Amortización	10 años	12	7.325	0,195	1.428,8	0,0	0,0	158,0		1.270,8	
		13	7.252	0,199	1.442,8	0,0	0,0	161,1		1.281,6	
IPC Estimado	2%	14	7.180	0,203	1.456,9	0,0	0,0	164,4		1.292,5	
Factor de Autocon	1,00	15	7.108	0,207	1.471,2	0,0	0,0	167,7		1.303,5	
Precio electricidad	0,1600 €	16	7.037	0,211	1.485,6	0,0	0,0	171,0		1.314,6	
Precio mercado	0,0450 €	17	6.966	0,215	1.500,2	0,0	0,0	174,4		1.325,7	
Coste unitario	2,10 €	18	6.897	0,220	1.514,9	0,0	0,0	177,9		1.336,9	
		19	6.828	0,224	1.529,7	0,0	0,0	181,5		1.348,2	
		20	6.760	0,229	1.544,7	0,0	0,0	185,1		1.359,6	
		21	6.692	0,233	1.559,8	0,0	0,0	188,8		1.371,0	
		22	6.625	0,238	1.575,1			192,6		1.382,5	
Aportación %	100,00%	23	6.559	0,243	1.590,6			196,4		1.394,1	
Aportación	12.600,00	24	6.493	0,247	1.606,1			200,4		1.405,8	
Préstamo	0,00	25	6.428	0,252	1.621,9			204,4		1.417,5	
			6.364	0,257	1.637,8			208,5		1.429,3	
			179.965		36.512,6	0,0	0,0	4.151,1	12.600,0	32.361,5	

Tabla 163. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de “Autoconsumo” con Baterías. Año 2014

^{CLXXXVII} La normativa actual parece no permitir autoconsumos superiores a los 100 kW.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Instalación	Año	Coste Total	Coste Wp	Coste kWh	Amort. (años)	Líquido/Año
6 kW	2014	12.600,00 €	2,10 €	0,16 €	10	1.200,00 €

Tabla 164. Resumen para comparativa del tipo "Autoconsumo" con Baterías

Tal y como se observa de estas últimas tablas, las posibilidades de instalar energía solar fotovoltaica actualmente se limitarían a muy grandes instalaciones donde la economía de escala permite rebajas de costes que logran rentabilizar el precio recibido de venta a mercado. Y aquellas instalaciones de **autoconsumo** cuyo grado de aprovechamiento, lo que se genera por lo que se consume, se acerca al 100%, no importando tanto el tamaño. Por lo que normalmente cuanto mayor y estable son los consumos, casos de empresas que no cierran fines de semana o trabajan 24 horas, y o bien mediante la instalación de baterías que almacenan el excedente, o con sistemas de bombeo directo, dichos "Autoconsumos" pudieran ser viables.

Otra forma de aprovechamiento del 100 %, que se llegó a contemplar en un borrador de Real Decreto, es el llamado "Balance Neto", que es una variante económica de "Autoconsumo", en el que el excedente no utilizado y vertido a la red queda contabilizado de forma que posteriormente se resta del consumo tomado de la red. Este tipo de "Autoconsumo", al ser del 100% sería totalmente rentable como se ha indicado anteriormente.

Sin embargo, no ya el "Balance Neto", sino ni el "Autoconsumo" sin más parece que sea admitido por el legislador, que tiene actualmente en tramitación un borrador de Real Decreto que gravaría a este tipo de instalación con un peaje, y que por tanto, ante las expectativas de mayor coste están desincentivando las instalaciones fotovoltaicas que aún hubieran sido posible realizar. De momento, no contemplando la aplicación de dicho peaje de respaldo a aquellas instalaciones de tipo aisladas de red, que no están conectadas de ningún modo a la red eléctrica exterior.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y APORTACIONES

7.- CONCLUSIONES Y APORTACIONES

7.1.- DE LA INCENTIVACIÓN A LA PENALIZACIÓN EN LA CALIDAD DE SERVICIO

Como se ha visto en 0 la retribución de una empresa eléctrica viene dada por {103}, en el cuál Q_n^i es el término de incentivo o penalización a la **Calidad del Servicio** repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado a los indicadores de **Calidad del Suministro** obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años $n-4$ a $n-2$.

$$R_n^i = R_{base}^i + R_{NI}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i \quad \{90\}$$

El término Q_n^i es insignificante con respecto a la retribución que una empresa distribuidora percibe por ello como ingresos de retribución. Por eso instamos y así se concluía en la *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11)* a que era necesario una nueva revisión y puesta en aplicación efectiva del Real Decreto 222/2008 [12] así como modificaciones en el Real Decreto 1955/2000 [152] [153] en las que se consiguiera una retribución que efectivamente estimulara a la empresa eléctrica a su inversión en sus redes, y se concluía con esta frase "**una empresa eléctrica bien retribuida, está obligada a invertir en la mejora de las redes**"^{CLXXXVIII}, "**a well-paid electricity company is obliged to invest in network improvements**" [15].

Como se sabe en la Orden ECO/797/2002 [176] para un cliente a tarifa, encontramos que cuando se superen los valores reglamentarios de **TIEPI** y **NIEPI** dados en la Tabla 54 se aplicarán las fórmulas siguientes, y se tomará la mayor de los siguientes descuentos:

$$D_T = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot \overline{P_f} \cdot (T_I - U_T) \quad \{91\}$$

Si el incumplimiento es por el número de horas de interrupción, con carácter anual

^{CLXXXVIII} Rafael Muñoz y Otros. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11)*. Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 13th to 15th April, 2010. *Overview of the Quality of Electricity Supply in Spain. Visión general de la Calidad del Suministro Eléctrico en España*. R. Muñoz, Universidad de Alicante, and S. Valero.

aplicará un descuento {91} en la facturación del consumidor en una cantidad equivalente al consumo de su potencia media anual **facturada**, por la diferencia entre el número de horas de interrupción del consumidor y el número de horas de interrupción reglamentariamente fijado, valorado en cinco veces el precio del kWh correspondiente a su tarifa contratada, con un tope máximo del **10 por 100** de su facturación anual.

Si el incumplimiento es por el número de interrupciones, el descuento {92} en la facturación anual del consumidor será equivalente al consumo de su potencia media anual facturada, por el número de horas de interrupción valoradas al precio del kWh correspondiente a su tarifa contratada por la diferencia entre el número real de interrupciones, menos el fijado reglamentariamente, dividida por ocho, con un con un tope máximo del 10 por 100 de su facturación anual.

$$D_N = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \cdot \frac{(N_I - U_N)}{8} \quad \{92\}$$

Donde:

FE = Facturación de energía emitida en el año anterior tal como se establece en la Orden de 12 de enero de 1995 en la que se establecen las tarifas eléctricas.

E = Energía anual suministrada.

\bar{P}_f = Potencia media facturada en el año.

T_I = Tiempo de interrupción anual acumulado.

N_I = Número anual de interrupciones acumulado.

U_T = Umbral de tiempo reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

U_N = Umbral de número de interrupciones reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

Tal y como dice el Real Decreto 1955/2000 [13] [14] “*El distribuidor estará obligado, con relación a cada uno de sus consumidores, a que el tiempo y número de interrupciones imprevistas mayores de tres minutos de cada año natural, dependiendo de la zona donde esté situado el suministro, definida de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 99 del presente Real Decreto, no supere los siguientes valores*” Tabla 165 y Tabla 166.

Recordemos que **TIEPI** y **NIEPI** vienen definidos por:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} \quad \{93\}$$

Donde:

$\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (en kVA).
 H_i = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia PI_i (en horas).
 k = número total de interrupciones durante el período considerado.

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} \quad \{94\}$$

Donde:

$\sum_{i=1}^k PI_i$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (en kVA).
 k = número total de interrupciones durante el período considerado.

ZONA	TIEPI Número horas	NIEPI Número interrupciones
Urbana	3,5	7
Semiurbana	7	11
Rural concentrada	11	14
Rural dispersa	15	19

Tabla 165. TIEPI y NIEPI individuales máximos en Media Tensión.

ZONA	TIEPI Número horas	NIEPI Número interrupciones
Urbana	5	10
Semiurbana	9	13
Rural concentrada	14	16
Rural dispersa	19	22

Tabla 166. TIEPI y NIEPI individuales máximos en Baja Tensión.

ZONA	TIEPI horas	PERCENTIL 80 DEL TIEPI horas	NIEPI horas
Urbana	1.5	2.5	3
Semiurbana	3.5	5	5
Rural concentrada	6	10	8
Rural dispersa	9	15	12

Tabla 167. TIEPI zonal referido al percentil 80.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

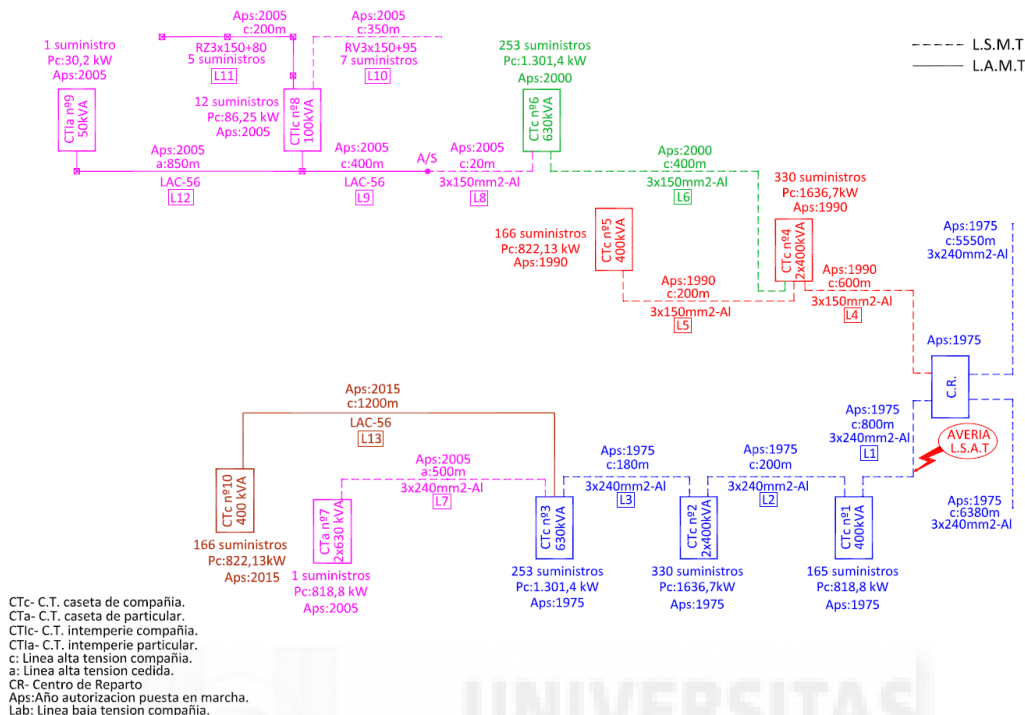


Figura 276. Rotura de la línea nº 1 y cálculo del TIEPI y NIEPI.

Por tanto tendríamos para la avería de la línea nº 1 la siguiente Tabla 168 de falta de continuidad de suministros eléctricos.

NÚMERO CT	TIPO CT	APS (AÑO)	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA kVA	POTENCIA CONTRATADA kVA	CLASIFICACIÓN ZONA	NÚMERO CLIENTES AFECTADOS	POTENCIA AFECTADA kVA	POTENCIA CONTRATADA AFECTADA kVA
CTS	COMPAÑÍA	1975							
CT-01	COMPAÑÍA	1975	165	400	818,80	RC	165	400	400
CT-02	COMPAÑÍA	1975	330	800	1636,70	RC	330	800	800
CT-03	COMPAÑÍA	1975	253	630	1301,40	RC	253	630	630
CT-04	COMPAÑÍA	1990	330	800	1636,70	RC		800	
CT-05	COMPAÑÍA	1990	166	400	822,13	RC		400	
CT-06	COMPAÑÍA	2000	253	630	1301,40	RC		630	
CT-07	ABONADO	2005	1	1260	818,80	RC	1	818,8	818,8
CT-08	COMPAÑÍA	2005	12	100	86,25	RD		100	
CT-09	ABONADO	2005	1	50	30,20	RD		30,2	
CT-10	COMPAÑÍA	2015	166	400	822,13	RC	166	400	
CT-11	COMPAÑÍA	2017	25						
			1702	5470	9274,51		915,00	5009	2648,80

Tabla 168. Corte de suministro e interrupciones imprevistas de la EDHI.

Por tanto hemos procedido a calcular la **Calidad del Servicio**, desde el punto de vista de la **penalización** al distribuidor de energía eléctrica.^{CLXXXIX} Y así obtendremos una serie de **conclusiones**.

^{CLXXXIX} El legislador, prefiere emplear el término bonificación hacia el cliente o usuario. Pero como demostraremos, es una cantidad ridícula, la que una distribuidora compensa, y en los casos reglamentados, al usuario, por esa falta de **Calidad de Suministro**.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

7.1.1.- EMPRESA EDHI CON 17 CORTES DE SUMINISTRO DE 6 H 33' 49"

Suponemos que la línea nº 1 de la **EDHI** se rompe o avería en el punto indicado en la Figura 276, y se deja sin servicio a una serie de usuarios, durante unos tiempos establecidos por la Tabla 169.

INTERRUPCIONES REALES				contador interrup.	INTERRUPCIONES COMPUTABLES				contador interrup.
TIEMPO (H)	TIEMPO (min.)	TIEMPO (seg.)	TIEMPO (h, m y sg)	ud	TIEMPO (H)	TIEMPO (min.)	TIEMPO (seg.)	TIEMPO (h, m y sg)	ud
0	0	59	0:00:59	1					0
1	1	1	1:01:01	1	1	1	1	1:01:01	1
0	25	15	0:25:15	1	0	25	15	0:25:15	1
0	2	59	0:02:59	1					0
0	3	0	0:03:00	1					0
0	52	12	0:52:12	1	0	52	12	0:52:12	1
0	15	23	0:15:23	1	0	15	23	0:15:23	1
0	3	25	0:03:25	1	0	3	25	0:03:25	1
0	2	55	0:02:55	1					0
2	26	5	2:26:05	1	2	26	5	2:26:05	1
0	0	1	0:00:01	1					0
0	2	59	0:02:59	1					0
0	3	0	0:03:00	1					0
0	3	1	0:03:01	1	0	3	1	0:03:01	1
1	3	1	1:03:01	1	1	3	1	1:03:01	1
0	2	37	0:02:37	1					0
0	5	56	0:05:56	1	0	5	56	0:05:56	1
0	0	0		0					0
0	0	0		0					0
0	0	0		0					0
6	33	49	6:33:49	17	6	15	19	6:15:19	9
TOTAL HORAS	TOTAL MINUT	TOTAL SEGÚN	TOTAL	TOTAL	TOTAL HORAS	TOTAL MINUT	TOTAL SEGÚN	TOTAL	TOTAL

Tabla 169. Interrupciones en la EDHI por diferentes cortes del suministro eléctrico 6 H 33' 49".

Vemos que según la Orden ECO/797/2002 [176] modificada por Real Decreto 1634/2006 [354] los tiempos máximos admisibles para alta tensión vienen dados por la Tabla 165 y para baja tensión Tabla 166.

7.1.1.1.- CLIENTES EN BAJA TENSIÓN

Los tiempos de interrupción equivalentes de la potencia instalada vienen dados para baja tensión como:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (P_{I_i} \cdot H_i)}{\sum P_I} = \frac{2648,8 \text{ KVA} \cdot 6,25 \text{ h}}{5009} = 3,31 \text{ h} \begin{cases} < 6 \text{ h RC en BT} \\ < 9 \text{ h RD en BT} \end{cases}$$

El número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada vienen dados para baja tensión como^{CXC}:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k P_{I_i}}{\sum P_I} = \frac{2648,8 \text{ KVA} \cdot 9 \text{ interrupciones}}{5009} = 4,76 \text{ int.} \begin{cases} < 8 \text{ h RC en BT} \\ < 12 \text{ h RD en BT} \end{cases}$$

7.1.1.2.- CLIENTES EN ALTA TENSIÓN

^{CXC} No se consideran las interrupciones menores a 3 minutos a cualquier efecto. Tampoco se consideran las causadas por fuerza mayor, las atmosféricas, las de agentes externos, las desconocidas, las programadas y las imprevistas.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los tiempos de interrupción equivalentes de la potencia instalada vienen dados para alta tensión como:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} = \frac{2648,8 \text{ KVA} \cdot 6,25 \text{ h}}{5009} = 3,31 \text{ h} \begin{cases} < 6 \text{ h RC en AT} \\ < 9 \text{ h RD en AT} \end{cases}$$

El número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada vienen dados para baja tensión como:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} = \frac{2648,8 \text{ KVA} \cdot 9 \text{ interrupciones}}{5009} = 4,76 \text{ int.} \begin{cases} < 8 \text{ int. RC en AT} \\ < 12 \text{ int. RD en AT} \end{cases}$$

Por tanto para un cliente a tarifa regulada (año 2014), y si suponemos la siguiente potencia contratada 5.750 W y con una tarifa 2.0 A. Tendría la siguiente Tabla 170 de consumos de electricidad.

MES	E	TP	F	FE		
	CONSUMO kWh	(€)	PRECIO TUR	PVPC	TUR (€)	PVPC (€)
ENERO	683	3,50361883	0,150094	0,130485	102,51	89,121255
FEBRERO	614	3,50361883	0,150094		92,16	76,200000
MARZO	573	3,50361883	0,150094		86,00	
ABRIL	566	3,50361883	0,13866		78,48	
MAYO	573	3,50361883	0,13866		79,45	
JUNIO	323	3,50361883	0,13866		44,79	
JULIO	596	3,50361883	0,124107		73,97	
AGOSTO	681	3,50361883	0,124107		84,52	
SEPTIEMBRE	466	3,50361883	0,124107		57,83	
OCTUBRE	440	3,50361883	0,130485		57,41	
NOVIEMBRE	487	3,50361883	0,130485		63,55	
DICIEMBRE	598	3,50361883	0,130485		78,03	
TOTALES	6.600				898,70	
	kWh				1.143,00	IMPUESTOS

Tabla 170. Consumos de energía de la EDHI 6 H 33' 49".

No es necesario seguir haciendo más cálculos, la **EDHI** no pagaría en forma de bonificación nada al usuario, ya fuera un particular, o una industria que tuviera que dejar parada su producción, por culpa de los cortes de suministro. Y por tanto, nada podría hacer la Administración Autonómica Competente en materia de Energía por dichos clientes.

Por tanto la **conclusión a esta hipótesis es la siguiente**, un cliente particular de baja tensión, el cual tuviera cortes de suministro de **6 horas 15 minutos y 19 segundos** al año, cumpliría la legislación vigente. La **empresa distribuidora no tiene que compensar** al usuario de ninguna manera, ya que está dentro de los márgenes reglamentados. Si la industria ha tenido **17 cortes de luz**, de los cuales **9 superan los 3 minutos**, como está dentro de los parámetros normativos, nada tiene que compensar, y nada le puede obligar la Administración a ello. Por supuesto, vemos que el sistema regulatorio, no es

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

el adecuado. Por tanto podemos concluir en este punto, que la **calidad individual**, no es proporcional, en absoluto al daño causado por falta de **Calidad del Producto**, definición de la **Calidad de Servicio**.

Con respecto a la **calidad zonal** también debemos de comentar que los parámetros de **TIEPI** y **NIEPI** también están dentro de parámetros reglamentarios, con lo cual tampoco se podría reclamar a la **EDHI**. **TIEPI** de 3,30 y **NIEPI** de 4,76.

7.1.2.- EMPRESA EDHI CON 33 CORTES DE SUMINISTRO DE 21 H 48' 44"

Desde el punto del regulador, podemos llamar aceptable a lo que esté por debajo de los límites de la norma regulatoria, en el punto anterior, aun habiendo sido sustantivos los cortes de suministro, la **EDHI**, quedarían sin bonificar o compensar nada al usuario, por vía administrativa. Por tanto, sería la propia Administración Competente, la que en forma reglada aplicara una **penalización** directa por falta de **Calidad de Producto**, y debería de **sancionarla a la Compañía Distribuidora**. Pero para poder sancionarla, tendría que estar tipificado en una norma con rango de ley, y eso no ocurre, ya que **no está contemplado en la norma regulatoria**.

Suponemos que la línea nº 1 de la **EDHI** se rompe o avería en el punto indicado en la Figura 276, y se deja sin servicio a una serie de usuarios, durante unos tiempos establecidos por la Tabla 171.

INTERRUPCIONES REALES				contador interrup.	INTERRUPCIONES COMPUTABLES				contador interrup.
TIEMPO (H)	TIEMPO (min.)	TIEMPO (seg.)	TIEMPO (h, m y sg)	ud	TIEMPO (H)	TIEMPO (min.)	TIEMPO (seg.)	TIEMPO (h, m y sg)	ud
5	10	12	5:10:12	1	5	10	12	5:10:12	1
0	1	31	0:01:31	1					0
0	25	15	0:25:15	1	0	25	15	0:25:15	1
0	2	59	0:02:59	1					0
0	3	0	0:03:00	1					0
0	52	12	0:52:12	1	0	52	12	0:52:12	1
2	15	23	2:15:23	1	2	15	23	2:15:23	1
0	3	25	0:03:25	1	0	3	25	0:03:25	1
3	2	55	3:02:55	1	3	2	55	3:02:55	1
2	26	5	2:26:05	1	2	26	5	2:26:05	1
0	2	14	0:02:14	1					0
1	30	47	1:30:47	1	1	30	47	1:30:47	1
0	3	0	0:03:00	1					0
0	2	1	0:02:01	1					0
0	2	15	0:02:15	1					0
0	25	30	0:25:30	1	0	25	30	0:25:30	1
0	5	56	0:05:56	1	0	5	56	0:05:56	1
1	2	45	1:02:45	1	1	2	45	1:02:45	1
0	4	15	0:04:15	1	0	4	15	0:04:15	1
0	5	42	0:05:42	1	0	5	42	0:05:42	1
0	23	12	0:23:12	1	0	23	12	0:23:12	1
0	42	53	0:42:53	1	0	42	53	0:42:53	1
0	40	20	0:40:20	1	0	40	20	0:40:20	1
0	3	41	0:03:41	1	0	3	41	0:03:41	1
0	12	3	0:12:03	1	0	12	3	0:12:03	1
0	2	5	0:02:05	1					0
0	4	56	0:04:56	1	0	4	56	0:04:56	1
0	12	42	0:12:42	1	0	12	42	0:12:42	1
0	10	45	0:10:45	1	0	10	45	0:10:45	1
0	41	52	0:41:52	1	0	41	52	0:41:52	1
0	2	47	0:02:47	1					0
0	3	56	0:03:56	1	0	3	56	0:03:56	1
1	2	2	1:02:02	1	1	2	2	1:02:02	1
22	10	36	22:10:36	33	21	48	44	21:48:44	24
TOTAL HORAS	TOTAL MINUT	TOTAL SEGÜN	TOTAL	TOTAL	TOTAL HORAS	TOTAL MINUT	TOTAL SEGÜN	TOTAL	TOTAL

Tabla 171. Interrupciones en la EDHI por diferentes cortes del suministro eléctrico 22 h 10' 36".

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Vemos que según la Orden ECO/797/2002 [176] modificada por Real Decreto 1634/2006 [354] los tiempos máximos admisibles para alta tensión vienen dados por la Tabla 165 y para baja tensión Tabla 166.

7.1.2.1.- CLIENTES EN BAJA TENSIÓN

Suponemos unos consumos dados por la Tabla 172 y que se trata de un cliente de baja tensión con una tarifa 2.0 A y con una potencia contratada de 5.750 W. La facturación anual sería de 1.143,00 € con los impuestos eléctricos más los fiscales.

MES	E	TP	F	FE		
	CONSUMO kWh	(€)	PRECIO TUR	PVPC	TUR (€)	PVPC (€)
ENERO	683	3,50361883	0,150094	0,130485	102,51	89,121255
FEBRERO	614	3,50361883	0,150094		92,16	76,200000
MARZO	573	3,50361883	0,150094		86,00	
ABRIL	566	3,50361883	0,13866		78,48	
MAYO	573	3,50361883	0,13866		79,45	
JUNIO	323	3,50361883	0,13866		44,79	
JULIO	596	3,50361883	0,124107		73,97	
AGOSTO	681	3,50361883	0,124107		84,52	
SEPTIEMBRE	466	3,50361883	0,124107		57,83	
OCTUBRE	440	3,50361883	0,130485		57,41	
NOVIEMBRE	487	3,50361883	0,130485		63,55	
DICIEMBRE	598	3,50361883	0,130485		78,03	
TOTALES	6.600				898,70	
	kWh				1.143,00	IMPUESTOS

Tabla 172. Consumos de energía de la EDHI 21 H 48' 44".

Los tiempos de interrupción equivalentes de la potencia instalada vienen dados para baja tensión como:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} = \frac{2648,8 \text{ KVA} \cdot 21,81 \text{ h}}{5009} = 11,53 \text{ h} \begin{cases} > 6 \text{ h RC en BT} \\ > 9 \text{ h RD en BT} \end{cases}$$

El número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada vienen dados para baja tensión como:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} = \frac{2648,8 \text{ KVA} \cdot 24 \text{ interrupciones}}{5009} = 12,7 \text{ int.} \begin{cases} > 8 \text{ int. RC en BT} \\ > 12 \text{ int. RD en BT} \end{cases}$$

¿Y para qué sirven los **TIEPI** o **NIEPI**, aun siendo valores malos y por encima de la norma? Pues la respuesta hasta antes del Real Decreto 1048/2013, sería la de **para nada**. La empresa distribuidora podrá decir que tiene **TIEPI** o **NIEPI** buenos o malos, pero el usuario, **no tiene derecho a elegir**, ya que por imperativo normativo, tiene su distribuidor eléctrico fijo, no siendo así para el comercializador eléctrico. Con la nueva legislación comentada, el regulador estimula al distribuidor a conseguir unas redes más eficientes y más seguras para proporcionar una **Calidad de Servicio** adecuada al consumidor.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La bonificación que tendría que percibir un usuario a tarifa de baja tensión, vendría dada por la siguiente ecuación {95} para baja tensión y situada en zona rural concentrada y para baja tensión y situada en zona rural dispersa {104}. Como vemos es **injusta totalmente**. Ha dejado de tener suministro unas **22 horas en un año** y ha tenido **36 cortes de suministro**, entre los cuales no se consideran las interrupciones menores a 3 minutos a cualquier efecto. Tampoco se suponen las causadas por fuerza mayor, las atmosféricas, las de agentes externos, las desconocidas, las programadas y las imprevistas. Lo que el usuario percibiría el primer trimestre del año siguiente al de producirse los cortes es de **49,36 €** por ser la cantidad mayor entre {95} y {104} por tiempo de interrupciones y dependiendo de la zona RD o RC la mayor entre {103} y {105}. Sin ser en ningún caso acumulativas y con un máximo de un 10% de la facturación anual.

Como se sabe, muchas veces, al reconectar el fluido eléctrico, existen diferentes receptores, como pueden ser ordenadores portátiles u otros, que llevan cargas capacitativas que pueden provocar que el magnetotérmico salte, y por tanto el interruptor magnetotérmico parcial no enganche y por tanto, por poner un ejemplo el frigorífico se desconecte y como estamos suponiendo la hipótesis de zona rural dispersa y/o concentrada, puede ser una casa de campo. Con lo cual el usuario, si no vive habitualmente allí, **las consecuencias pueden ser no proporcionales, en vía administrativa, a la bonificación** que en este caso le pudiera hacer la compañía distribuidora eléctrica **49,36 €**.

Por tanto para el tiempo de interrupciones tenemos {95} y {103} para baja tensión y situada en zona rural concentrada y para baja tensión y situada en zona rural dispersa:

$$D_T = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot \overline{P_f} \cdot (T_I - U_T) = 5 \cdot \frac{1.450,47}{6.600} \cdot 5,75 \cdot (21,81 - 14) = 49,36 \text{ €} \quad \{95\}$$

$$D_T = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot \overline{P_f} \cdot (T_I - U_T) = 5 \cdot \frac{1.450,47}{6.600} \cdot 5,75 \cdot (21,81 - 19) = 17,77 \text{ €} \quad \{96\}$$

Y para el número de interrupciones {97} y {98} para baja tensión y situada en zona rural concentrada y para baja tensión y situada en zona rural dispersa:

$$D_I = \frac{FE}{E} \cdot \overline{P_f} \cdot T_I \cdot \frac{(T_I - U_T)}{8} = \frac{1.450,47}{6.600} \cdot 5,75 \cdot 21,81 \cdot \frac{(24 - 16)}{8} = 23,85 \text{ €} \quad \{97\}$$

$$D_I = \frac{FE}{E} \cdot \overline{P_f} \cdot T_I \cdot \frac{(T_I - U_T)}{8} = \frac{1.450,47}{6.600} \cdot 5,75 \cdot 21,81 \cdot \frac{(24 - 16)}{8} = 5,96 \text{ €} \quad \{98\}$$

¿Qué tendría que hacer el usuario? O reclamar administrativamente al Órgano en materia de Industria o Energía, y con la normativa actual, nada se podría resolver en su apoyo. Acudir al Organismo Competente en materia de Consumo, que tampoco podría hacer nada en su favor. Por tanto, sólo le queda la Jurisdicción de la Vía Civil en contra

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

de la Compañía Distribuidora Eléctrica.

Las soluciones técnicas por las que podría optar el usuario o consumidor de energía eléctrica es la de poner un **suministro complementario**, bien un grupo electrógeno, bien un S.A.I., o bien una instalación de **autoconsumo con baterías**.

7.1.2.2.- CLIENTES EN ALTA TENSIÓN

Los tiempos de interrupción equivalentes de la potencia instalada vienen dados para alta tensión como:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} = \frac{2648,8 \text{ KVA} \cdot 21,81 \text{ h}}{5009} = 11,53 \text{ h} \begin{cases} > 6 \text{ h RC en BT} \\ > 9 \text{ h RD en BT} \end{cases}$$

El número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada vienen dados para alta tensión como:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} = \frac{2648,8 \text{ KVA} \cdot 24 \text{ interrupciones}}{5009} = 12,7 \text{ int.} \begin{cases} > 8 \text{ int. RC en BT} \\ > 12 \text{ int. RD en BT} \end{cases}$$

Supongamos al cliente de 30 kW de un taller pequeño de hilado (textil), mercado libre (año 2014), y si suponemos la tarifa 3.1 A.

	P1 €/kW	P2 €/kW	P3 €/kW
PEAJE energia	0,14335	0,12754	0,007805
ENERGIA	0,096772	0,0822974	0,063627
	0,240122	0,2098374	0,071432

Tabla 173. Precios 3.1.A. Libre Mercado

El cliente tendría la siguiente tabla de consumos de electricidad.

MES	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	SUMA kW	FE(P1) €	FE(P2) €	FE(P3) €	FE TOTAL (€)
ENERO	125	350	210	685	30,0153	73,4431	15,0007	118,4591
FEBRERO	130	315	214	659	31,2159	66,0988	15,2864	112,6011
MARZO	110	290	185	585	26,4134	60,8528	13,2149	100,4812
ABRIL	290	105	205	600	69,6354	22,0329	14,6436	106,3119
MAYO	270	155	214	639	64,8329	32,5248	15,2864	112,6442
JUNIO	204	221	198	623	48,9849	46,3741	14,1435	109,5025
JULIO	190	205	200	595	45,6232	43,0167	14,2864	102,9262
AGOSTO	185	214	205	604	44,4226	44,9052	14,6436	103,9713
SEPTIEMBRE	230	236	210	676	55,2281	49,5216	15,0007	119,7504
OCTUBRE	205	258	195	658	49,2250	54,1380	13,9292	117,2923
NOVIEMBRE	201	230	250	681	48,2645	48,2626	17,8580	114,3851
DICIEMBRE	210	215	189	614	50,4256	45,1150	13,5006	109,0413
	2350	2794	2475	7619				1327,3666
							IMPUESTOS	1688,1860

Tabla 174. Consumos de electricidad cliente en MT. 30 kW.

Por tanto para el tiempo de interrupciones tenemos {106} y {107} para alta tensión y situada en zona rural concentrada y para alta tensión y situada en zona rural dispersa:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$$D_T = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot \overline{P_f} \cdot (T_I - U_T) = 5 \cdot \frac{1.688,19}{7.619} \cdot 30 \cdot (21,81 - 11) = 359,36 \text{ €} \quad \{99\}$$

$$D_T = 5 \cdot \frac{FE}{E} \cdot \overline{P_f} \cdot (T_I - U_T) = 5 \cdot \frac{1.688,19}{7.619} \cdot 30 \cdot (21,81 - 15) = 226,41 \text{ €} \quad \{100\}$$

Y para el número de interrupciones {108} y {109} para alta tensión y situada en zona rural concentrada y para alta tensión y situada en zona rural dispersa:

$$D_I = \frac{FE}{E} \cdot \overline{P_f} \cdot T_I \cdot \frac{(T_I - U_T)}{8} = \frac{1.688,19}{7.619} \cdot 30 \cdot 24 \cdot \frac{(24 - 14)}{8} = 199,42 \text{ €} \quad \{101\}$$

$$D_I = \frac{FE}{E} \cdot \overline{P_f} \cdot T_I \cdot \frac{(T_I - U_T)}{8} = \frac{1.688,19}{7.619} \cdot 30 \cdot 24 \cdot \frac{(24 - 19)}{8} = 99,71 \text{ €} \quad \{102\}$$

Por tanto la **conclusión a esta hipótesis** es la siguiente, un cliente particular de alta tensión, el cual tuviera **cortes de suministro de 22 horas 10 minutos y 36 segundos**, no cumpliría la legislación vigente. La empresa distribuidora tendría que compensar al usuario, ya que no está dentro de los márgenes reglamentados. Si la industria ha tenido **36 cortes de luz**, de los cuales **24 superan los 3 minutos**, como no está dentro de los parámetros normativos, tiene que bonificar o proceder a un descuento al principio del trimestre del año siguiente. Por supuesto, vemos que **el sistema regulatorio, no es el adecuado**. Por tanto podemos concluir en este punto, que la **Calidad Individual**, no es **proporcional, en absoluto al daño causado por falta de calidad del producto**, definición de la **Calidad de Servicio**. En función de si la industria está en zona **rural dispersa** o **rural concentrada**, cobrarían respectivamente la cantidad más grandes de **359,36 € RC** y **226,41 € RD**.

Con respecto a la **calidad zonal** también debemos de comentar que los parámetros de **TIEPI** y **NIEPI** están fuera de parámetros reglamentarios, pero como hemos dicho, antes del Real Decreto 1048/2013 no se tenía en cuenta el **TIEPI** y **NIEPI** en la incentivación o penalización de la Compañía Eléctrica.

Por tanto podemos concluir que **“la penalización o bonificación al usuario, debe ser mayor que el coste de inversión necesario para evitar el incumplimiento de los límites de Calidad de Servicio”**.

7.2.- DE LAS AFECCIONES DE LAS LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

7.2.1.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 56 CIRCUITO SIMPLE ZONA A

Cuando un vano entre dos apoyos, hay un obstáculo de similares características, el apoyo que tiene ese vano con obstáculo más cerca del apoyo, **pasa a un escalón superior en altura en la tabla de datos** y por tanto un aumento de peso por unidad modificada. En determinados grupos aumentan en ambos apoyos.

Las **conclusiones** y **aportaciones** las vemos en función del grupo al que pertenece:

- **Grupo 1:** cuando pasa por un obstáculo, se incrementa la altura de **uno** de los apoyos pasando de **10 a 12 m** e incrementándose por tanto su masa o peso en **54,06 kg**.
- **Grupo 2:** cuando pasa por un obstáculo, se incrementa la altura de **dos** de los apoyos pasando de **10 a 12 m** e incrementándose por tanto su masa o peso en **108,12 kg**.
- **Grupo 3:** cuando pasa por un obstáculo, se incrementa la altura de **uno** de los apoyos pasando de **10 a 12 m** uno de los apoyos y el otro de **10 a 14 m** e incrementándose por tanto su masa o peso en **174,42 kg**.
- **Grupo 4:** cuando pasa por un obstáculo, se incrementa la altura de **uno** de los apoyos pasando de **10 a 16 m** uno de los apoyos y el otro de **10 a 18 m** e incrementándose por tanto su masa o peso en **424,38 kg**.
- **Grupo 5:** cuando pasa por un obstáculo, se incrementa la altura de **uno** de los apoyos pasando de **10 a 16 m** uno de los apoyos y el otro de **10 a 16 m** e incrementándose por tanto su masa o peso en **353,04 kg**.
- **Grupo 6:** cuando pasa por un obstáculo, se incrementa la altura de **dos** de los apoyos pasando de **10 a 14 m** e incrementándose por tanto su masa o peso en **240,72 kg**.

APOYO TIPO ESTANDAR (500-10)			259,08	500 daN de esfuerzo y 10 m de altura		
GRUPO	TIPO	H APOYO 1	H APOYO 2	DIF. PESO APOYO 1	DIF. PESO APOYO 2	DIF. PESO VANO kg
1	RIO, AUT,FNE	10	12	0	54,06	54,06
2	FERRO. ELECT	12	12	54,06	54,06	108,12
3	BT, TELECO	12	14	54,06	120,36	174,42
4	AT	16	18	176,52	247,86	424,38
5	TELEFER	16	16	176,52	176,52	353,04
6	EDIFICIO	14	14	120,36	120,36	240,72

Tabla 175. Peso apoyos según esfuerzo y altura. LA 56 simple circuito.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Según las hipótesis planteadas en 4.4.2.- obtenemos los siguientes resultados Tabla 176, que nos llevan a las siguientes conclusiones^{CXI}.

LAAT 20 KV TIPO: LAC 56 EN ZONA "A"		Longitud: 10.000 m.		Potencia: 2.500 kVA.								
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Grupo 1: RIO, AUT,FNE		recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero	36.871	36.925	36.979	37.033	37.087	37.141	37.195	37.249	37.303	37.357	37.411	
Hormigón	299.138	299.966	300.794	301.622	302.450	303.278	304.106	304.934	305.762	306.590	307.418	
Grupo 2: FERRO. ELECT		recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero	36.871	36.979	37.087	37.195	37.303	37.411	37.519	37.627	37.735	37.844	37.952	
Hormigón	299.138	300.334	301.530	302.726	303.922	305.118	306.314	307.510	308.706	309.902	311.098	
Grupo 3: BT,TELECO		recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero	36.871	37.045	37.219	37.394	37.568	37.743	37.917	38.091	38.266	38.440	38.615	
Hormigón	299.138	301.829	304.520	307.211	309.902	312.593	315.284	317.975	320.666	323.357	326.048	
Grupo 4: AT		recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero	36.871	37.295	37.719	38.144	38.568	38.992	39.417	39.841	40.266	40.690	41.114	
Hormigón	299.138	304.865	310.592	316.319	322.046	327.773	333.500	339.227	344.954	350.681	356.408	
Grupo 5: TELEFER		recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero	36.871	37.224	37.577	37.930	38.283	38.636	38.989	39.342	39.695	40.048	40.401	
Hormigón	299.138	305.164	311.190	317.216	323.242	329.268	335.294	341.320	347.346	353.372	359.398	
Grupo 6: EDIFICIO		recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero	36.871	37.111	37.352	37.593	37.833	38.074	38.315	38.556	38.796	39.037	39.278	
Hormigón	299.138	303.324	307.510	311.696	315.882	320.068	324.254	328.440	332.626	336.812	340.998	

Tabla 176. Resultado en kg de las hipótesis calculadas para los diferentes grupos dados en Tabla 30.

7.2.1.1.- GRUPO 1. TERRENO, SENDAS, RÍOS, AUTOVÍAS Y FERROCARRILES SIN ELECTRIFICAR

El aumento de obstáculos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 1** sendas, ríos, autovías y ferrocarriles sin electrificar aumenta conforme lo hace el número de obstáculos conforme a la ecuación de una recta dada por {103} y acorde con la Gráfica 73.

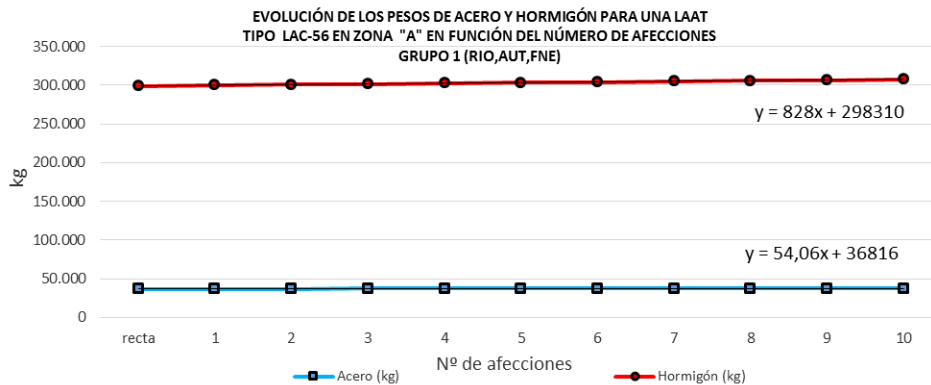
$$y = 828x + 298310 \quad \{103\}$$

Para el caso del hormigón, también podemos decir que conforme aumenta el número de obstáculos en un vano, lo hace el peso de hormigón, en forma de ecuación de una recta dada por {104} y acorde con la Gráfica 73.

$$y = 54,06x + 36816 \quad \{104\}$$

^{CXI} Para ello se ha tomado que un m³ de hormigón pesa 2.300 Kg, que el acero galvanizado tiene un coste de 1.200 €/Tn y que el hormigón utilizado para las cimentaciones tiene otro coste de 45 €/m³.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 73. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).

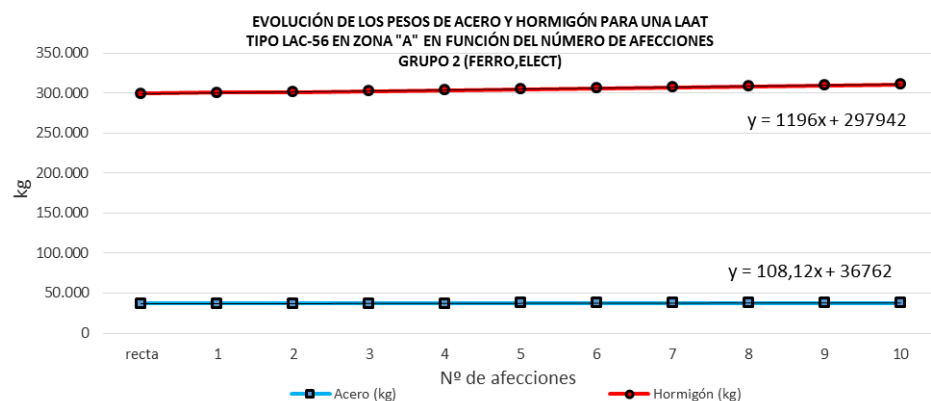
7.2.1.2.- GRUPO 2. TERRENO, SENDAS, RÍOS, AUTOVÍAS Y FERROCARRILES SIN ELECTRIFICAR

El aumento de obstáculos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 2**. Ferrocarriles electrificados aumenta conforme lo hace el número de obstáculos conforme a la ecuación de una recta dada por {105} y acorde con la Gráfica 74.

$$y = 1196x + 297942 \quad \{105\}$$

Para el caso del hormigón, también podemos decir que conforme aumenta el número de obstáculos en un vano, lo hace el peso de hormigón, en forma de ecuación de una recta dada por {106} y acorde con la Gráfica 74.

$$y = 108,12x + 36762 \quad \{106\}$$



Gráfica 74. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT. Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 2 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).

7.2.1.3.- GRUPO 3. LÍNEAS AÉREAS DE BAJA TENSIÓN Y DE TELECOMUNICACIONES

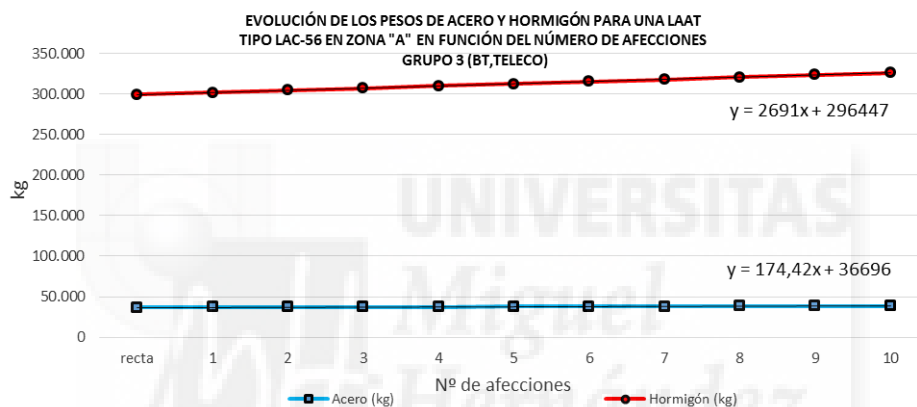
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El aumento de obstáculos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 3**. Líneas aéreas de baja tensión y de telecomunicaciones aumenta conforme lo hace el número de obstáculos conforme a la ecuación de una recta dada por {107} y acorde con la Gráfica 75.

$$y = 2691x + 296447 \quad \{107\}$$

Para el caso del hormigón, también podemos decir que conforme aumenta el número de obstáculos en un vano, lo hace el peso de hormigón, en forma de ecuación de una recta dada por {108} y acorde con la Gráfica 75.

$$y = 174,42x + 36696 \quad \{108\}$$



Gráfica 75. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).

7.2.1.4.- GRUPO 4. LÍNEAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN 20 KV

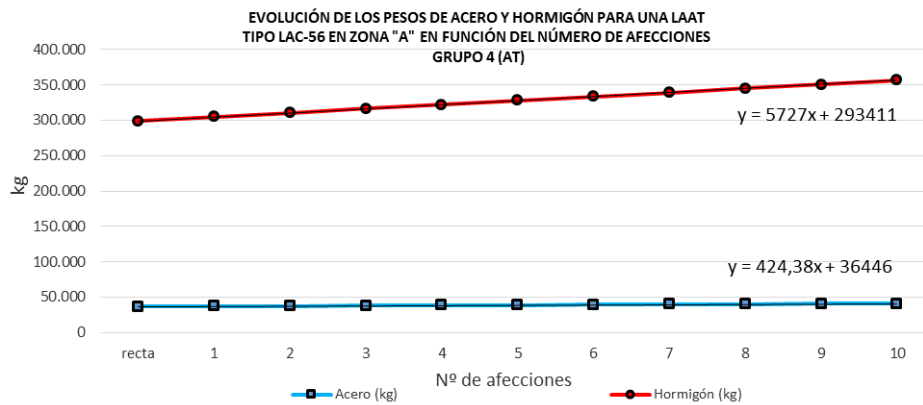
El aumento de obstáculos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 4**. Líneas aéreas de alta tensión 20 kV aumenta conforme lo hace el número de obstáculos conforme a la ecuación de una recta dada por {109} y acorde con la Gráfica 76.

$$y = 5727x + 293411 \quad \{109\}$$

Para el caso del hormigón, también podemos decir que conforme aumenta el número de obstáculos en un vano, lo hace el peso de hormigón, en forma de ecuación de una recta dada por {110} y acorde con la Gráfica 76.

$$y = 424,38x + 36446 \quad \{110\}$$

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 76. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT. Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).

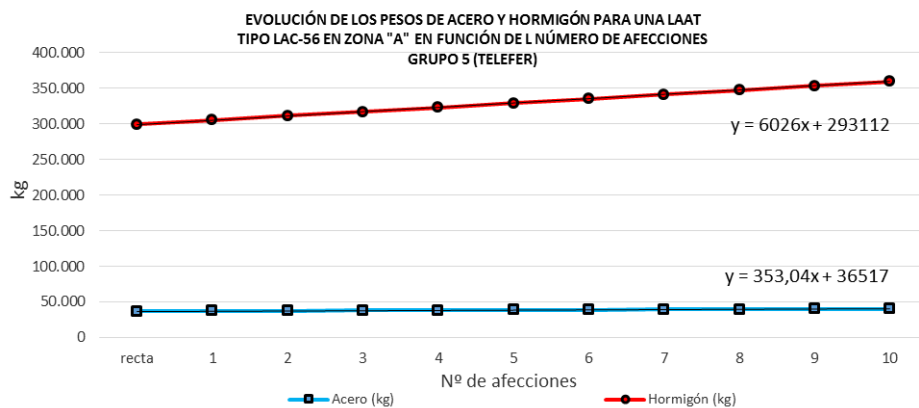
7.2.1.5.- GRUPO 5. TELEFÉRICOS

El aumento de obstáculos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 5**. Teleféricos aumenta conforme lo hace el número de obstáculos conforme a la ecuación de una recta dada por {111} y acorde con la Gráfica 77.

$$y = 6026x + 293112 \quad \{111\}$$

Para el caso del hormigón, también podemos decir que conforme aumenta el número de obstáculos en un vano, lo hace el peso de hormigón, en forma de ecuación de una recta dada por {112} y acorde con la Gráfica 77.

$$y = 353,04x + 36517 \quad \{112\}$$



Gráfica 77. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT. Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).

7.2.1.6.- GRUPO 6. EDIFICIOS, NAVES, ETC.

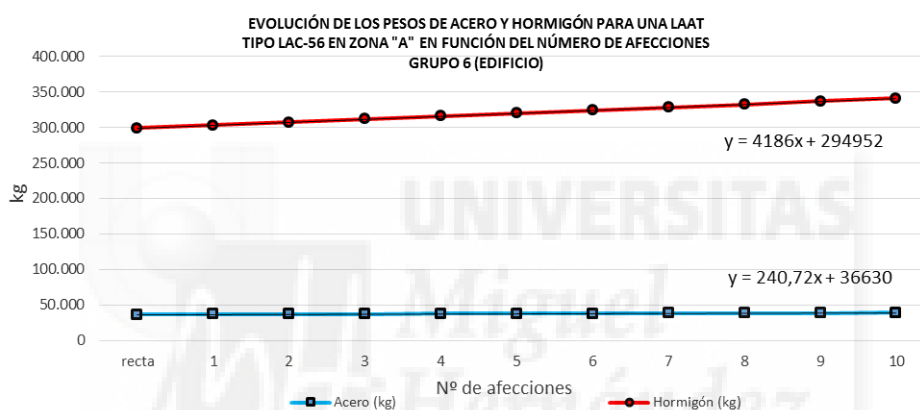
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El aumento de obstáculos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 6**. Teleféricos aumenta conforme lo hace el número de obstáculos conforme a la ecuación de una recta dada por {113} y acorde con Gráfica 78.

$$y = 4186x + 294952 \quad \{113\}$$

Para el caso del hormigón, también podemos decir que conforme aumenta el número de obstáculos en un vano, lo hace el peso de hormigón, en forma de ecuación de una recta dada por {114} y acorde con la Gráfica 78.

$$y = 240,72x + 36630 \quad \{114\}$$



Gráfica 78. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT. Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).

7.2.1.7.- GRUPO 7. ÁNGULOS

LAAT 20 kV TIPO: LAC 56 EN ZONA "A"		Longitud: 10.000 m. Potencia: 2.500 kVA.										
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS POR CAMBIO DE ALINEACIÓN										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Grupo 1: 20-50		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero		36.871	37.462	38.054	38.645	39.237	39.829	40.420	41.012	41.603	42.195	42.787
Hormigón		No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta
Grupo 2: 60-80		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero		36.871	37.459	38.048	38.636	39.225	39.813	40.402	40.990	41.579	42.167	42.756
Hormigón		No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta
Grupo 3: 90-120		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero		36.871	37.171	37.472	37.773	38.074	38.375	38.676	38.977	39.278	39.579	39.880
Hormigón		No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta
Grupo 4: >120		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acero		36.871	37.062	37.254	37.446	37.638	37.829	38.021	38.213	38.405	38.596	38.788
Hormigón		No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta	No afecta

Tabla 177. Grupos de ángulos de líneas aéreas de alta tensión.

Para las líneas aéreas de alta tensión, se han ensayado diferentes ángulos, con respecto a una línea recta (180°). De las diferentes hipótesis, se han obtenido los resultados de la Tabla 177.

En concreto las variaciones, se han obtenido para los siguientes grupos de ángulos.

- Mayor de 120°. (Figura 277).
- Entre 90 y 120°. (Figura 278).
- Entre 60 y 80°. (Figura 279).
- Y entre 20 y 50° (Figura 280).

El aumento de ángulos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 4** entre 130° y 140°. El peso del **acero** de la torre lo hace conforme a la ecuación de una recta dada por {115} y acorde con Gráfica 79. Para el caso del **hormigón**, vemos que no afecta a su peso.

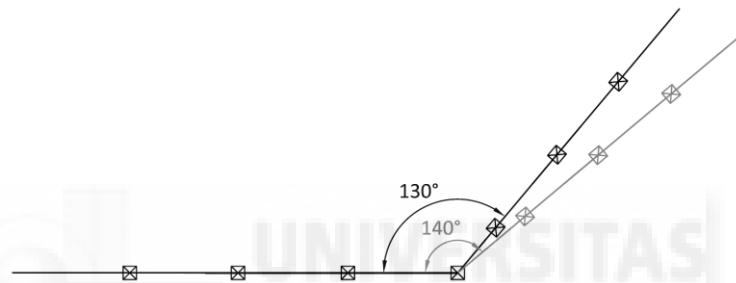


Figura 277. Variaciones del grupo 4 en ángulos. Mayor de 120°.

$$y = 591,6x + 36279 \quad \{115\}$$

El aumento de ángulos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 3** entre 90° y 120°. El peso del **acero** de la torre lo hace conforme a la ecuación de una recta dada por {116} y acorde con Gráfica 79. Para el caso del **hormigón**, vemos que no afecta a su peso.

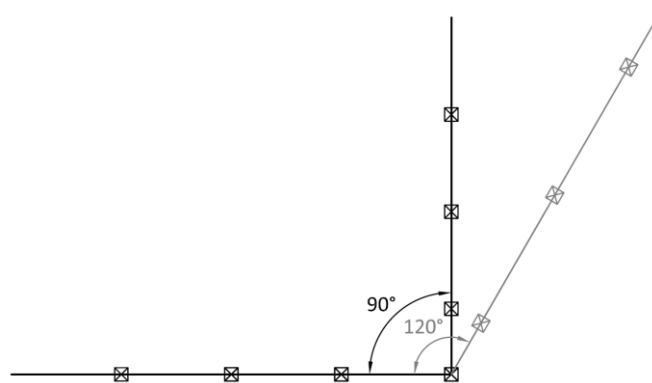


Figura 278. Variaciones del grupo 3 en ángulos. 90 a 120°.

$$y = 588,54x + 36282 \quad \{116\}$$

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El aumento de ángulos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 2** entre 60° y 80°. El peso del **acero** de la torre lo hace conforme a la ecuación de una recta dada por {117} y acorde con Gráfica 79. Para el caso del **hormigón**, vemos que no afecta a su peso.

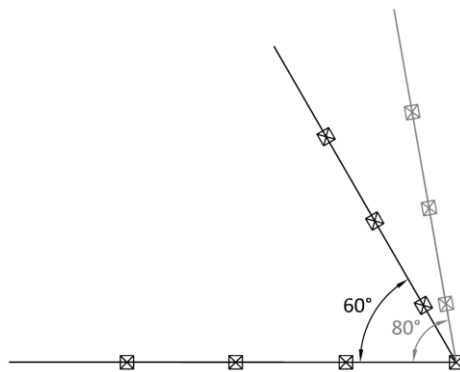


Figura 279. Variaciones del grupo 2 en ángulos. 60 a 80°.

$$y = 300,9x + 36570 \quad \{117\}$$

El aumento de ángulos en una línea de alta tensión derivados del **grupo 1** entre 20° y 50°. El peso del **acero** de la torre lo hace conforme a la ecuación de una recta dada por {118} y acorde con Gráfica 79. Para el caso del **hormigón**, vemos que no afecta a su peso.

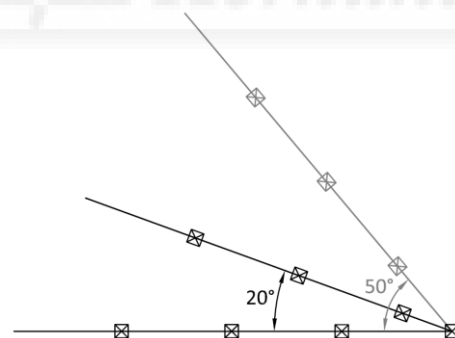
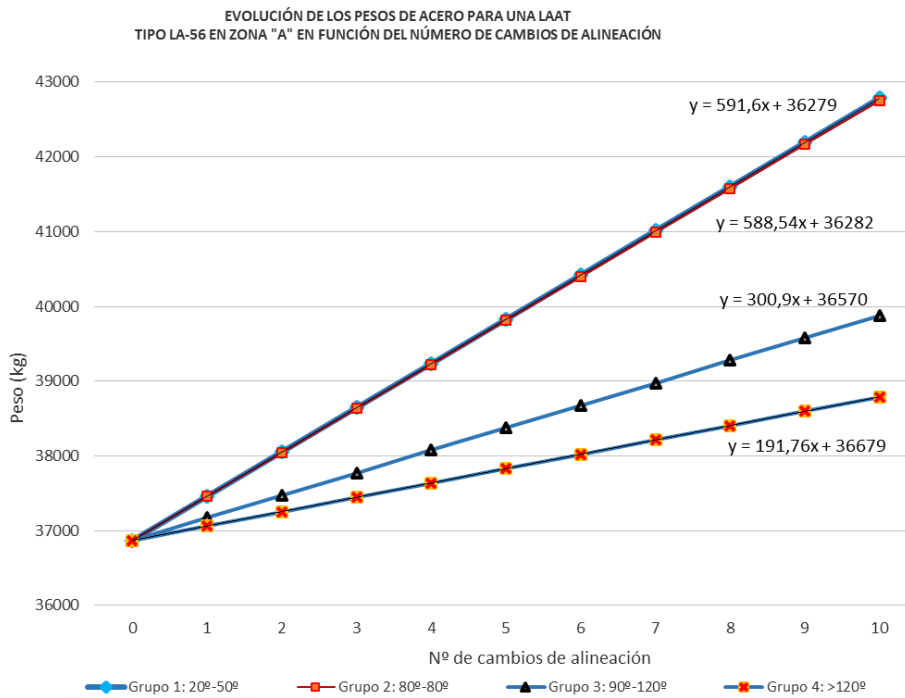


Figura 280. Variaciones del grupo 1 en ángulos. 20 a 50°.

$$y = 191,76x + 36679 \quad \{118\}$$

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 79. Evolución de los pesos de acero para una LAAT Tipo LA-56 en zona "A" en función del número de cambios de alineación.

7.2.1.8.- GRUPO 8. INCLINACIONES

Cuando las **inclinaciones** son **constantes**, la variación de peso de hormigón y de acero, **no son significativas**.

Cuando las variaciones, son **individuales**, entre dos apoyos, las diferencias sí son significativas Figura 148. Y de aquí sacamos las siguientes conclusiones y aportaciones:

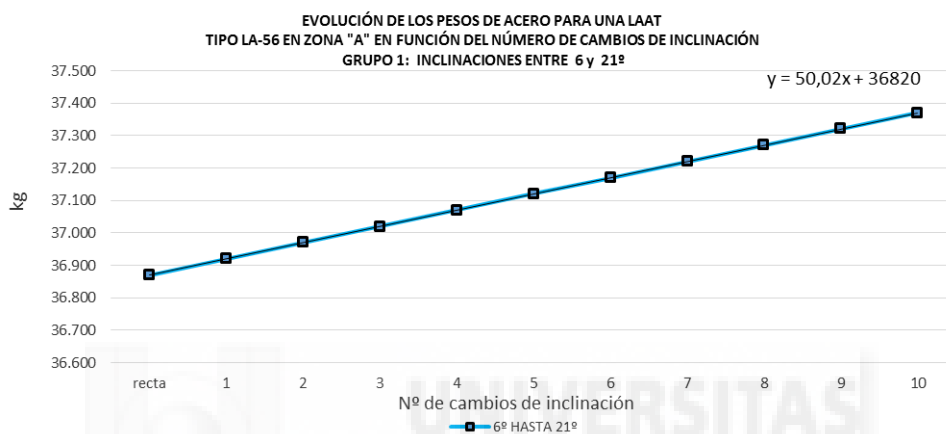
- Cuando **superamos los 6 grados**, el apoyo **superior**, pasa de una altura de **10 a 12 metros**.
- Cuando estamos **entre 27 y 30 grados**, los **dos apoyos** pasan de una altura de **10 a 12 metros**, teniendo un vano regulador de 129,63 metros.
- Cuando estamos en el **intervalo entre 33 y 49 grados** ambos apoyos pasan de **12 a 14 metros**.
- Cuando estamos en el **intervalo entre 53 y 57 grados** de inclinación los apoyos pasan de **14 a 16 metros**.

Podemos calcular las pendientes de las rectas para cada grupo Gráfica 80 a Gráfica 83. La capacidad en metros cúbicos de hormigón, por torre varía también conforme a la siguiente tabla.

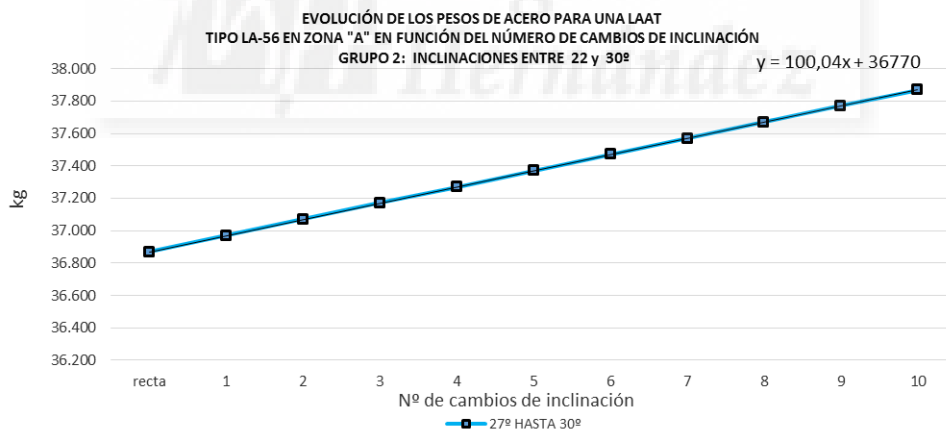
ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

LAAT 20 KV TIPO: LA 56 EN ZONA "A"		Longitud: 10.000 m.				Potencia: 2.500 kVA.					
PESO EN (kg)	SIN VANO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS									
	AFECTADO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
º INCLINACION	recta										
6º HASTA 21º	36.871	36.921	36.971	37.021	37.071	37.121	37.171	37.221	37.271	37.321	37.371
27º HASTA 30º	36.871	36.971	37.071	37.171	37.271	37.371	37.471	37.571	37.671	37.771	37.871
33º HASTA 49º	36.871	37.152	37.434	37.715	37.997	38.279	38.560	38.842	39.123	39.405	39.687
53º HASTA 57º	36.871	37.264	37.658	38.052	38.446	38.840	39.233	39.627	40.021	40.415	40.809
Hormigón	299.138	304.865	310.592	316.319	322.046	327.773	333.500	339.227	344.954	350.681	356.408

Tabla 178. Variación de los pesos de los apoyos y de hormigón en función del ángulo de inclinación de la línea. LA 56 simple circuito.

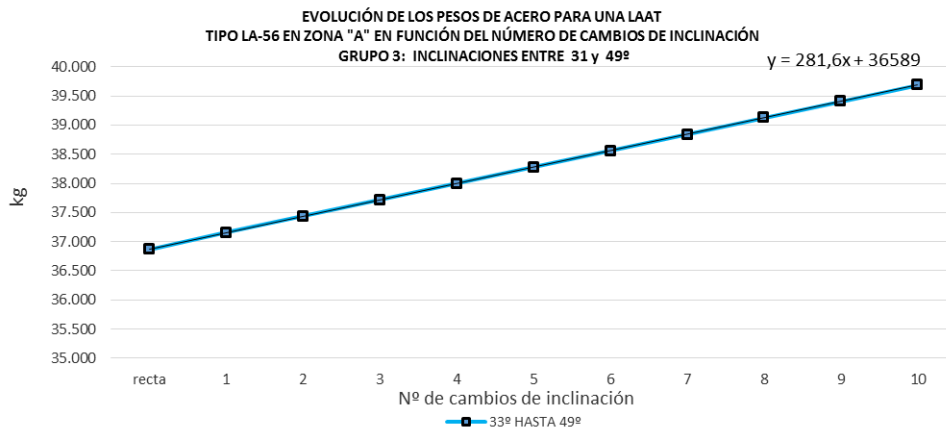


Gráfica 80. Evolución de los pesos de acero y hormigón para LA 56 simple circuito en función del número de inclinaciones entre 6 y 21º.

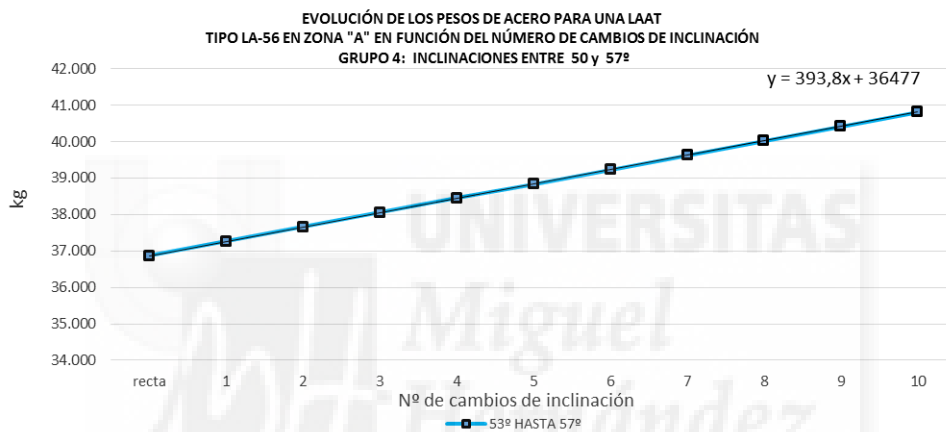


Gráfica 81. Evolución de los pesos de acero y hormigón para LA 56 simple circuito en función del número de inclinaciones entre 22 y 30º.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 82. Evolución de los pesos de acero y hormigón para LA 56 simple circuito en función del número de inclinaciones entre 31 y 49°.



Gráfica 83. Evolución de los pesos de acero y hormigón para LA 56 simple circuito en función del número de inclinaciones entre 50 y 57°.

De los datos del **grupo 1** de pendientes **entre 6 y 21°** obtenemos la ecuación de la recta.

$$y = 50,02x + 36820 \quad \{119\}$$

Y para las bases de **hormigón** de los apoyos tenemos, para el **grupo 1**.

$$y = 5727x + 293411 \quad \{120\}$$

De los datos del **grupo número 2** de pendientes **entre 22 y 30°** obtenemos la ecuación de la recta.

$$y = 100'04x + 36681 \quad \{121\}$$

Y para las bases de **hormigón** de los apoyos tenemos, para el **grupo 2**.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$$y = 2300x + 296838 \quad \{122\}$$

De los datos del **grupo 3** de pendientes **entre 31 y 49°** obtenemos la ecuación de la recta.

$$y = 281'6x + 36499 \quad \{123\}$$

Y para las bases de **hormigón** de los apoyos tenemos, para el **grupo 3**.

$$y = 5727x + 293411 \quad \{124\}$$

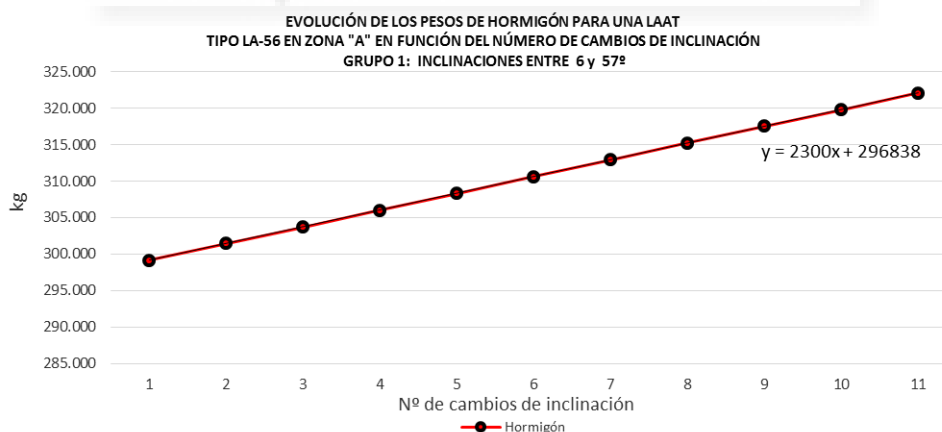
De los datos del **grupo 4** de pendientes **entre 50 y 57°** obtenemos la ecuación de la recta.

$$y = 828x + 298310 \quad \{125\}$$

Y para las bases de **hormigón** de los apoyos tenemos, para el **grupo 4**.

$$y = 5727x + 293411 \quad \{126\}$$

Como se observa, aunque varíen los **ángulos** desde **6 a 57°** el peso de **hormigón** de las bases de los apoyos no varía {120}, {122}, {124} y {126}. Sin embargo **sí que cambia** su pendiente en función del número de veces que varía su inclinación.



Gráfica 84. Variación del peso del hormigón de los apoyos en función del número de veces que varía su inclinación LA 56 simple circuito.

Con este sistema podremos, en función del número de afecciones, de ángulos y de pendientes, ver la repercusión matemática, modernizarla **CÁTERA** y ver su repercusión sobre el coste de una línea de este tipo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

7.3.- DE LOS COSTES UNITARIOS DE LAS LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN. MODELIZACIÓN CÁTERA.

7.3.1.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 56 SIMPLE CIRCUITO

En la siguiente tabla, vienen las **conclusiones** y **resultados** de todos los cálculos de las diferentes hipótesis tanto eléctricas, como mecánicas de una línea de distribución aérea de 20 kV de tensión. La misma corresponde a una línea que va siendo afectada por los diferentes obstáculos vistos en los apartados de análisis 4.4.- y en 7.2.1.-. En la misma se pueden ver las variaciones de acero y hormigón, así como sus gráficas, con el cálculo de la ecuación de la recta que define su valor. Estos valores de cálculos son los que se han tenido en cuenta a la hora de establecer los cálculos de los precios unitarios de la **CNMC**, para alimentar de las ecuaciones suficientes al método **CÁTERA**.

LAAT 20 KV TIPO:LA 56		Longitud: 10.000 m. Potencia: 2.500 kVA.									
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Grupo 1: RIO, AUT,FNE											
	recta										
ACERO ZONA A	36.871	36.925	36.979	37.033	37.087	37.141	37.195	37.249	37.303	37.357	37.411
ACERO ZONA B	37.527	37.636	37.744	37.852	37.960	38.068	38.176	38.284	38.392	38.500	38.609
ACERO ZONA C	43.629	43.762	43.894	44.027	44.159	44.292	44.425	44.557	44.690	44.822	44.955
Hormigón zona A	299.138	299.966	300.794	301.622	302.450	303.278	304.106	304.934	305.762	306.590	307.418
Hormigón zona B	303.416	304.612	305.808	307.004	308.200	309.396	310.592	311.788	312.984	314.180	315.376
Hormigón zona C	405.329	406.893	408.457	410.021	411.585	413.149	414.713	416.277	417.841	419.405	420.969
Grupo 2: FERRO. ELECT											
	recta										
ACERO ZONA A	36.871	36.979	37.087	37.195	37.303	37.411	37.519	37.627	37.735	37.844	37.952
ACERO ZONA B	37.527	37.702	37.876	38.051	38.225	38.399	38.574	38.748	38.923	39.097	39.272
ACERO ZONA C	43.629	43.818	44.006	44.195	44.384	44.573	44.761	44.950	45.139	45.327	45.516
Hormigón zona A	299.138	300.334	301.530	302.726	303.922	305.118	306.314	307.510	308.706	309.902	311.098
Hormigón zona B	303.416	306.107	308.798	311.489	314.180	316.871	319.562	322.253	324.944	327.635	330.326
Hormigón zona C	405.329	407.790	410.251	412.712	415.173	417.634	420.095	422.556	425.017	427.478	429.939
Grupo 3: BT,TELECO											
	recta										
ACERO ZONA A	36.871	37.045	37.219	37.394	37.568	37.743	37.917	38.091	38.266	38.440	38.615
ACERO ZONA B	37.527	37.702	37.876	38.051	38.225	38.399	38.574	38.748	38.923	39.097	39.272
ACERO ZONA C	43.629	43.818	44.006	44.195	44.384	44.573	44.761	44.950	45.139	45.327	45.516
Hormigón zona A	299.138	301.829	304.520	307.211	309.902	312.593	315.284	317.975	320.666	323.357	326.048
Hormigón zona B	303.416	306.107	308.798	311.489	314.180	316.871	319.562	322.253	324.944	327.635	330.326
Hormigón zona C	405.329	407.790	410.251	412.712	415.173	417.634	420.095	422.556	425.017	427.478	429.939
Grupo 4: AT											
	recta										
ACERO ZONA A	36.871	37.295	37.719	38.144	38.568	38.992	39.417	39.841	40.266	40.690	41.114
ACERO ZONA B	37.527	37.952	38.376	38.801	39.225	39.649	40.074	40.498	40.922	41.347	41.771
ACERO ZONA C	43.629	43.981	44.333	44.685	45.037	45.389	45.740	46.092	46.444	46.796	47.148
Hormigón zona A	299.138	304.865	310.592	316.319	322.046	327.773	333.500	339.227	344.954	350.681	356.408
Hormigón zona B	303.416	309.143	314.870	320.597	326.324	332.051	337.778	343.505	349.232	354.959	360.686
Hormigón zona C	405.329	410.274	415.219	420.164	425.109	430.054	434.999	439.944	444.889	449.834	454.779
Grupo 5: TELEFER											
	recta										
ACERO ZONA A	36.871	37.224	37.577	37.930	38.283	38.636	38.989	39.342	39.695	40.048	40.401
ACERO ZONA B	37.527	37.952	38.376	38.801	39.225	39.649	40.074	40.498	40.922	41.347	41.771
ACERO ZONA C	43.629	44.299	44.969	45.639	46.310	46.980	47.650	48.320	48.990	49.660	50.330
Hormigón zona A	299.138	305.164	311.190	317.216	323.242	329.268	335.294	341.320	347.346	353.372	359.398
Hormigón zona B	303.416	310.500	317.584	324.668	331.752	338.836	345.920	353.004	360.088	367.172	374.256
Hormigón zona C	405.329	412.988	420.647	428.306	435.965	443.624	451.283	458.942	466.601	474.260	481.919
Grupo 6: EDIFICIO											
	recta										
ACERO ZONA A	36.871	37.111	37.352	37.593	37.833	38.074	38.315	38.556	38.796	39.037	39.278
ACERO ZONA B	37.527	37.824	38.121	38.418	38.715	39.012	39.309	39.606	39.902	40.199	40.496
ACERO ZONA C	43.629	43.879	44.129	44.379	44.629	44.879	45.128	45.378	45.628	45.878	46.128
Hormigón zona A	299.138	303.324	307.510	311.696	315.882	320.068	324.254	328.440	332.626	336.812	340.998
Hormigón zona B	303.416	308.499	313.582	318.665	323.748	328.831	333.914	338.997	344.080	349.163	354.246
Hormigón zona C	405.329	409.791	414.253	418.715	423.177	427.639	432.101	436.563	441.025	445.487	449.949

Tabla 179. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 56 simple circuito.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

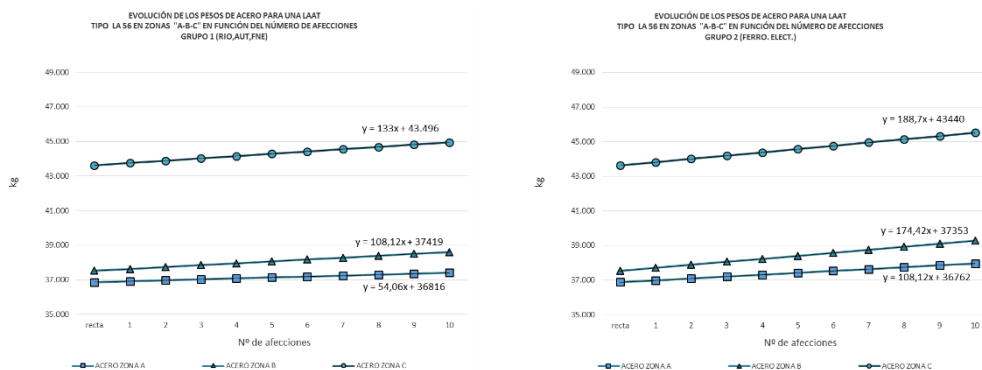


Figura 281. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.

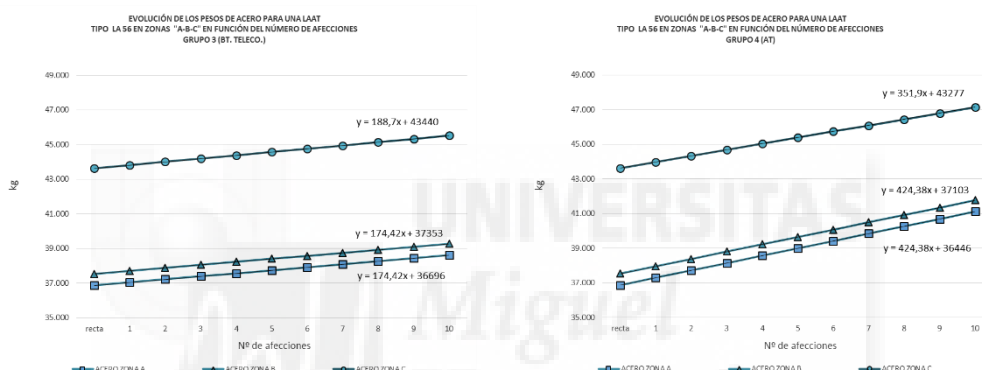


Figura 282. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.

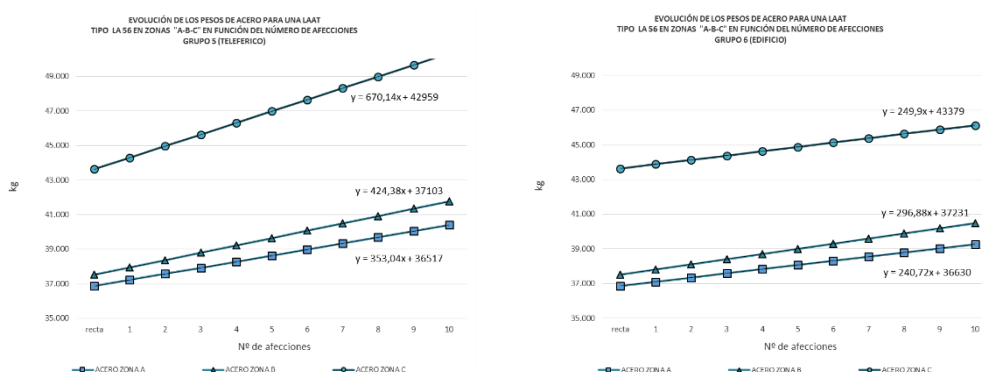


Figura 283. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

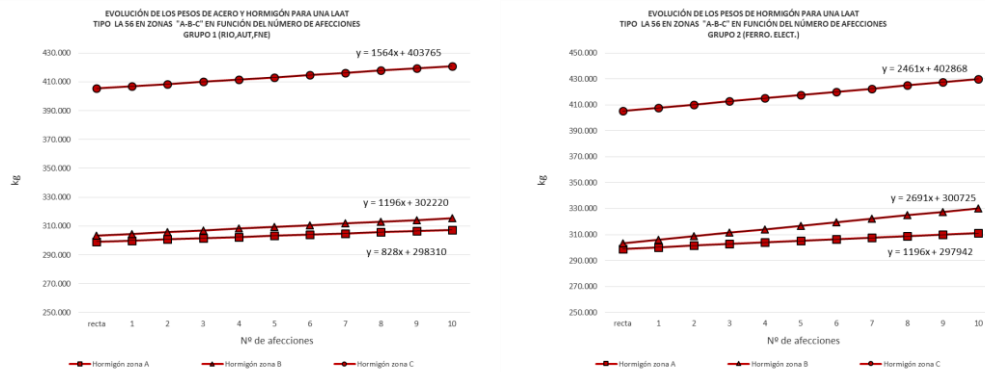


Figura 284. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.

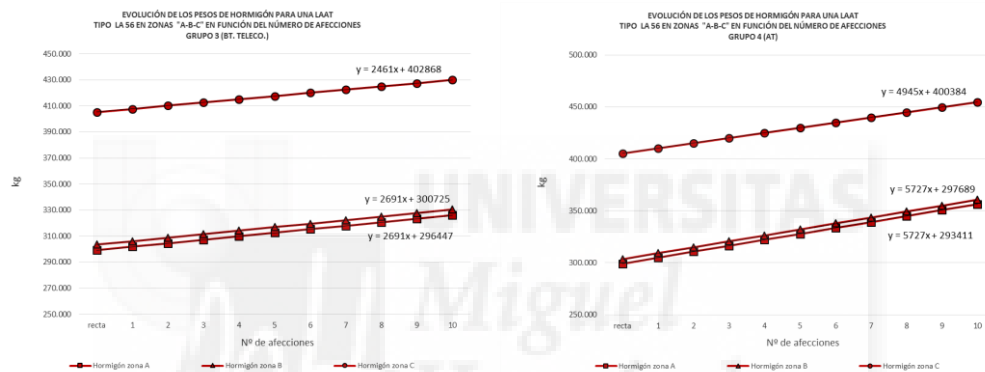


Figura 285. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.

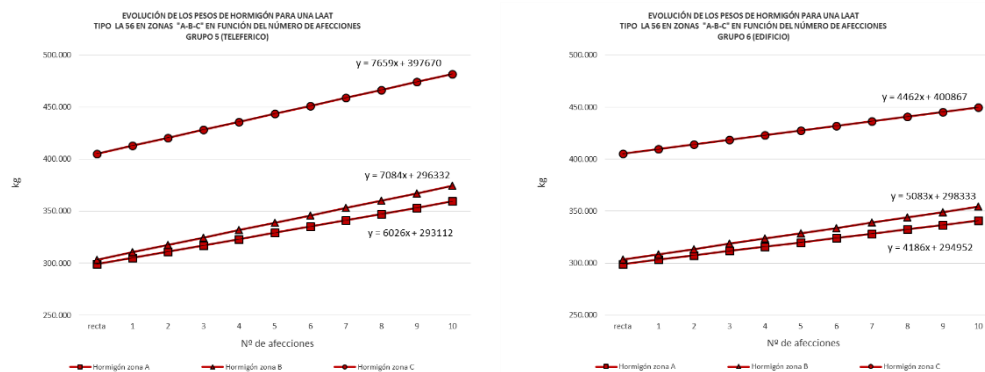


Figura 286. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

7.3.2.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 56 DOBLE CIRCUITO

Tal y como se ha visto para las líneas de simple circuito, se han hecho lo mismos para los cálculos eléctricos y mecánicos para el doble circuito.

LAAT 20 KV TIPO: LA 56		Longitud: 10.000 m. Potencia: 2.500 kVA.									
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS									
	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Grupo 1: RIO, AUT,FNE											
ACERO ZONA A	66.443	66.555	66.667	66.780	66.892	67.004	67.116	67.228	67.341	67.453	67.565
ACERO ZONA B	68.702	68.758	68.814	68.871	68.927	68.983	69.039	69.095	69.151	69.207	69.263
ACERO ZONA C	73.829	73.901	73.972	74.043	74.115	74.186	74.258	74.329	74.400	74.472	74.543
Hormigón zona A	442.842	445.418	447.994	450.570	453.146	455.722	458.298	460.874	463.450	466.026	468.602
Hormigón zona B	471.316	472.052	472.788	473.524	474.260	474.996	475.732	476.468	477.204	477.940	478.676
Hormigón zona C	538.407	540.868	543.329	545.790	548.251	550.712	553.173	555.634	558.095	560.556	563.017
Grupo 2: FERRO, ELECT											
ACERO ZONA A	66.443	66.547	66.650	66.754	66.858	66.961	67.065	67.169	67.272	67.376	67.480
ACERO ZONA B	68.702	68.830	68.957	69.085	69.212	69.340	69.467	69.595	69.722	69.850	69.977
ACERO ZONA C	73.829	73.967	74.105	74.242	74.380	74.518	74.655	74.793	74.931	75.068	75.206
Hormigón zona A	442.842	445.418	447.994	450.570	453.146	455.722	458.298	460.874	463.450	466.026	468.602
Hormigón zona B	471.316	474.996	478.676	482.356	486.036	489.716	493.396	497.076	497.076	500.756	508.116
Hormigón zona C	538.407	543.444	548.481	553.518	558.555	563.592	568.629	573.666	578.703	583.740	588.777
Grupo 3: BT,TELECO											
ACERO ZONA A	66.443	66.627	66.810	66.994	67.177	67.361	67.545	67.728	67.912	68.095	68.279
ACERO ZONA B	68.702	68.901	69.100	69.299	69.498	69.697	69.896	70.095	70.293	70.492	70.691
ACERO ZONA C	73.829	74.033	74.237	74.441	74.645	74.849	75.053	75.257	75.461	75.665	75.869
Hormigón zona A	442.842	446.522	450.202	453.882	457.562	461.242	464.922	468.602	472.282	475.962	479.642
Hormigón zona B	471.316	476.100	480.884	485.668	490.452	495.236	500.020	504.804	509.588	509.588	519.156
Hormigón zona C	538.407	543.697	548.987	554.277	559.567	564.857	570.147	575.437	580.727	586.017	591.307
Grupo 4: AT											
ACERO ZONA A	66.443	66.912	67.381	67.851	68.320	68.789	69.258	69.727	70.197	70.666	71.135
ACERO ZONA B	68.702	69.197	69.692	70.186	70.681	71.176	71.670	72.165	72.660	73.155	73.649
ACERO ZONA C	73.829	74.370	74.910	75.451	75.992	76.532	77.073	77.613	78.154	78.695	79.235
Hormigón zona A	442.842	449.558	456.274	462.990	469.706	476.422	483.138	489.854	496.570	503.286	510.002
Hormigón zona B	471.316	479.596	487.876	496.156	504.436	512.716	520.996	529.276	537.556	545.836	554.116
Hormigón zona C	538.407	547.699	556.991	566.283	575.575	584.867	594.159	603.451	612.743	622.035	631.327
Grupo 5: TELEFER											
ACERO ZONA A	66.443	66.912	67.381	67.851	68.320	68.789	69.258	69.727	70.197	70.666	71.135
ACERO ZONA B	68.702	69.115	69.528	69.942	70.355	70.768	71.181	71.594	72.007	72.420	72.833
ACERO ZONA C	73.829	74.888	75.947	77.005	78.064	79.123	80.182	81.241	82.299	83.358	84.417
Hormigón zona A	442.842	449.719	456.596	463.473	470.350	477.227	484.104	490.981	497.858	504.735	511.612
Hormigón zona B	471.316	479.573	487.830	496.087	504.344	512.601	520.858	529.115	537.372	545.629	553.886
Hormigón zona C	538.407	554.967	571.527	588.087	604.647	621.207	637.767	654.327	670.887	687.447	704.007
Grupo 6: EDIFICIO											
ACERO ZONA A	66.443	66.764	67.086	67.407	67.728	68.049	68.371	68.692	69.013	69.335	69.656
ACERO ZONA B	68.702	68.967	69.233	69.498	69.763	70.028	70.293	70.559	70.824	71.089	71.354
ACERO ZONA C	73.829	74.251	74.674	75.096	75.518	75.941	76.363	76.785	77.207	77.630	78.052
Hormigón zona A	442.842	447.879	452.916	457.953	462.990	468.027	473.064	478.101	483.138	488.175	493.212
Hormigón zona B	471.316	476.353	481.390	486.427	491.464	496.501	501.538	506.575	511.612	516.649	521.686
Hormigón zona C	538.407	546.871	555.335	563.799	572.263	580.727	589.191	597.655	606.119	614.583	623.047

Tabla 180. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 56 doble circuito.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

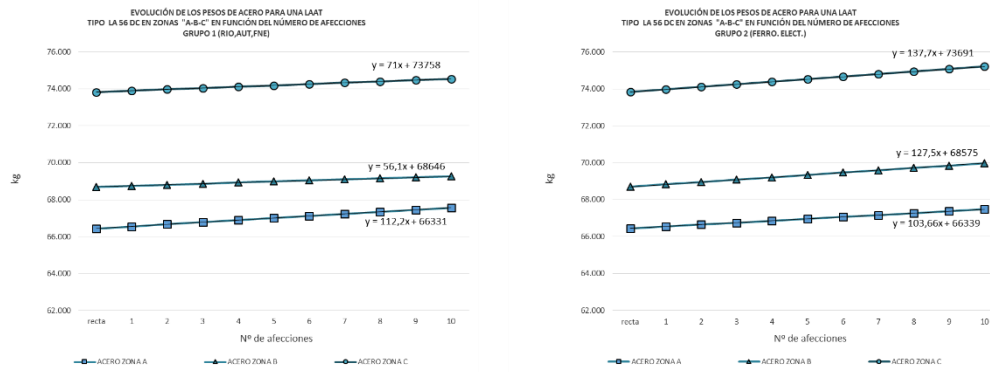


Figura 287. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.

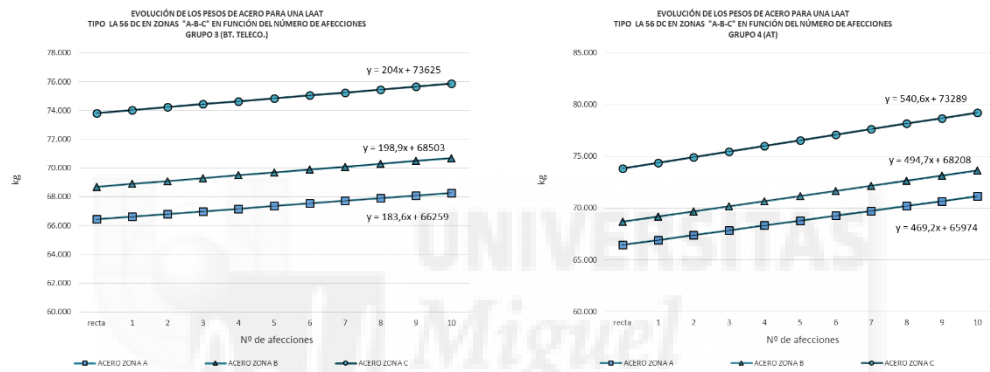


Figura 288. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.

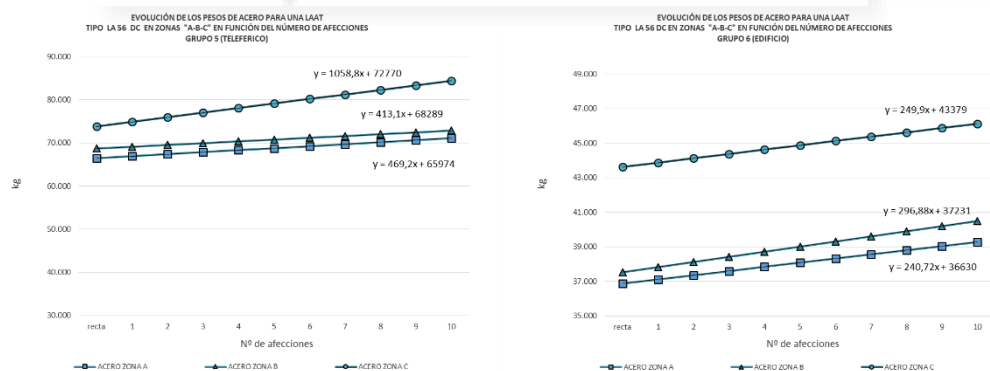


Figura 289. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

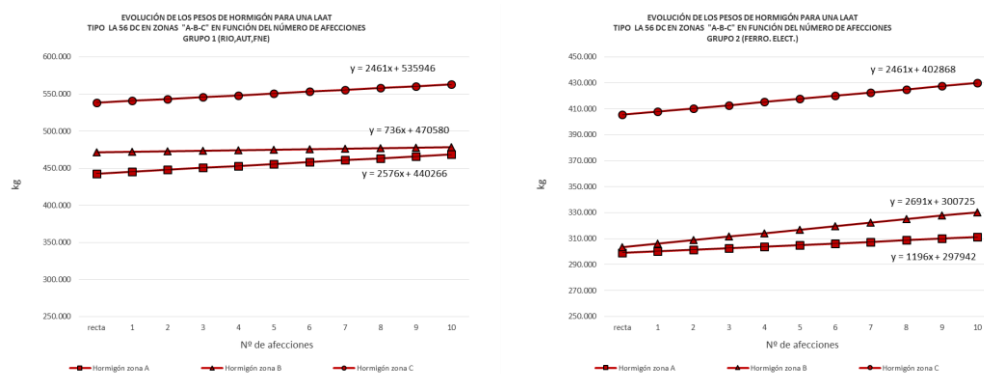


Figura 290. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.

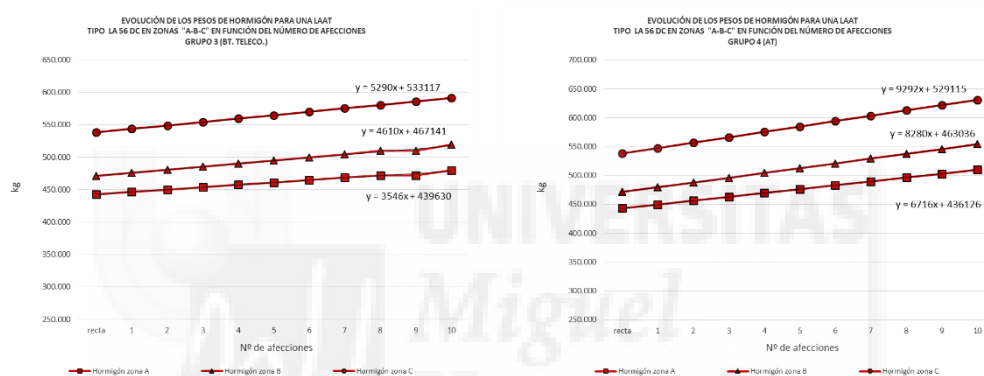


Figura 291. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.

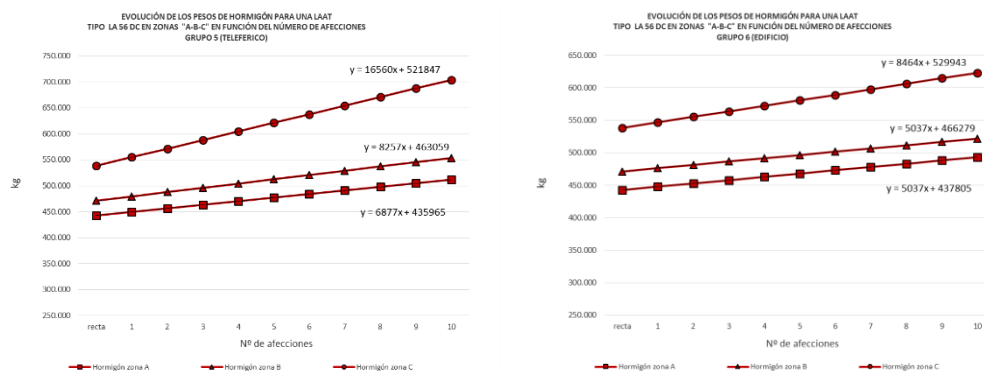


Figura 292. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

7.3.3.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 110 SIMPLE CIRCUITO

Se han seguido los mismos criterios de cálculos eléctricos y mecánicos que para los apartados anteriores.

LAAT 20 KV TIPO:LA 110		Longitud: 10.000 m. Potencia: 2.500 kVA.									
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Grupo 1: RIO, AUT,FNE											
	recta										
ACERO ZONA A	44.648	44.702	44.756	44.810	44.864	44.919	44.973	45.027	45.081	45.135	45.189
ACERO ZONA B	52.435	52.489	52.544	52.598	52.652	52.706	52.760	52.814	52.868	52.922	52.976
ACERO ZONA C	54.281	54.414	54.546	54.679	54.811	54.944	55.077	55.209	55.342	55.474	55.607
Hormigón zona A	302.174	303.002	303.830	304.658	305.486	306.314	307.142	307.970	308.798	309.626	310.454
Hormigón zona B	337.249	338.445	339.641	340.837	342.033	343.229	344.425	345.621	346.817	348.013	349.209
Hormigón zona C	405.329	406.893	408.457	410.021	411.585	413.149	414.713	416.277	417.841	419.405	420.969
Grupo 2: FERRO, ELECT											
	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	44.648	44.756	44.864	44.973	45.081	45.189	45.297	45.405	45.513	45.621	45.729
ACERO ZONA B	52.435	52.556	52.676	52.796	52.917	53.037	53.158	53.278	53.398	53.519	53.639
ACERO ZONA C	54.281	54.414	54.546	54.679	54.811	54.944	55.077	55.209	55.342	55.474	55.607
Hormigón zona A	302.174	303.370	304.566	305.762	306.958	308.154	309.350	310.546	311.742	312.938	314.134
Hormigón zona B	337.249	339.940	342.631	345.322	348.013	350.704	353.395	356.086	358.777	361.468	364.159
Hormigón zona C	405.329	407.790	410.251	412.712	415.173	417.634	420.095	422.556	425.017	427.478	429.939
Grupo 3: BT,TELECO											
	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	44.648	44.823	44.997	45.171	45.346	45.520	45.695	45.869	46.044	46.218	46.392
ACERO ZONA B	52.435	52.556	52.676	52.796	52.917	53.037	53.158	53.278	53.398	53.519	53.639
ACERO ZONA C	54.281	54.576	54.871	55.165	55.460	55.755	56.050	56.345	56.639	56.934	57.229
Hormigón zona A	302.174	304.865	307.556	310.247	312.938	315.629	318.320	321.011	323.702	326.393	329.084
Hormigón zona B	337.249	339.940	342.631	345.322	348.013	350.704	353.395	356.086	358.777	361.468	364.159
Hormigón zona C	405.329	407.790	410.251	412.712	415.173	417.634	420.095	422.556	425.017	427.478	429.939
Grupo 4: AT											
	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	44.648	45.073	45.497	45.921	46.345	46.770	47.194	47.618	48.043	48.467	48.891
ACERO ZONA B	52.435	52.877	53.319	53.760	54.202	54.644	55.085	55.527	55.969	56.410	56.852
ACERO ZONA C	54.281	54.669	55.056	55.444	55.831	56.219	56.607	56.994	57.382	57.769	58.157
Hormigón zona A	302.174	307.901	313.628	319.355	325.082	330.809	336.536	342.263	347.990	353.717	359.444
Hormigón zona B	337.249	343.827	350.405	356.983	363.561	370.139	376.717	383.295	389.873	396.451	403.029
Hormigón zona C	405.329	410.274	415.219	420.164	425.109	430.054	434.999	439.944	444.889	449.834	454.779
Grupo 5: TELEFER											
	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	44.648	45.210	45.772	46.334	46.896	47.458	48.020	48.582	49.144	49.706	50.268
ACERO ZONA B	52.435	53.010	53.584	54.158	54.732	55.307	55.881	56.455	57.029	57.604	58.178
ACERO ZONA C	54.281	54.817	55.352	55.888	56.423	56.959	57.494	58.030	58.565	59.101	59.636
Hormigón zona A	302.174	310.615	319.056	327.497	335.938	344.379	352.820	361.261	369.702	378.143	386.584
Hormigón zona B	337.249	345.943	354.637	363.331	372.025	380.719	389.413	398.107	406.801	415.495	424.189
Hormigón zona C	405.329	412.988	420.647	428.306	435.965	443.624	451.283	458.942	466.601	474.260	481.919
Grupo 6: EDIFICIO											
	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	44.648	44.889	45.130	45.370	45.611	45.852	46.093	46.333	46.574	46.815	47.055
ACERO ZONA B	52.435	52.678	52.921	53.164	53.406	53.649	53.892	54.135	54.377	54.620	54.863
ACERO ZONA C	54.281	54.531	54.781	55.031	55.281	55.531	55.780	56.030	56.280	56.530	56.780
Hormigón zona A	302.174	306.360	310.546	314.732	318.918	323.104	327.290	331.476	335.662	339.848	344.034
Hormigón zona B	337.249	342.332	347.415	352.498	357.581	362.664	367.747	372.830	377.913	382.996	388.079
Hormigón zona C	405.329	409.791	414.253	418.715	423.177	427.639	432.101	436.563	441.025	445.487	449.949

Tabla 181. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 110 simple circuito.

Sin embargo las pendientes cambian a seis grupos, en vez de a cuatro como en el LA 56 simple circuito.

LAAT 20 KV TIPO: LAC 180 EN ZONA "A"		Longitud: 10.000 m. Potencia: 2.500 kVA.									
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
* INCLINACION	recta										
6° HASTA 12°	54.722	54.772	54.822	54.872	54.922	54.972	55.022	55.072	55.122	55.172	55.222
13° HASTA 25°	54.722	54.792	54.863	54.933	55.003	55.074	55.144	55.215	55.285	55.355	55.426
26° HASTA 32°	54.722	54.955	55.187	55.420	55.652	55.885	56.118	56.350	56.583	56.816	57.048
33° HASTA 37°	54.722	55.118	55.514	55.909	56.305	56.701	57.097	57.493	57.889	58.284	58.680
37° HASTA 52°	54.722	55.153	55.585	56.016	56.448	56.879	57.311	57.742	58.174	58.605	59.037
53° HASTA 57°	54.722	55.559	56.397	57.234	58.072	58.909	59.747	60.584	61.422	62.259	63.097
Hormigón	302.174	307.901	313.628	319.355	325.082	330.809	336.536	342.263	347.990	353.717	359.444

Tabla 182. Variación de ángulo de la pendiente de la línea LA 110 simple circuito.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

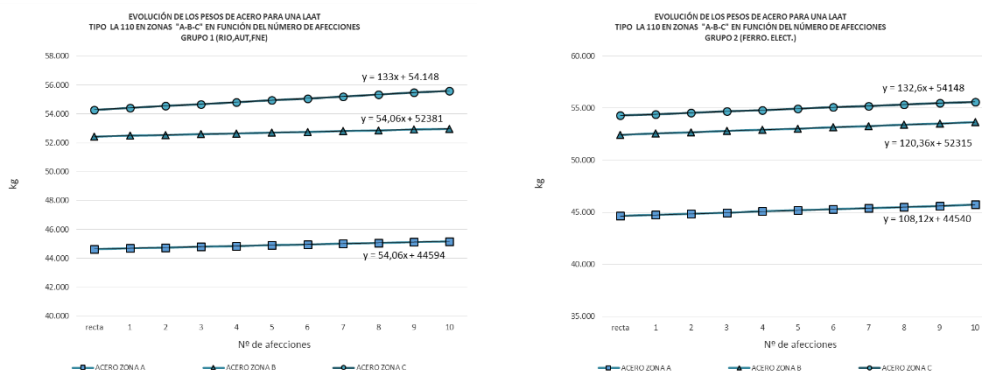


Figura 293. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.

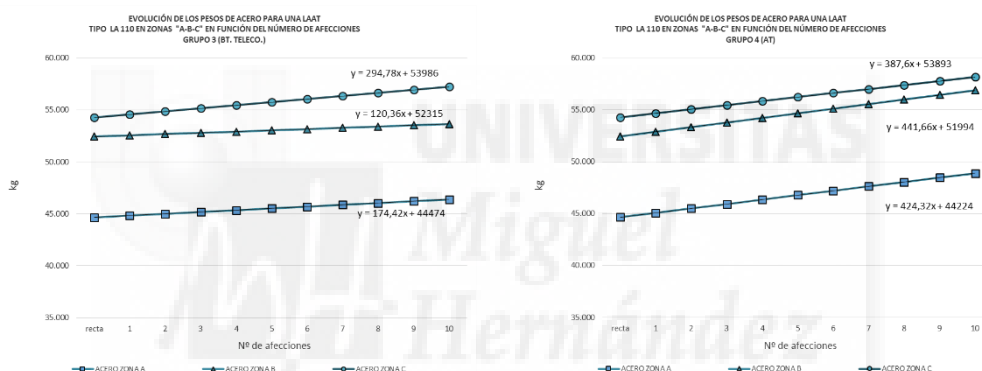


Figura 294. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.

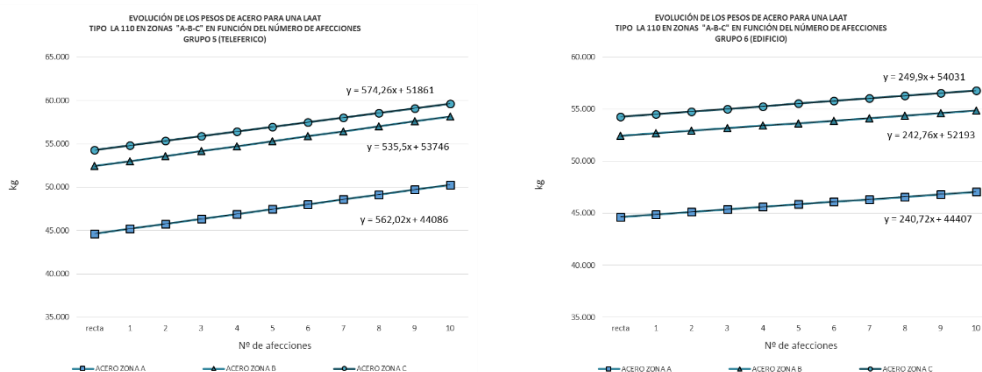


Figura 295. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

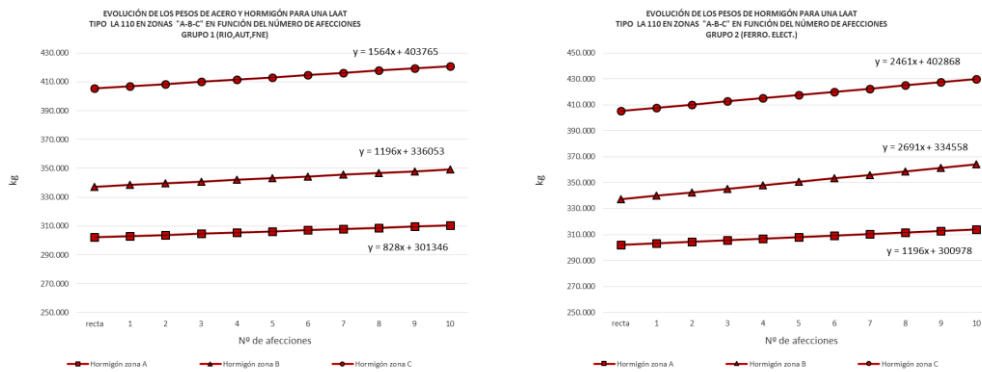


Figura 296. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.

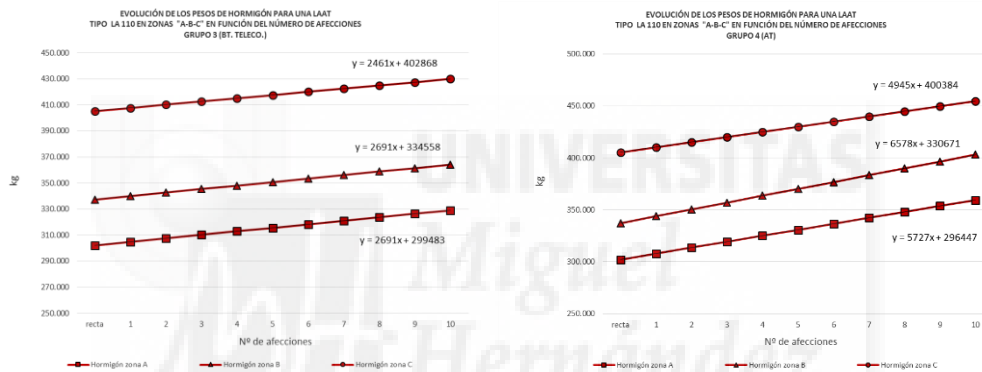


Figura 297. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.

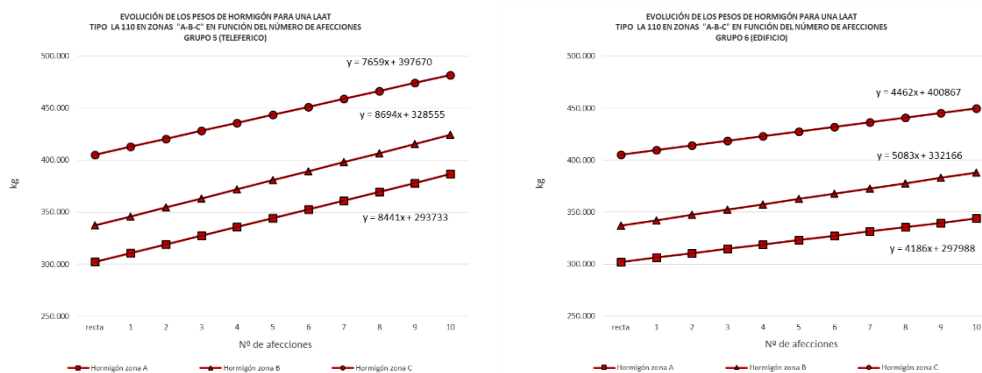


Figura 298. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

7.3.4.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 110 DOBLE CIRCUITO

Tal y como se ha visto para las líneas de simple circuito, se han hecho lo mismos para los cálculos eléctricos y mecánicos para el doble circuito.

LAAT 20 KV TIPO:LA 110		Longitud: 10.000 m. Potencia: 2.500 kVA.									
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS									
	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Grupo 1: RIO, AUT,FNE	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	89.835	89.980	90.125	90.269	90.414	90.559	90.704	90.849	90.994	91.139	91.283
ACERO ZONA B	90.365	90.510	90.655	90.800	90.945	91.090	91.234	91.379	91.524	91.669	91.814
ACERO ZONA C	101.275	101.359	101.443	101.526	101.610	101.693	101.777	101.861	101.944	102.028	102.112
Hormigón zona A	580.957	583.533	586.109	588.685	591.261	593.837	596.413	598.989	601.565	604.141	606.717
Hormigón zona B	587.604	591.583	595.562	599.541	603.520	607.499	611.478	615.457	619.436	623.415	627.394
Hormigón zona C	713.644	716.105	718.566	721.027	723.488	725.949	728.410	730.871	733.332	735.793	738.254
Grupo 2: FERRO, ELECT	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	89.835	89.980	90.125	90.269	90.414	90.559	90.704	90.849	90.994	91.139	91.283
ACERO ZONA B	90.365	90.594	90.822	91.051	91.279	91.508	91.736	91.965	92.193	92.422	92.650
ACERO ZONA C	101.275	101.451	101.626	101.802	101.977	102.152	102.328	102.503	102.679	102.854	103.030
Hormigón zona A	580.957	583.533	586.109	588.685	591.261	593.837	596.413	598.989	601.565	604.141	606.717
Hormigón zona B	587.604	591.583	595.562	599.541	603.520	607.499	611.478	615.457	619.436	623.415	627.394
Hormigón zona C	713.644	718.681	723.718	728.755	733.792	738.829	743.866	748.903	753.940	758.977	764.014
Grupo 3: BT,TELECO	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	89.835	90.063	90.292	90.520	90.749	90.977	91.206	91.434	91.663	91.891	92.120
ACERO ZONA B	90.365	90.594	90.822	91.051	91.279	91.508	91.736	91.965	92.193	92.422	92.650
ACERO ZONA C	101.275	101.543	101.810	102.077	102.344	102.611	102.879	103.146	103.413	103.680	103.948
Hormigón zona A	580.957	584.637	588.317	591.997	595.677	599.357	603.037	606.717	610.397	614.077	617.757
Hormigón zona B	587.604	591.031	594.458	597.885	601.312	604.739	608.166	611.593	615.020	618.447	621.874
Hormigón zona C	713.644	718.934	724.224	729.514	734.804	740.094	745.384	750.674	755.964	761.254	766.544
Grupo 4: AT	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	89.835	90.417	91.000	91.582	92.165	92.747	93.329	93.912	94.494	95.077	95.659
ACERO ZONA B	90.365	91.034	91.704	92.373	93.042	93.711	94.380	95.049	95.718	96.387	97.057
ACERO ZONA C	101.275	101.823	102.371	102.919	103.466	104.014	104.562	105.109	105.657	106.205	106.753
Hormigón zona A	580.957	587.673	594.389	601.105	607.821	614.537	621.253	627.969	634.685	641.401	648.117
Hormigón zona B	587.604	594.320	601.036	607.752	614.468	621.184	627.900	634.616	641.332	648.048	654.764
Hormigón zona C	713.644	722.936	732.228	741.520	750.812	760.104	769.396	778.688	787.980	797.272	806.564
Grupo 5: TELEFER	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	89.835	90.417	91.000	91.582	92.165	92.747	93.329	93.912	94.494	95.077	95.659
ACERO ZONA B	90.365	90.948	91.530	92.113	92.695	93.277	93.860	94.442	95.025	95.607	96.190
ACERO ZONA C	101.275	101.716	102.157	102.597	103.038	103.478	103.919	104.360	104.800	105.241	105.682
Hormigón zona A	580.957	587.834	594.711	601.588	608.465	615.342	622.219	629.096	635.973	642.850	649.727
Hormigón zona B	587.604	594.481	601.358	608.235	615.112	621.989	628.866	635.743	642.620	649.497	656.374
Hormigón zona C	713.644	730.204	746.764	763.324	779.884	796.444	813.004	829.564	846.124	862.684	879.244
Grupo 6: EDIFICIO	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	89.835	90.239	90.643	91.047	91.451	91.855	92.258	92.662	93.066	93.470	93.874
ACERO ZONA B	90.365	90.769	91.173	91.577	91.981	92.385	92.789	93.193	93.597	94.001	94.405
ACERO ZONA C	101.275	101.543	101.810	102.077	102.344	102.611	102.879	103.146	103.413	103.680	103.948
Hormigón zona A	580.957	585.994	591.031	596.068	601.105	606.142	611.179	616.216	621.253	626.290	631.327
Hormigón zona B	587.604	592.641	597.678	602.715	607.752	612.789	617.826	622.863	627.900	632.937	637.974
Hormigón zona C	713.644	722.108	730.572	739.036	747.500	755.964	764.428	772.892	781.356	789.820	798.284

Tabla 183. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 110 doble circuito.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

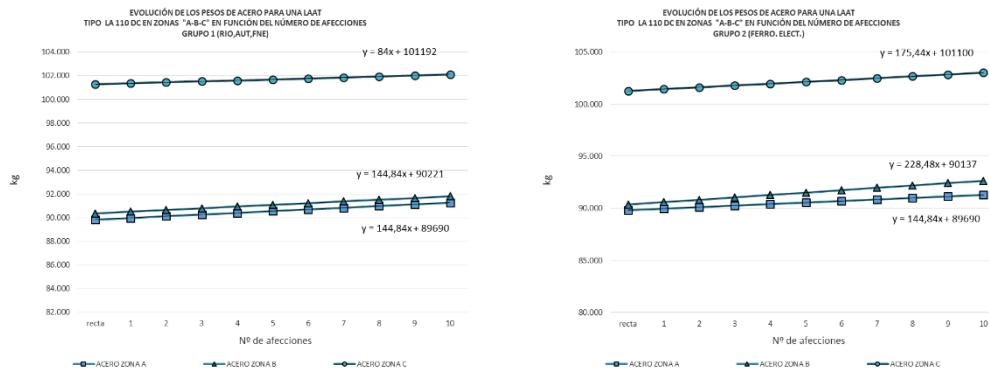


Figura 299. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.

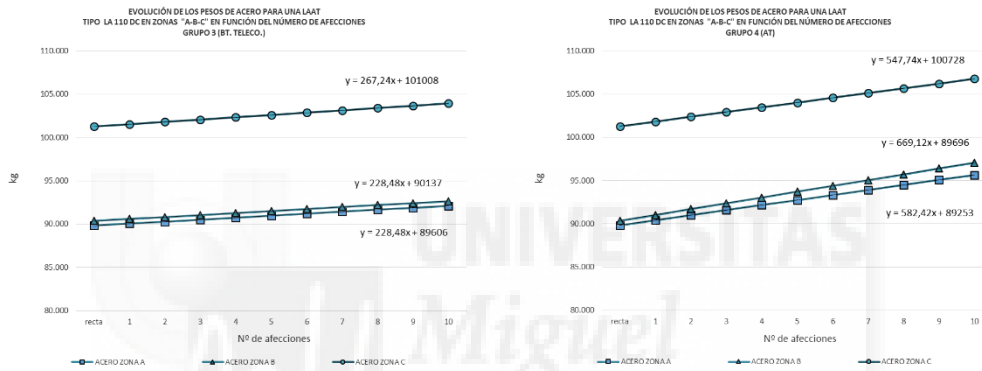


Figura 300. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.

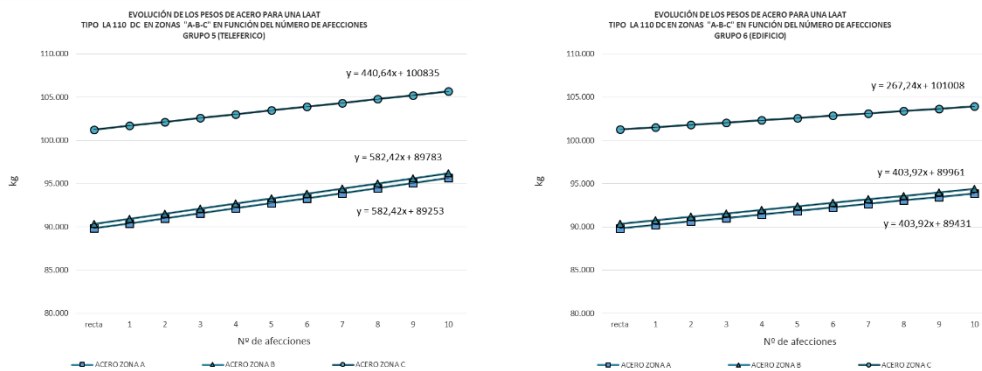


Figura 301. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

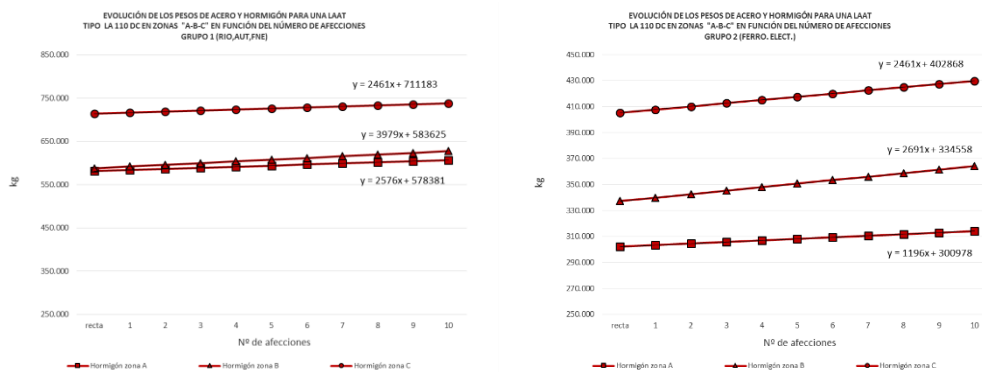


Figura 302. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.

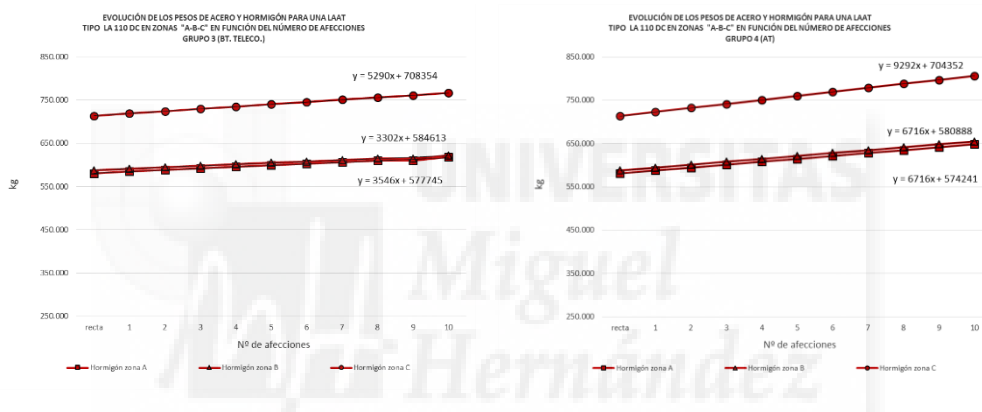


Figura 303. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.

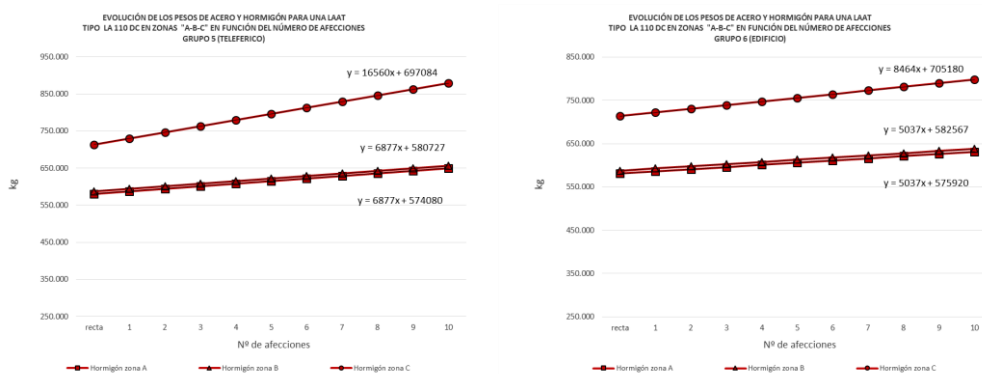


Figura 304. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

7.3.5.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 180 SIMPLE CIRCUITO

Se han seguido los mismos criterios de cálculos eléctricos y mecánicos que para los apartados anteriores.

LAAT 20 KV TIPO:LA 180		Longitud: 10.000 m. Potencia: 2.500 kVA.									
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS									
	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Grupo 1: RIO, AUT,FNE											
ACERO ZONA A	54.722	54.776	54.830	54.884	54.938	54.992	55.046	55.100	55.154	55.208	55.262
ACERO ZONA B	55.961	56.015	56.069	56.123	56.177	56.231	56.286	56.340	56.394	56.448	56.502
ACERO ZONA C	58.388	58.454	58.520	58.587	58.653	58.719	58.786	58.852	58.918	58.984	59.051
Hormigón zona A	302.174	303.002	303.830	304.658	305.486	306.314	307.142	307.970	308.798	309.626	310.454
Hormigón zona B	343.022	344.218	345.414	346.610	347.806	349.002	350.198	351.394	352.590	353.786	354.982
Hormigón zona C	389.505	390.333	391.161	391.989	392.817	393.645	394.473	395.301	396.129	396.957	397.785
Grupo 2: FERRO. ELECT											
ACERO ZONA A	54.722	54.830	54.938	55.046	55.154	55.262	55.371	55.479	55.587	55.695	55.803
ACERO ZONA B	55.961	56.015	56.069	56.123	56.177	56.231	56.286	56.340	56.394	56.448	56.502
ACERO ZONA C	58.388	58.520	58.653	58.786	58.918	59.051	59.183	59.316	59.449	59.581	59.714
Hormigón zona A	302.174	303.370	304.566	305.762	306.958	308.154	309.350	310.546	311.742	312.938	314.134
Hormigón zona B	343.022	344.218	345.414	346.610	347.806	349.002	350.198	351.394	352.590	353.786	354.982
Hormigón zona C	389.505	390.701	391.897	393.093	394.289	395.485	396.681	397.877	399.073	400.269	401.465
Grupo 3: BT,TELECO											
ACERO ZONA A	54.722	54.896	55.071	55.245	55.420	55.594	55.768	55.943	56.117	56.292	56.466
ACERO ZONA B	55.961	56.082	56.202	56.322	56.443	56.563	56.683	56.804	56.924	57.044	57.165
ACERO ZONA C	58.388	58.520	58.653	58.786	58.918	59.051	59.183	59.316	59.449	59.581	59.714
Hormigón zona A	302.174	304.865	307.556	310.247	312.938	315.629	318.320	321.011	323.702	326.393	329.084
Hormigón zona B	343.022	345.713	348.404	351.095	353.786	356.477	359.168	361.859	364.550	367.241	369.932
Hormigón zona C	389.505	392.196	394.887	397.578	400.269	402.960	405.651	408.342	411.033	413.724	416.415
Grupo 4: AT											
ACERO ZONA A	54.722	55.146	55.571	55.995	56.419	56.844	57.268	57.693	58.117	58.541	58.966
ACERO ZONA B	55.961	56.331	56.702	57.072	57.442	57.812	58.183	58.553	58.923	59.294	59.664
ACERO ZONA C	58.388	58.775	59.163	59.551	59.938	60.326	60.713	61.101	61.489	61.876	62.264
Hormigón zona A	302.174	307.901	313.628	319.355	325.082	330.809	336.536	342.263	347.990	353.717	359.444
Hormigón zona B	343.022	348.749	354.476	360.203	365.930	371.657	377.384	383.111	388.838	394.565	400.292
Hormigón zona C	389.505	395.232	400.959	406.686	412.413	418.140	423.867	429.594	435.321	441.048	446.775
Grupo 5: TELEFER											
ACERO ZONA A	54.722	55.284	55.846	56.408	56.970	57.532	58.094	58.656	59.218	59.780	60.342
ACERO ZONA B	55.961	56.535	57.110	57.684	58.258	58.832	59.407	59.981	60.555	61.130	61.704
ACERO ZONA C	58.388	58.948	60.068	60.628	61.188	61.748	62.308	62.868	63.428	63.988	64.548
Hormigón zona A	302.174	310.615	319.056	327.497	335.938	344.379	352.820	361.261	369.702	378.143	386.584
Hormigón zona B	343.022	351.463	359.904	368.345	376.786	385.227	393.668	402.109	410.550	418.991	427.432
Hormigón zona C	389.505	397.946	406.387	414.828	423.269	431.710	440.151	448.592	457.033	465.474	473.915
Grupo 6: EDIFICIO											
ACERO ZONA A	54.722	54.963	55.203	55.444	55.685	55.925	56.166	56.407	56.648	56.888	57.129
ACERO ZONA B	55.961	56.204	56.447	56.689	56.932	57.175	57.418	57.660	57.903	58.146	58.389
ACERO ZONA C	58.388	58.633	58.877	59.122	59.367	59.612	59.857	60.101	60.346	60.591	60.836
Hormigón zona A	302.174	306.360	310.546	314.732	318.918	323.104	327.290	331.476	335.662	339.848	344.034
Hormigón zona B	343.022	347.208	351.394	355.580	359.766	363.952	368.138	372.324	376.510	380.696	384.882
Hormigón zona C	389.505	393.691	397.877	402.063	406.249	410.435	414.621	418.807	422.993	427.179	431.365

Tabla 184. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 180 simple circuito.

Sin embargo las pendientes cambian a seis grupos, en vez de a cuatro como en el LA 56 simple circuito.

LAAT 20 KV TIPO: LAC 110 EN ZONA "A"		Longitud: 10.000 m. Potencia: 2.500 kVA.									
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS									
	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
* INCLINACION											
6° HASTA 24°	44.648	44.698	44.748	44.798	44.848	44.898	44.948	44.998	45.048	45.098	45.148
25° HASTA 28°	44.648	44.719	44.789	44.859	44.930	45.000	45.070	45.141	45.211	45.282	45.352
29° HASTA 32°	44.648	44.881	45.113	45.346	45.579	45.811	46.044	46.277	46.509	46.742	46.975
33° HASTA 49°	44.648	44.967	45.285	45.603	45.921	46.240	46.558	46.876	47.195	47.513	47.831
50° HASTA 52°	44.648	45.080	45.311	45.543	45.775	46.007	46.239	46.471	46.703	46.935	47.167
53° HASTA 57°	44.648	45.410	46.172	46.933	47.695	48.457	49.218	49.980	50.742	51.503	52.265
Hormigón	302.174	307.901	313.628	319.355	325.082	330.809	336.536	342.263	347.990	353.717	359.444

Tabla 185. Variación de ángulo de la pendiente de la línea LA 110 simple circuito.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

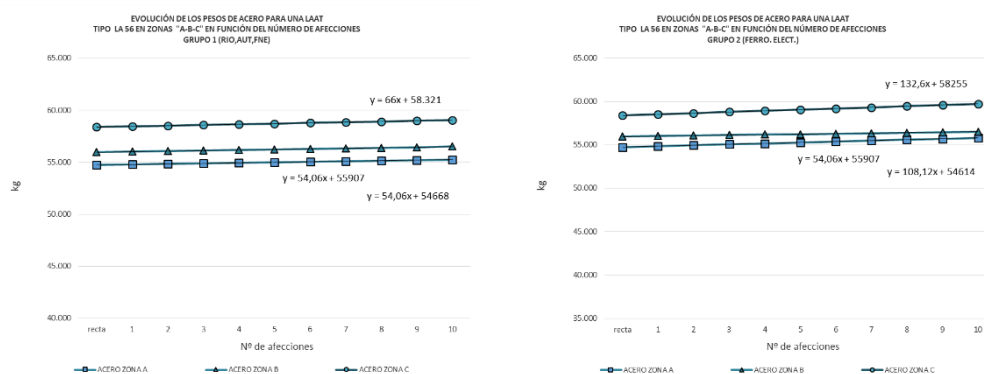


Figura 305. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.

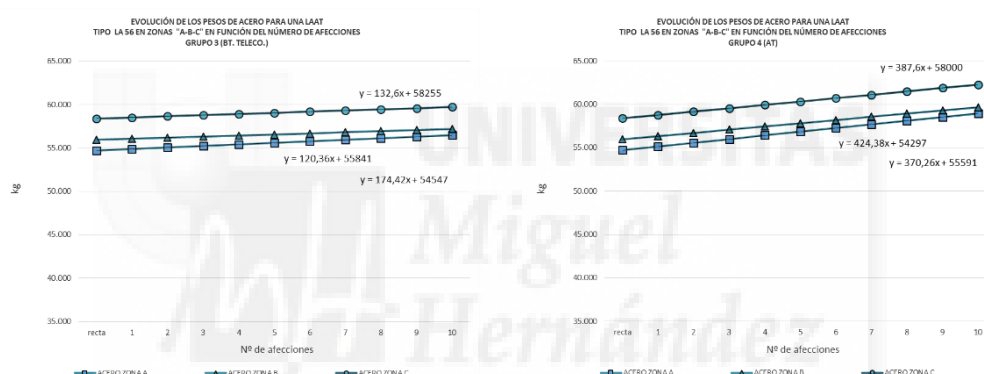


Figura 306. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.

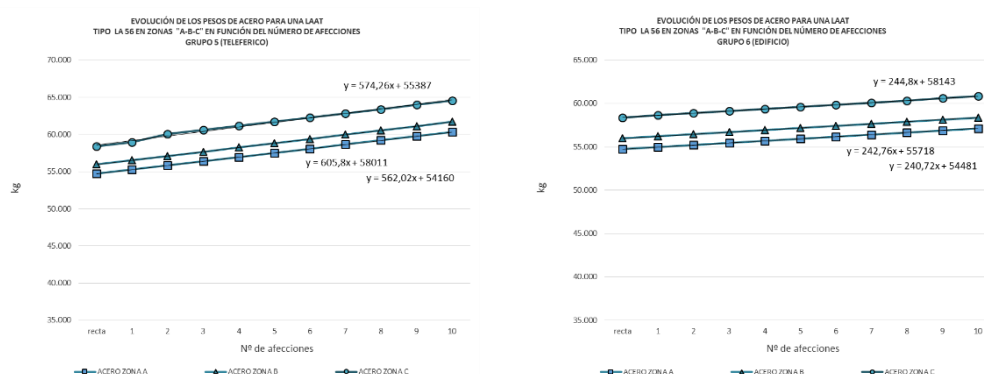


Figura 307. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

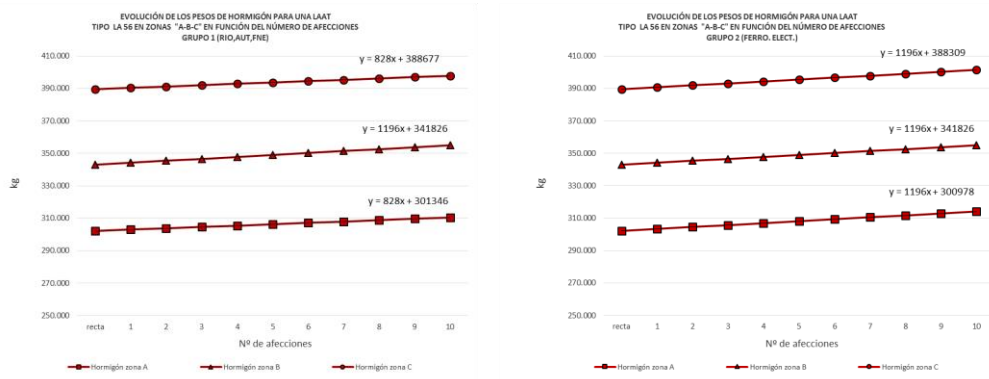


Figura 308. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.

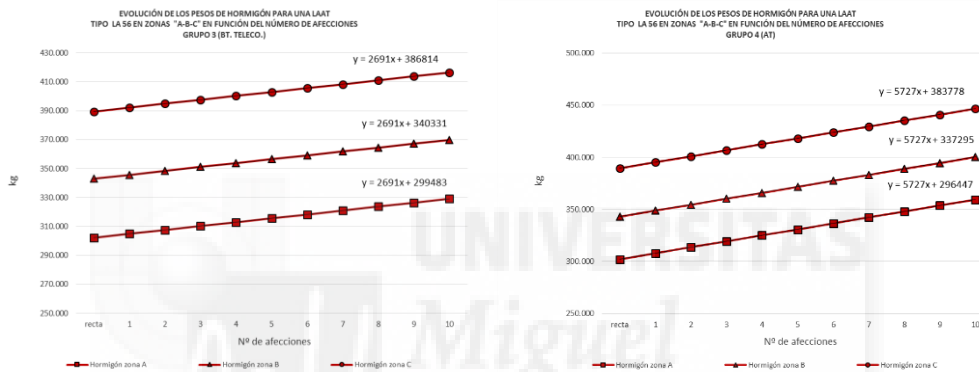


Figura 309. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.

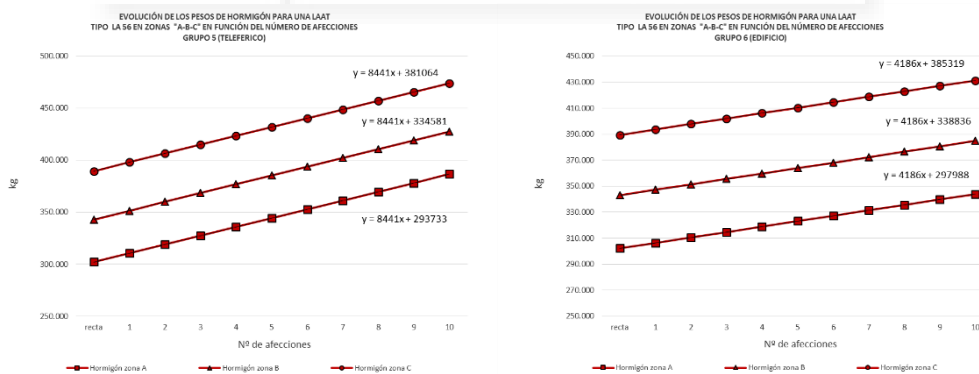


Figura 310. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

7.3.6.- LÍNEA ALTA TENSIÓN LA 180 DOBLE CIRCUITO

Tal y como se ha visto para las líneas de simple circuito, se han hecho lo mismos para los cálculos eléctricos y mecánicos para el doble circuito.

LAAT 20 KV TIPO:LA 180		Longitud: 10.000 m. Potencia: 2.500 kVA.									
PESO EN (kg)	SIN VANO AFECTADO	NUMERO DE VANOS AFECTADOS									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Grupo 1: RIO, AUT,FNE	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	105.164	105.309	105.453	105.598	105.743	105.888	106.033	106.178	106.323	106.467	106.612
ACERO ZONA B	108.009	108.081	108.153	108.226	108.298	108.371	108.443	108.516	108.588	108.660	108.733
ACERO ZONA C	113.430	113.514	113.597	113.681	113.764	113.848	113.932	114.015	114.099	114.183	114.266
Hormigón zona A	580.957	583.533	586.109	588.685	591.261	593.837	596.413	598.989	601.565	604.141	606.717
Hormigón zona B	587.604	591.583	595.562	599.541	603.520	607.499	611.478	615.457	619.436	623.415	627.394
Hormigón zona C	713.644	716.105	718.566	721.027	723.488	725.949	728.410	730.871	733.332	735.793	738.254
Grupo 2: FERRO, ELECT	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	105.164	105.309	105.453	105.598	105.743	105.888	106.033	106.178	106.323	106.467	106.612
ACERO ZONA B	108.009	108.165	108.321	108.477	108.633	108.789	108.945	109.101	109.257	109.413	109.569
ACERO ZONA C	113.430	113.605	113.781	113.956	114.132	114.307	114.483	114.658	114.833	115.009	115.184
Hormigón zona A	580.957	583.533	586.109	588.685	591.261	593.837	596.413	598.989	601.565	604.141	606.717
Hormigón zona B	587.604	591.583	595.562	599.541	603.520	607.499	611.478	615.457	619.436	623.415	627.394
Hormigón zona C	713.644	718.681	723.718	728.755	733.792	738.829	743.866	748.903	753.940	758.977	764.014
Grupo 3: BT,TELECO	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	105.164	105.392	105.621	105.849	106.078	106.306	106.535	106.763	106.992	107.220	107.449
ACERO ZONA B	108.009	108.248	108.488	108.728	108.967	109.207	109.447	109.686	109.926	110.166	110.406
ACERO ZONA C	113.430	113.697	113.964	114.232	114.499	114.766	115.033	115.301	115.568	115.835	116.102
Hormigón zona A	580.957	584.637	588.317	591.997	595.677	599.357	603.037	606.717	610.397	614.077	617.757
Hormigón zona B	587.604	591.031	594.458	597.885	601.312	604.739	608.166	611.593	615.020	618.447	621.874
Hormigón zona C	713.644	718.934	724.224	729.514	734.804	740.094	745.384	750.674	755.964	761.254	766.544
Grupo 4: AT	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	105.164	105.746	106.329	106.911	107.493	108.076	108.658	109.241	109.823	110.406	110.988
ACERO ZONA B	108.009	108.605	109.202	109.799	110.395	110.992	111.589	112.185	112.782	113.379	113.976
ACERO ZONA C	113.430	113.978	114.525	115.073	115.621	116.169	116.716	117.264	117.812	118.360	118.907
Hormigón zona A	580.957	587.673	594.389	601.105	607.821	614.537	621.253	627.969	634.685	641.401	648.117
Hormigón zona B	587.604	594.320	601.036	607.752	614.468	621.184	627.900	634.616	641.332	648.048	654.764
Hormigón zona C	713.644	722.936	732.228	741.520	750.812	760.104	769.396	778.688	787.980	797.272	806.564
Grupo 5: TELEFER	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	105.164	105.940	106.716	107.492	108.269	109.045	109.821	110.597	111.374	112.150	112.926
ACERO ZONA B	108.009	108.819	109.630	110.441	111.252	112.063	112.874	113.685	114.496	115.307	116.118
ACERO ZONA C	113.430	114.080	114.729	115.379	116.029	116.679	117.328	117.978	118.628	119.278	119.927
Hormigón zona A	580.957	587.834	594.711	601.588	608.465	615.342	622.219	629.096	635.973	642.850	649.727
Hormigón zona B	587.604	594.481	601.358	608.235	615.112	621.989	628.866	635.743	642.620	649.497	656.374
Hormigón zona C	713.644	730.204	746.764	763.324	779.884	796.444	813.004	829.564	846.124	862.684	879.244
Grupo 6: EDIFICIO	recta	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACERO ZONA A	105.164	105.476	105.788	106.100	106.412	106.724	107.037	107.349	107.661	107.973	108.285
ACERO ZONA B	108.009	108.432	108.855	109.278	109.702	110.125	110.548	110.972	111.395	111.818	112.242
ACERO ZONA C	113.430	113.697	113.964	114.232	114.499	114.766	115.033	115.301	115.568	115.835	116.102
Hormigón zona A	580.957	585.994	591.031	596.068	601.105	606.142	611.179	616.216	621.253	626.290	631.327
Hormigón zona B	587.604	592.641	597.678	602.715	607.752	612.789	617.826	622.863	627.900	632.937	637.974
Hormigón zona C	713.644	722.108	730.572	739.036	747.500	755.964	764.428	772.892	781.356	789.820	798.284

Tabla 186. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 180 doble circuito.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

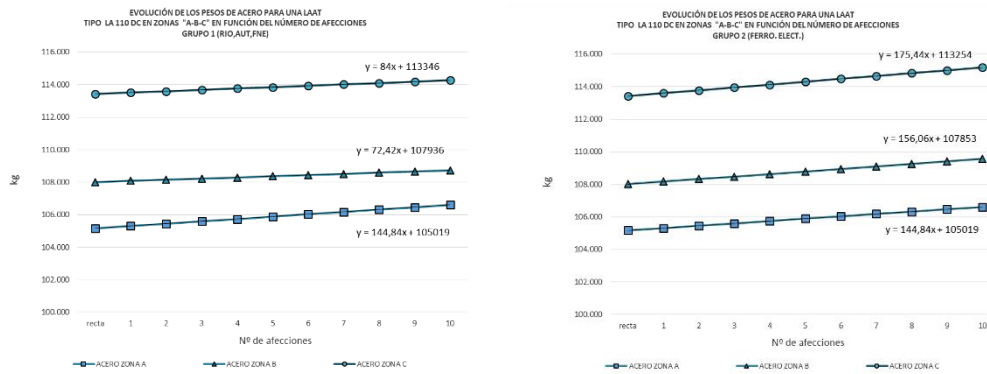


Figura 311. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.

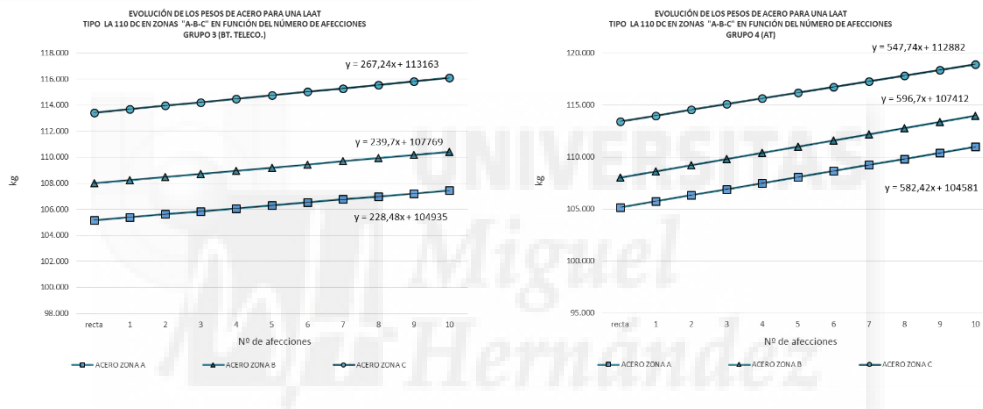


Figura 312. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.

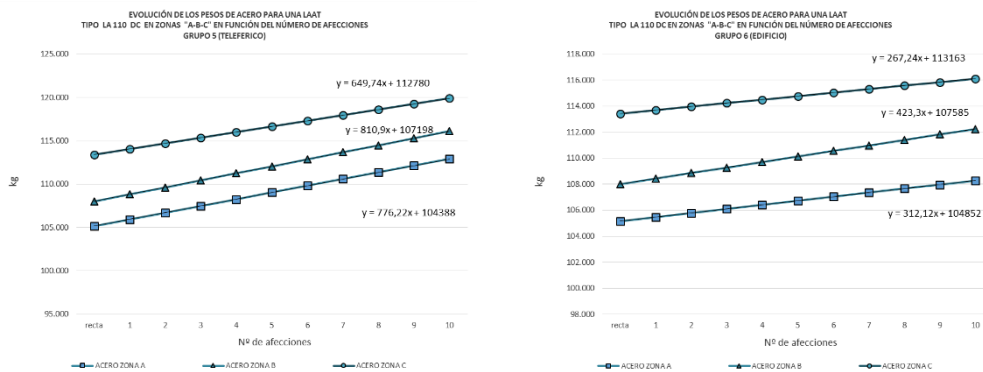


Figura 313. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

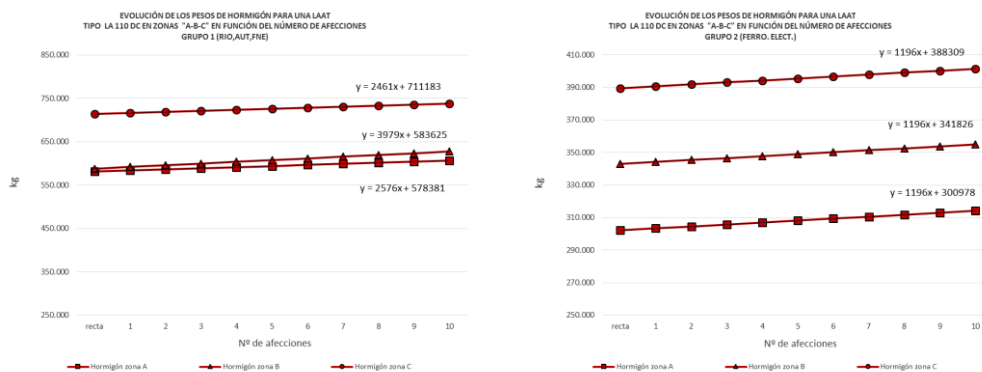


Figura 314. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.

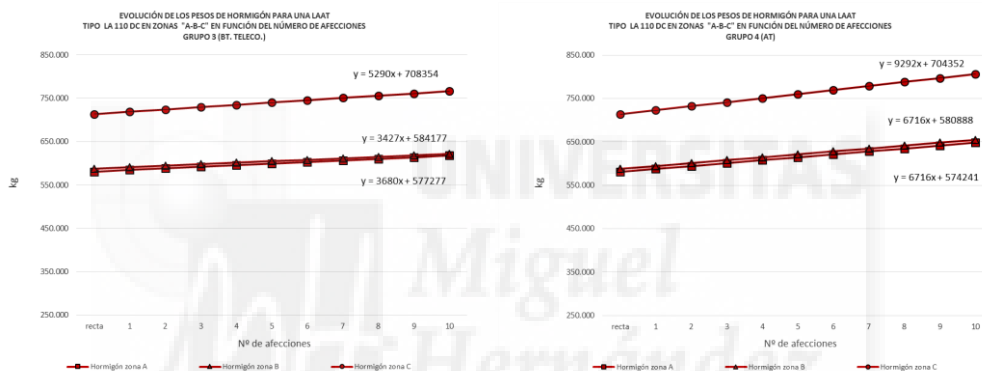


Figura 315. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.

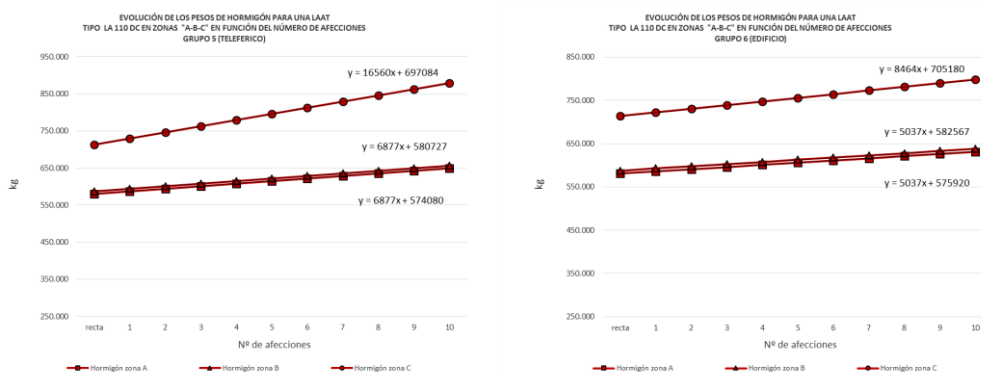


Figura 316. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.

7.4.- DEL CONSUMIDOR FRENTE AL SECTOR ELÉCTRICO

Fue en la primera mitad del siglo XX cuando se declaró el **suministro eléctrico** como servicio público en España, intensificando en dicho sector el intervencionismo estatal^{CXCII}. Dejando el concepto de **servicio público** y sustituyéndola por una **garantía de suministro** con la antigua Ley 54/1997 del sector eléctrico.

Con el ingreso en España en la Comunidad Europea y la consiguiente incorporación a nuestro derecho del Acta Única Europea [355], cuyo objetivo era formar un mercado interior en todos los ámbitos de la Economía (incluyendo evidentemente la electricidad) se produjo un cambio en la actuación del Estado hacia una línea menos intervencionista. Comenzó un proceso liberalizador en la industria de red (telecomunicaciones, servicio postal, etc...) mediante el que se ha ido redefiniendo el concepto de servicio público para dar cabida al mercado.

Las leyes deben, en principio, velar para que la liberalización se realice manteniendo el necesario equilibrio, dado que existen necesidades irrenunciables que el mercado por sí sólo no puede garantizar y que se traducen en fricciones que están presentes en el modelo actual, fricciones por ejemplo en materia de protección al consumidor. Éstas deben resolver a favor de este último, a la luz de los preceptos constitucionales como veremos a continuación.

Las sucesivas modificaciones legislativas que se han dado en materia de energía eléctrica y la dispersión normativa existente, sitúan a menudo a los consumidores de este suministro básico en una situación de vulnerabilidad, próxima a la indefensión ya que no despliegan el efecto protector necesario dejando los derechos e intereses de los consumidores al destino del poder económico y por tanto de las grandes compañías eléctricas. Dicha situación de especial vulnerabilidad sitúan muchas veces al ciudadano en situación de indefensión proscrita por el art 24 de la **Carta Magna** [139].

La legislación en la materia, y en lo concerniente a los consumidores y usuarios debe interpretarse, entonces, a la luz de la protección que dispensan las normas reguladoras de la protección al consumo en concreto el Real Decreto Legislativo 1/2007 [356], por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias y en nuestro ámbito autonómico la Ley 1/2011 [357], de la Generalitat, por la que se aprueba el Estatuto de los Consumidores y Usuarios de la Comunitat Valenciana.

Dichas normas no son sino en sus respectivos ámbitos de aplicación, el desarrollo

^{CXCII} La actual Ley 24/2013 [29] del sector eléctrico, cataloga a éste como "El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general, pues la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia. La ordenación de ese servicio distingue actividades realizadas en régimen de monopolio natural y otras en régimen de mercado".

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

del mandato constitucional contenido en el artículo 51 de la Constitución Española, según el cual *“los poderes públicos garantizarán la defensa de los consumidores y usuarios, protegiendo, mediante procedimientos eficaces, la seguridad, la salud y los legítimos intereses económicos de los mismos”*. Asimismo, establece que promoverán su información y educación, fomentarán sus organizaciones y las oirán en las cuestiones que puedan afectarles.

Recientemente la Ley 24/2013 [29], del Sector Eléctrico dedica su título VIII a la regulación del régimen jurídico de los consumidores de energía eléctrica. En el mismo, la ley regula los derechos y obligaciones de los consumidores en el art. 44, si bien remite para su desarrollo a un reglamento estableciendo que se podrá limitar estos derechos especialmente en caso de impago. El legislador difiere a una norma de rango reglamentario (perdiendo la oportunidad de hacerlo con una norma con rango legal) la regulación de las *“medidas de protección del consumidor”*, que a su vez tendrán que recogerse no en todos los contratos entre comercializador y consumidor, sino sólo en los de *“aquellos consumidores que por sus características de consumo o condiciones de suministro requieran un tratamiento contractual específico”*.

Igualmente se degradan a la regulación reglamentaria cuestiones tan significativas para los usuarios como *“los mecanismos de contratación y las condiciones de facturación de los suministros, incluyendo los procedimientos de cambio de suministrador (...) y de resolución de reclamaciones”*, estableciendo una única limitación legal y es que estos cambios se realizarán en *“un plazo máximo de 21 días”* se reiteran derechos ya reconocidos a los consumidores por la legislación anterior (ejemplo derecho a ser asesorado en el momento de la contratación sobre el peaje de acceso y la potencia o potencias a contratar, derecho al cambio de suministrador en un plazo máximo de 21 días o el derecho a elegir el medio de pago entre los comúnmente utilizados en el tráfico, entre otros).

Como novedad, se reconoce expresamente el derecho a recibir el suministro a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes (factura desglosada y comprensible) y no discriminatorios (arts. 44.1. d. 8º, e, j, n). Se obliga a disponer de un servicio de atención telefónica gratuita (arts. 44.1) y se establece un procedimiento administrativo y gratuito de resolución de reclamaciones ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (art. 43.5).

La resolución final podrá obligar a la restitución de lo cobrado indebidamente, así como a la indemnización de los daños ocasionados por la vulneración de derechos contemplados en la ley sectorial (ejemplo compensación por interrupción del servicio). Aunque la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (**CNMC**) carece de competencia para resolver controversias contractuales con usuarios finales, sí se atribuye a este organismo la función de *“supervisar”* la efectividad y la aplicación de las medidas de protección a los consumidores, pudiendo *“dictar resoluciones jurídicamente vinculantes tendentes al cumplimiento de las mismas”* (art. 43.6).

En cuanto al derecho a recibir el suministro a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios cabe preguntarnos si el método establecido para la determinación del precio es “**transparente**” como obliga la norma.

La transparencia de los precios para el pequeño consumidor de la energía es una obligación impuesta por la normativa eléctrica como por la normativa general de consumo. Tenemos que citar en este punto necesariamente la Directiva 2009/72/CE [257] del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad que exige en el apartado 3 del artículo 3 que los Estados miembros garanticen el derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada y a “*unos precios razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios*”, artículo 44 de la Ley 24/2013 [29], del Sector Eléctrico. Esta ley establece el derecho de los consumidores a “**ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios**” y a “**recibir información transparente sobre los precios y condiciones generales aplicables al acceso y al suministro de energía eléctrica**”.

En el Real Decreto 216/2014 [229], de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica (en adelante **PVPC**) y su régimen jurídico de contratación se justifica su aprobación en la exposición de motivos porque “*este nuevo mecanismo permitirá lograr una mayor transparencia en la fijación del precio*”. En líneas generales se considera en la norma que si el consumidor conoce a partir de las ocho y cuarto de la tarde del día anterior al consumo el precio del mercado diario del día siguiente, el consumidor tomará sus decisiones consecuentes con esa información. Sin embargo, estas consideraciones son cuestionables. Se confunde el concepto de “transparencia” con la obligación de los comercializadores o de los diversos organismos públicos y privados implicados, a saber: Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, el operador del sistema (Red Eléctrica, **REE**), el operador del mercado, de publicar en su web información muy detallada sobre el precio de la energía.

El modelo llamado a hacer más transparentes los precios de la energía se sustenta sobre diversos presupuestos equivocados, que nos hace vaticinar un desconocimiento generalizado acerca del precio de la energía eléctrica. Señalar que no todos los usuarios de energía eléctrica tienen acceso a internet y en mayor medida personas de tercera edad, zonas rurales etc... que nunca consultarán la web ni de **REE**, ni de la **CNME**.

Pero a mayor abundamiento la publicación en la web de gran cantidad de información técnica y detallada sobre el precio de la energía durante cada hora de la jornada siguiente no garantiza el derecho del usuario a una información transparente. Es tal la cantidad de información técnica de gran complejidad la que un ciudadano con un nivel cultural medio no entendería, lo que causa el efecto contrario “desinformación” y por lo tanto, “desprotección”. En este sentido, ha tenido oportunidad de pronunciarse el

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tribunal Supremo en sentencia de 9 de mayo de 2013 a propósito de las *clausulas suelo* en el sector bancario y ha admitido que no puede ser considerada como “transparente” *“una información financiera detallada hasta el agotamiento, que abrumba al usuario y acaba convertida en algo ininteligible para el usuario medio”*. Ese mismo fenómeno se produce en el nuevo sistema de regulación del precio de la energía.

Hay que destacar que el nuevo método hace recaer sobre el consumidor la obligación de proveerse la información sobre el precio de la energía y otras cuestiones asociadas que pueden llevarle a tomar sus decisiones de consumo, cuestión que en materia de consumo está especialmente prohibido.

Por lo tanto, el nuevo sistema de determinación del precio establecido en el citado Real Decreto vulnera las exigencias de información impuestas por propio artículo 44 de la Ley 24/2013 [29], del Sector Eléctrico que en su apartado d) exige que el contrato de suministro especifique *“la información actualizada sobre precios y tarifas aplicables y, en su caso, disposición oficial donde se fijen los mismos”*. Obviamente, el contrato de suministro a **PVPC** no puede contener esta información sobre los precios.

A lo sumo, incluirá una referencia a la web donde se publiquen los elementos determinantes del **PVPC**. Paradójicamente, los preceptos reglamentarios que regulan el contenido del contrato o los deberes de información no exigen incluir la referencia a la web de **REE** (arts. 19 y 20 Real Decreto 216/2014 [229], respectivamente); El artículo 44.1. e) reconoce el derecho de los usuarios a *“ser notificados de forma directa por su suministrador sobre cualquier revisión de los precios derivada de las condiciones previstas en el contrato en el momento en que ésta se produzca, y no más tarde de un período de facturación después de que haya entrado en vigor dicha revisión, de forma transparente y comprensible”*. Esta exigencia legal es incompatible con el funcionamiento del nuevo sistema en el que los precios se modifican cada hora y las previsiones se publican a través de la web de **REE** apenas unas horas antes de su aplicación.

El sistema establecido de determinación del precio vulnera como hemos dicho la Directiva 2009/72/CE [257] del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 [358] sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad pero también otra normativa Europea en materia de consumo. Se trata de una práctica prohibida en la Directiva 93/13/CE [359] sobre cláusulas abusivas en los contratos celebrados con consumidores. En la letra l de su Anexo, la norma advierte de que se considerarán abusivas las cláusulas que tengan por objeto *“estipular que el precio de las mercancías se determine en el momento de su entrega, u otorgar al vendedor de mercancías o al proveedor de servicios el derecho a aumentar los precios, sin que en ambos casos el consumidor tenga el correspondiente derecho a rescindir el contrato si el precio final resultare muy superior al precio convenido al celebrar el contrato”*.

Pero también el modelo tarifario impuesto por el Real Decreto 216/2014 [229] también vulnera la Directiva 2011/83/UE [360] del Parlamento Europeo y del Consejo,

de 25 de octubre de 2011, sobre los Derechos de los Consumidores [360]. En su artículo 5, indica que *"antes de que el consumidor quede vinculado por un contrato"*, el proveedor *"deberá facilitar de forma clara y comprensible al consumidor"* o bien *"el precio total de los bienes o servicios, incluidos los impuestos, o, si el precio no puede calcularse razonablemente de antemano"* debido a su naturaleza, *"la forma en que se determina el precio"*.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (**CNMC**) ha pedido que las eléctricas bajen un 33% la tarifa por el alquiler de los contadores digitales que no están conectados al sistema de telegestión y que las compañías facturen a los usuarios afectados, la inmensa mayoría de los que tienen en alquiler estos contadores, lo mismo que a los que todavía cuentan con los antiguos, ya que no se están beneficiando de las funcionalidades de los nuevos equipos de medida.

En su informe dice textualmente que *"para aquellos consumidores que dispongan de contadores con capacidad de telemedida y telegestión para los que la empresa distribuidora no ponga a disposición de las empresas comercializadoras información horaria real (no perfilada) de los consumos de energía eléctrica, debería cobrarseles el precio alquiler del equipo de medida correspondiente a los antiguos contadores monofásicos (0,54 €/mes, de acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/3860/2007) [361], puesto que tales consumidores no se están beneficiando de las funcionalidades de los nuevos equipos de medida"*.

Las eléctricas están facturando a los usuarios la tarifa por el alquiler de los nuevos contadores que según la normativa sólo puede aplicarse si cumplen los requisitos de integración en el sistema de telegestión y telemedida dispensando un trato discriminatorio frente a los usuarios con los antiguos contadores al pagar una tarifa muy superior sin que ello implique el acceso a servicios adicionales.

Este comportamiento está vulnerando abiertamente el Ley 24/2013 [11], de 26 de diciembre, del sector eléctrico, cuyo artículo 44.i reconoce el derecho de los usuarios a *"ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios"* como hemos visto.

También se incumple el art. al artículo 87.5 del Real Decreto Legislativo [185] por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios, que considera abusiva cualquier estipulación *"que prevea el cobro por productos o servicios no efectivamente usados o consumidos"*.

7.4.1.- EN CUANTO AL DERECHO A UN SERVICIO DE ATENCIÓN TELEFÓNICA GRATUITA AL CLIENTE

Exige el artículo 19.1, h) Real Decreto 216/2014 [229] que el contrato contenga

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“información sobre el servicio de atención a quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones”. En concreto, deberá constar *“la dirección postal, servicio de atención telefónica y número de teléfono, ambos gratuitos, y el número de fax o dirección de correo electrónico al que el consumidor pueda dirigirse directamente”*. Constituye un paso significativo que el Real Decreto exija que tanto la atención como el número telefónico han de ser gratuitos. Queda por tanto superada la interpretación avalada por la Audiencia Nacional en su sentencia de 13 de octubre de 2009 SAN 13 octubre 2009 (RJCA/2009/765), que la información tenía que ser prestada de forma gratuita y el número de teléfono podría ser un número con coste para el usuario.

7.4.2.- ALCANCE Y RESPONSABILIDADES DE LAS DISTRIBUIDORAS Y COMERCIALIZADORAS.

El art 19 del Real Decreto 216/2014 [229] establece un mecanismo de corrección de errores en la facturación como consecuencia de errores administrativos y de medida, delimitando claramente el alcance y las responsabilidades del comercializador y del distribuidor. Desde que se liberalizó el suministro eléctrico, la distribución de responsabilidades entre comercializadores y distribuidor ha sido una de las cuestiones que mayor confusión ha generado entre los usuarios. A menudo, las habituales reclamaciones sobre facturación se han convertido en una guerra entre comercializador y distribuidor con el objeto de eludir sus responsabilidades frente al usuario obligando al mismo a un peregrinar entre las distintas administraciones y juzgados que produce un efecto disuasorio para presentar reclamaciones ante los abusos más claros y rotundos. Por ello, se ha de valorar positivamente que se obligue a delimitar *“claramente el alcance y las responsabilidades del comercializador y del distribuidor”*.

Frecuentemente, se suscitan dudas respecto al sujeto frente al que se debe reclamar. Si la empresa distribuidora es la responsable de realizar la lectura de los suministros y el consumidor ha contratado con una comercializadora que no factura consumo por carecer de lecturas, ¿contra quién tiene que reclamar: contra la distribuidora con la que no mantiene ninguna relación comercial y carece de datos o contra la empresa comercializadora que es la que emite la factura?

En el nuevo régimen de suministro de energía eléctrica, en el que el consumidor libremente elige al comercializador en el mercado libre o en su caso, se acoge a la **PVPC**, aunque la normativa sectorial no lo prevea expresamente, el responsable frente al consumidor de la adecuada **Calidad del Suministro**, -incluyendo en el concepto de calidad la facturación y lectura de contadores (art. 103.1 Real Decreto 1955/2000 [14] [13])- , es el comercializador y es a él al que el consumidor debe dirigir sus reclamaciones, sin perjuicio de las reclamaciones derivadas de un contrato de acceso a red celebrado con una empresa distribuidora.

Las vicisitudes que puedan afectar a la lectura de contadores y correlativa facturación pertenecen a las relaciones internas distribuidor – comercializador y entre ellos se deberán depurar las correspondientes responsabilidades. En un escenario en el que el consumidor no mantiene ningún vínculo contractual con el distribuidor, el incorrecto cumplimiento por parte de éste de las obligaciones que, legal o contractualmente, le incumben podrá justificar la imposición de una sanción administrativa o la exigencia de responsabilidad contractual por el comercializador, pero no actuará como causa de exoneración de responsabilidad del comercializador frente al consumidor.

Tenemos que señalar que el artículo 109 del Real Decreto 1955/2000 [14] [13] establece que *“la responsabilidad del cumplimiento de los índices de **Calidad del Suministro** (...) corresponde a los distribuidores que realizan la venta de energía al consumidor o permiten la entrega de energía mediante el acceso a sus redes, sin perjuicio de la posible repetición, por la parte proporcional del incumplimiento, por la empresa distribuidora contra la empresa titular de las instalaciones de transporte, responsable de la entrega de energía en los puntos de enlace entre las instalaciones de transporte y las instalaciones de distribución”*. Esta norma se ha quedado desfasada puesto que hace referencia a cuando las empresas comercializadoras sólo suministraban a los denominados *“consumidores cualificados”*.

La jurisprudencia ha tenido oportunidad de pronunciarse sobre el tema en cuestión, así la sentencia de la Audiencia Provincial de Murcia de 29 de diciembre de 2011 (JUR 2012/29327), a propósito de la responsabilidad del comercializador por la **Calidad del Servicio** declara la sentencia que *“en primer lugar, no resulta tan claro que la normativa comentada excluya toda responsabilidad del suministrador en esta energía”* y *“debe tenerse en cuenta que la legislación comentada es de naturaleza administrativa, regulando el sector eléctrico en cuanto se trata de una cuestión de gran trascendencia pública. Dicha regulación tiende a proteger a los usuarios y a regular las relaciones entre las empresas dedicadas a la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, pero su ámbito no modifica ni excluye las responsabilidades que puedan surgir entre los usuarios de la energía y tales compañías, como por otra parte pone de relieve el artículo 59.2 de la comentada Ley especial, según el cual las responsabilidades establecidas en la misma se han de entender, sin perjuicio de las... civiles y penales o de otro orden en que pudieran incurrir las empresas titulares de actividades eléctricas o sus usuarios”*, a lo que debe añadirse lo que establece el art. 105.7 del Real Decreto 1955/2000 [14] [13]: *“sin perjuicio de las consecuencias definidas en los párrafos anteriores, el consumidor afectado por el incumplimiento de la **Calidad del Servicio** individual, podrá reclamar, en vía civil, la indemnización de los daños y perjuicios que dicho incumplimiento le haya causado”*. Por lo tanto, la responsabilidad entre los contratantes (...), se rigen por lo establecido en dicho contrato (arts. 1089, 1091, 1101, 1254 y 1258 CC). El usuario de energía no celebra contrato alguno con la distribuidora ni con la generadora de la energía, por lo que ninguna reclamación puede dirigirse contra las mismas. Frente a ello, ha concertado un contrato con la suministradora o comercializadora, y los

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

daños que le ocasione dicho suministro pueden reclamarlos, sin que pueda la demandada (comercializadora) alegar que el producto suministrado sea defectuoso o carezca de la calidad precisa”.

En el mismo sentido cabe citar la sentencia de la Audiencia Provincial de Alicante, sección 9ª, de 23 de diciembre de 2011 (JUR 2012/75137): *“La situación que se plantea no debe contemplarse desde la complejidad del actual panorama eléctrico, con una pluralidad de empresas concurrentes o de posible concurrencia, y diferenciación de funciones difícilmente entendible para el consumidor, puesto que aquí no se trata de quien aparece en el mercado, y frente a determinados clientes, también como posible contratante del suministro eléctrico, sino de algo más concreto. Se trata pura y simplemente de un contrato de suministro suscrito en su día entre las partes hoy litigantes (...) y en virtud del cual es la entidad demandada, la comercializadora del servicio de energía eléctrica, la que se compromete a proporcionar el suministro eléctrico, frente a la entidad asegurada en la ahora demandante, produciéndose la “contratación conjunta de la adquisición de la energía y el acceso a las redes a través del Comercializador”. Así la asegurada en la demandante no tiene por qué contratar con la distribuidora ni con la generadora, esto será una cuestión que tenga que resolver la comercializadora que se la habrá de entender con aquéllas. La contratación conjunta que se realiza es de la compra de energía y el acceso a redes, no es que demandante y demandada contraten con esas otras empresas. La entidad demandada contrata en nombre propio un suministro en el que intervienen otras empresas pero ajenas a la relación contractual que le liga con su cliente, y sin que éstas le exoneran de su responsabilidad contractual, por más que el cliente pueda dirigirse también contra ellas, pero ya no por esa vía, pues no existe vínculo jurídico que les una, pues la comercializadora no actúa como mandante de nadie aquí, sino en nombre propio, frente al cliente, consumidor de la energía que se compromete a proporcionarle. Pero es que la empresa demandada, aunque sea comercializadora, se encuentra obligada en virtud de lo establecido en el artículo 45 de la Ley 54/97 de 27 de noviembre, de Regulación del Sector Eléctrico, a asegurar el nivel de **Calidad del Servicio**, lo que se incumple de forma evidente desde el momento en el que una alteración del servicio origina daños en su cliente, por lo que resulta evidente la procedencia de desestimar la excepción que se alega por la entidad demandada en el presente juicio de falta de legitimación pasiva”.*

7.5.- DE LA TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA DE LOS EXPEDIENTES DE RECLAMACIÓN

Desde la liberalización del sector eléctrico primeramente mediante la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 [18], en las cuales se separaron las actividades de Distribución (20, 66 y 132 kV) y Transporte (220, 400 kV) existiendo previamente la clásica de Distribuidor. Posteriormente por la modificación a la citada Ley [18], con la Ley 17/2007 [27], y se pasa a ejercer por la figura del Comercializador en libre competencia, la facturación “del recibo de la luz”. Pero es a partir del 1 de julio de 2009, por la aplicación del Real Decreto 485/2009 [36], cuando el distribuidor, deja de poder facturar y emitir los “recibos de la luz” y es cuando **empieza el desconcierto** en los usuarios o consumidores de dicha energía eléctrica, aunque también ocurre dicha separación en el **sector del gas**, sin tener ni mucho menos, el impacto de insatisfacción que ocurre en el sector eléctrico.

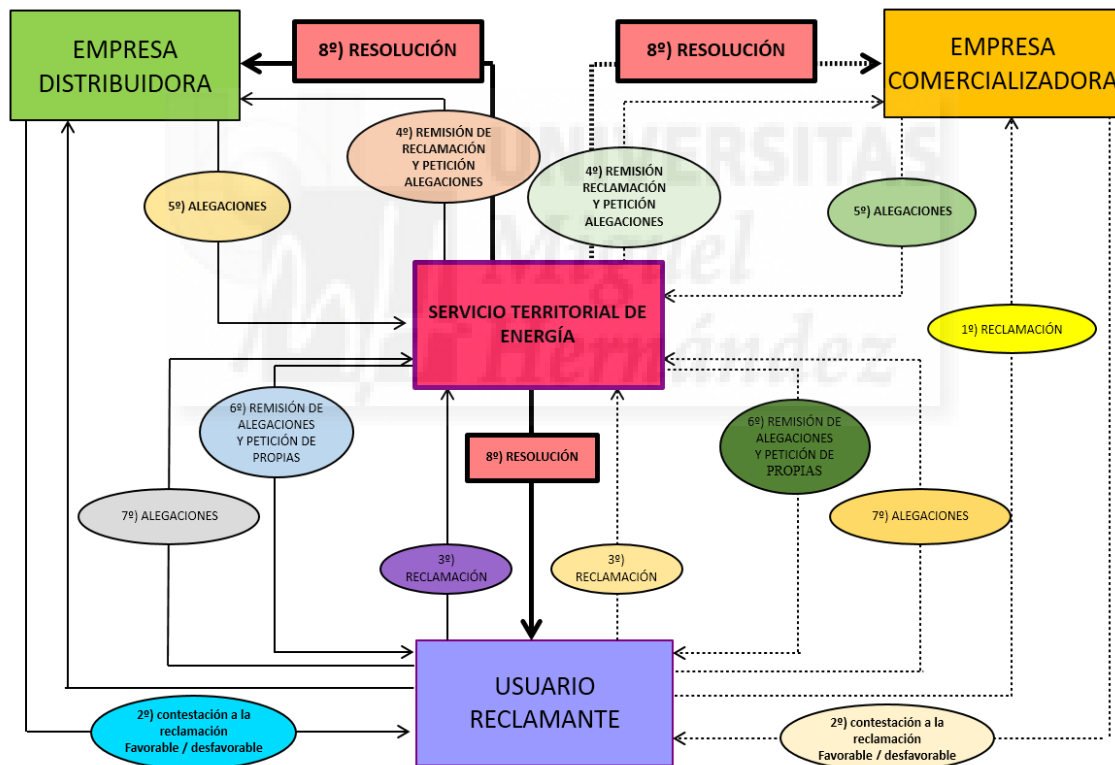


Figura 317. Procedimiento de reclamaciones en materia de Calidad de Servicio.

Por tanto podemos decir, que desde el 1 de septiembre de 2009, el grado de insatisfacción del usuario es patente. El número de reclamaciones en las Administraciones Competentes en materia de Energía se han multiplicado por 100. Y recordemos, que en la definición de **Calidad de Servicio**, viene contemplada el trato Distribuidor y Usuario, y tanto el Real Decreto 1955/2000 [13] [14], en la propia Ley 54/1997 [18], del Sector Eléctrico y en la reciente Ley 24/2013 [11], del sector eléctrico. Y lo peor de ello, es que la Administración **le paga al Distribuidor por atender al usuario**, tal y como se ha visto

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

con el Real Decreto 1048/2013^{CXCIII} [320], de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Pero nos encontramos, con que muchas veces, y fruto quizás de la propia competencia entre los propios Comercializadores, al “**usuario se le engaña**”.

Pero en la propia Ley 24/2013 en su artículo 43 (...)

*“4. Sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla y del establecimiento por los prestadores de sistemas propios de tramitación de reclamaciones que se ajusten a lo dispuesto en la Recomendación 2001/310/CE, de la Comisión, de 4 de abril de 2001 relativa a los principios aplicables a los órganos extrajudiciales de resolución consensual de **litigios en materia de consumo**, se preverá reglamentariamente la posibilidad de acudir al **sistema arbitral de consumo** para la resolución de tales reclamaciones.*

*5. Para el supuesto de que no se sometan a las entidades de resolución alternativa de litigios en materia de consumo o que estas **no resulten competentes** para la resolución del conflicto, los usuarios finales que sean **personas físicas** podrán someter la **controversia al Ministerio de Industria, Energía y Turismo**, cuando tales controversias se refieran a sus derechos específicos como **usuarios finales**, incluidos todos los previstos en esta ley y sin perjuicio de las competencias del resto de Administraciones Públicas.*

*6. El procedimiento, que se **aprobará** por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, deberá ser **transparente, sencillo y gratuito**. La resolución que se dicte podrá ordenar la devolución de importes indebidamente facturados y, en general, disponer cuantas medidas tiendan a restituir al interesado en sus derechos e intereses legítimos, incluyendo la posibilidad de reembolso y compensación por los gastos y perjuicios que se hubiesen podido generar.”*

Por tanto en esta tesis doctoral proponemos una solución a dicho problema de competencias entre la Ley del Sector Eléctrico, por su falta de desarrollo, en relación al usuario. Se desarrolla un esquema de flujos de la posible tramitación de esas reclamaciones, que la administración competente en materia de energía, debiera aplicar, si es que existiera la Orden de desarrollo que enumera la propia Ley y que aún no se ha legislado.

Tal y como se puede observar, la **aportación** contempla tanto las figuras jurídicas de Distribuidor y la de Comercializador. Así como en las materias de Mercado Regulado mediante:

^{CXCIII} Real Decreto 1048/2013 de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- a) La tarifa Precio Voluntario Pequeño Consumidor (**PVPC**), que es la sucesora de la Tarifa de Último Recurso (**TUR**), tarifa cuyos precios regula el Gobierno y que es accesible a aquellos consumidores que contraten una potencia inferior a 10 kW y no quieran contratar en el mercado liberalizado.
- b) Y los usuarios o consumidores que quieran contratar mediante ofertas de mercado libre.

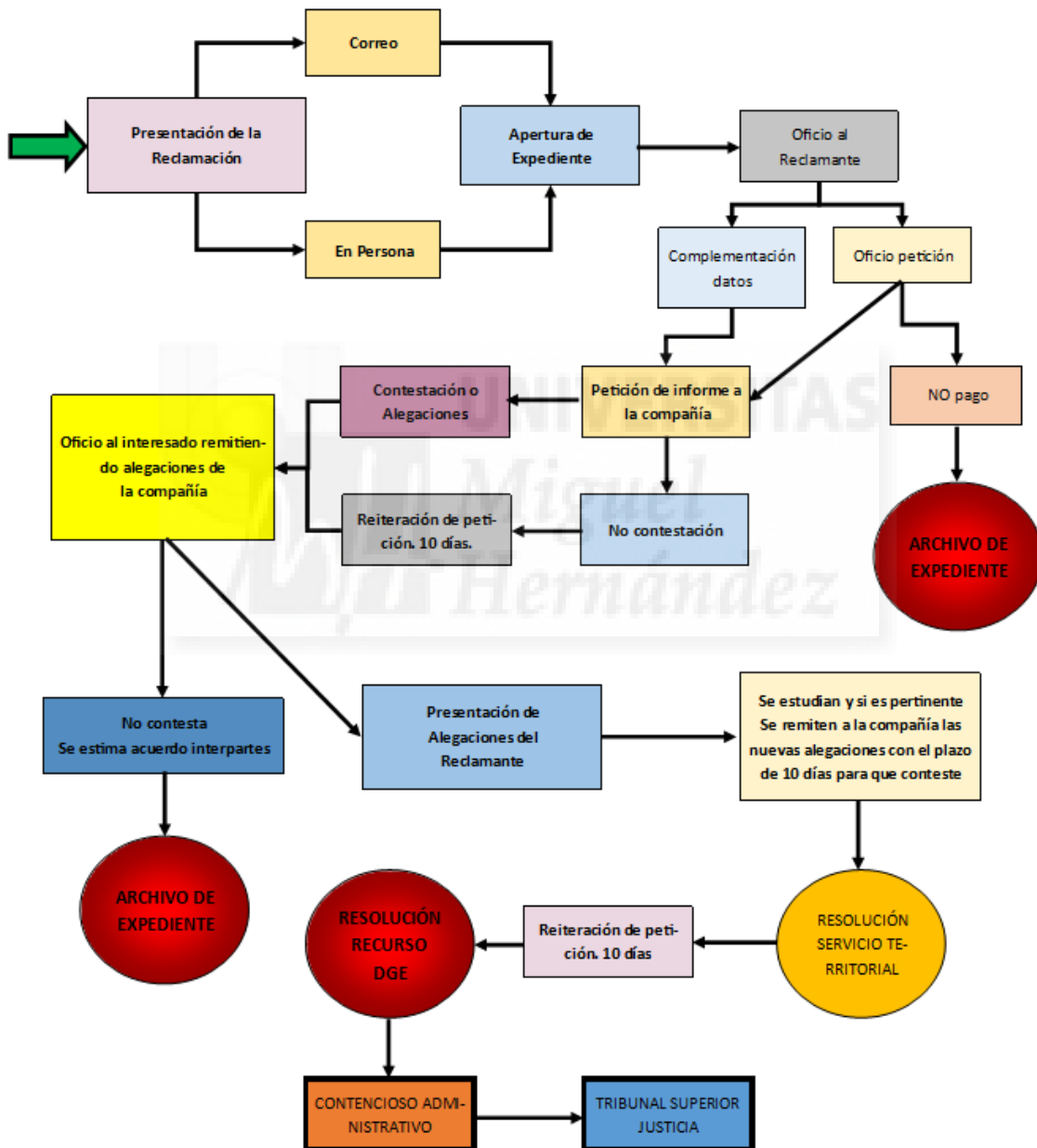


Figura 318. Procedimiento propuesto para las reclamaciones en materia de energía.

7.6.- DE LA APLICACIÓN DE LA HIPÓTESIS CÁTERA AL CONFLICTO DE DISTRIBUIDOR DE ZONA Y A LAS VARIABLES DEL TRAZADO Y A SUS COSTES

Se han expuesto **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** el método y los resultados de los cálculos según el método **CÁTERA** ofrecidos por la parametrización realizada y un primer análisis es que el resultado es el esperado. Se ha diseñado una situación que podría considerarse ideal: las tres empresas se encuentran a distintas distancias y se han supuesto unas condiciones para sus infraestructuras de suministro muy similares, de forma que el resultado es el esperado, la empresa cuya subestación se encuentra a menor distancia es la que presenta menos costes para el sistema tanto si se calcula por el procedimiento establecido por la **CNMC** como por el propuesto.

No obstante la ventaja fundamental de disponer de un procedimiento que permite cálculos instantáneos de un sistema complejo, mediante el estudio de cómo se comporta cuando se modifican cada una de sus variables es: poder explorar y dar respuestas a la pregunta: ¿pero, y que hubiera pasado si...?

De forma que vamos a suponer ahora que no todo es tan favorable a la virtud de la decisión a tomar.

Y supongamos el caso, para poner a prueba al sistema, de que algún tramo de línea se encuentre en una zona distinta y un primer tramo para alguna de ellas en zona "B", que alguna de las líneas las líneas tuviera una aproximación a la zona a urbanizar por terrenos con menor ocupación y por tanto menores afecciones en su trazado y costes de expropiación.

Pues veamos que podría ocurrir:

LA RETRIBUCIÓN UNA VEZ PONDERADA SEGÚN:					
ZONA DE INSTALACIÓN, EL CONDUCTOR UTILIZADO, LAS AFECCIONES EN EL TRAZADO, LA OROGRAFÍA DEL TERRENO Y EL PRECIO DEL SUELO AFECTADO					
Coste de las expropiaciones					
EDH1	EDH2	EDH3	EDH1	EDH2	EDH3
27.922 €	47.338 €	150.647 €	615.046 €	1.042.888 €	644.675 €
464 €	52.082 €	32.551 €	77.583 €	313.674 €	196.046 €
			128.333 €	177.429 €	170.747 €
			93.833 €	166.070 €	93.833 €
			458.001 €	458.001 €	458.001 €
			92.013 €	170.448 €	75.946 €
28.387 €	99.420 €	183.199 €	1.464.808 €	2.328.510 €	1.639.248 €

Figura 319. Aplicación del modelo CÁTERA con un cambio de zona.

La **EDHI-1** sería en esas condiciones la que ofreciera el mínimo coste para el sistema y mientras todo esto sucede, el actual sistema de la **CNMC**, basado únicamente en las mediciones y configuración eléctrica de las líneas, estaría ajeno a estas variaciones

habidas en los costes para el sistema.

Por lo que, con el actual sistema, no se podría garantizar la comprobación del cumplimiento de la elección de la propuesta que presente el mínimo coste para el sistema. Por lo que podemos concluir, de que los precios propuestos por la CNMC, no son ni buenos ni malos, desde el punto de vista del distribuidor.

No tienen en cuenta, las posibles variables que puedan ocurrir en su instalación, como son las de ir por zonas distintas A, B y C. Por tanto no es un sistema justo. Ni el Estado tiene que pagar de más a los Distribuidores para que aumente la **Calidad de Servicio**. Ni se le puede retribuir de menos, ya que al final el o los afectados serán la propia empresa y los consumidores, ya que perderá, **Calidad de Servicio**, al ver el distribuidor mermados sus ingresos.

Con el método **CÁTERA**, se pueden ajustar los precios unitarios a los valores que se deseen, pero se podrá tener siempre que se quiera en cuenta:

- a) Las afecciones u obstáculos por donde deba de discurrir la línea. Cruces con carreteras, otras líneas, etc.
- b) El tipo de suelo, para tener en cuenta las diferentes expropiaciones. Y por tanto su enorme repercusión.
- c) La zona clasificada como A, B y C por el Real Decreto que aprobó el Reglamento de líneas de alta tensión. Ya que no es lo mismo hacer un tendido de una línea por un **terreno llano**, que incluso tener que llevar la torre con un helicóptero en zona C.



Fotografía 46. Izado con helicóptero de apoyo de línea de alta tensión, por difícil acceso. Alicante. Fuente Iberdrola Ingeniería.

7.7.- SOBRE LA FORMULACIÓN DE RETRIBUCIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Después de analizado en profundidad el Real Decreto 1048/2013 [317] y vistas las posibles hipótesis de inversiones de la hipotéticas empresas eléctricas distribuidoras, podemos concluir con una serie de conclusiones, en referencia a dicha normativa de obligado cumplimiento.

El Decreto establece una fórmula retributiva estructurada en varios conceptos:

$$R_n^i = R_{base}^i + R_{NI}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i \quad \{127\}$$

- La retribución por las inversiones realizadas por la empresa hasta el “año base”.
- La retribución de las inversiones realizadas desde entonces.
- La retribución por “funciones complementarias” realizadas por las empresas.
- Los estímulos al aumento de la calidad, la reducción de pérdidas y la represión del fraude.

Como se decía a lo largo de la tesis doctoral, el planteamiento del regulador, es un método retributivo, **estable** y que **perdure a lo largo del tiempo**, con objetivo claro, de una retribución conceptual por módulos (nuevas inversiones, fraude, **Calidad de Servicio**, etc.). Tiene previsto también el regulador los parámetros económicos, según la evolución esperada de la economía del país.

Ha tenido en cuenta un **régimen transitorio**, ya que de no haberlo hecho, las empresas hubieran visto considerablemente mermada su retribución. Sobre todo las pequeñas distribuidoras o cooperativas, no hubieran podido aguantar un cambio, sin pasar por un periodo transitorio.

Se establecen unos “**valores unitarios de referencia**” (pendientes aún de publicar) para los elementos de inversión más comunes del sector. Cuando se establecen “valores medios”, habrá empresas que vean que los valores oficiales **no reflejan la realidad de los costes incurridos**, especialmente si no se establecen distinciones para las peculiaridades de las instalaciones realizadas en zonas rurales, en comparación con las urbanas, o la incidencia en el coste de los trazados del salvado de accidentes naturales del terreno o de vías o estructuras construidas por el hombre. Por tanto el ministerio deberá instar a la CNMC a que establezca un método de cálculo que considere esos aspectos. En esta tesis doctoral se ha propuesto uno que hemos denominado método **CÁTERA**.

También se ofrecerá a cada empresa un valor medio a la vida útil residual de su inventario, volviendo a aparecer la **incertidumbre**, por no existir en el Decreto un anti-cipo de la metodología que se utilizará para determinarla.

No se tienen en consideración las inversiones realizadas por las empresas en elementos del sector: transformadores, cables, torres, etc. que mantienen en stock para poder atender con rapidez los incidentes del sistema. Al no entrar entre los elementos operativos del inventario **no son retribuidos** hasta el momento en que fuera necesaria su instalación, siendo entonces valorados en función de su fecha de adquisición, con reducción de su vida útil, y eliminación del inventario del elemento sustituido, con pérdida de las amortizaciones pendientes de percibir.

Respecto a las nuevas inversiones a realizar a partir de la puesta en marcha del nuevo sistema, se observa:

- Al considerarse los elementos del inventario en funcionamiento al final del año ***n-2***, con el objetivo de que los inventarios estén auditados, el inicio de la retribución de las nuevas inversiones queda demorado en al menos un año. Con el objeto de compensar este efecto, se establece un factor de retardo retributivo que depende de los ratios de retribución que establecerá el Gobierno. Nuevamente se produce una ***situación de incertidumbre*** puesto que no se contemplan los criterios con que Gobierno establecerá en el futuro tales factores.
- Al considerar que la actividad de distribución eléctrica tiene la consideración de “***monopolio natural***”, la retribución financiera que se considera justa está referida al tipo de interés con que se retribuyen las inversiones “***muy seguras***”, en nuestro caso las Obligaciones del Tesoro. Sin embargo, en ningún caso considera el Real Decreto el **coste** que puede tener para las empresas **financiar sus inversiones** acudiendo al mercado bancario ordinario. De esta manera, el sector sólo verá conveniente una financiación ajena de sus nuevas inversiones si se puede financiar a un tipo de interés deudor menor que el derivado de tales obligaciones del Tesoro. En nuestro país, esto no ha ocurrido desde hace años. A la vista de la situación de la Bolsa de valores, tampoco parece posible la financiación de grandes nuevas inversiones por la vía de la ampliación de capital, con lo que las empresas se verán obligadas bien a acudir a sus reservas, bien a emitir sus propias obligaciones.
- Tampoco distingue el Real Decreto entre nuevas inversiones destinadas a la ampliación de la red o al **aseguramiento técnico del servicio**, de aquellas otras dirigidas a la **mera sustitución de elementos obsoletos, defectuosos**

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

o ya **amortizados**. De esta manera se da **poco estímulo** a una modernización general de la red.

En la retribución por “**funciones complementarias**”, se incluyen elementos cuyos cálculos están referidos a distintos parámetros, cada uno de ellos con sus consideraciones particulares:

- **Tres de ellas**, las retribuciones: por lecturas de contadores, por contratación y por atención telefónica, están relacionadas con el número de clientes conectados a la red de la empresa, a cuya cifra se le aplica un valor multiplicador determinado por el gobierno. Se echa en falta una explicación de la metodología que se seguirá para determinar estos multiplicadores. Además, la retribución no diferencia si la actividad está realizada directamente por la empresa distribuidora o por otra subcontratada, con lo que se abre la puerta a una **pérdida de Calidad de Servicio** en la atención a los **clientes** en estos aspectos.
- Las **dos siguientes**, por planificación, y por costes de estructura, tienen como base de cálculo el valor del inmovilizado bruto, tanto de los elementos del inventario asociado al año base, como de las inversiones posteriores. Aunque los importes retributivos que se obtienen de estos elementos tienen, para nuestra **EDHI**, unos **valores muy poco significativos**, no parece tener lógica la permanencia de una retribución por planificación con posterioridad al diseño, construcción y puesta en marcha de la red.
- El **último de los apartados** de este grupo está destinado a compensar los costes de ocupación de la vía pública satisfechos por la empresa. Entendemos que la retribución debería limitarse a sufragar directamente los costes incurridos, sin acudir a coeficientes.

En la retribución por “**estímulos al aumento de la calidad, la reducción de pérdidas y la represión del fraude**”, se incluyen elementos que si bien parece estimular una gestión eficiente y de **Calidad del Servicio**, por su **escasa significatividad** en el conjunto de la retribución nos hace temer que sean poco valorados por la actuación de la empresa. En concreto:

- En cuanto a la **retribución** por mejora de la **Calidad de Servicio**, se establecen **fórmulas complejísimas** de determinación del importe a retribuir o minorar que consideran medias móviles de los valores **TIEPI** y **NIEPI** de la empresa y del sector, y referidas a los **cinco y cuatro ejercicios anteriores**. Estos elementos **no parecen estimular a las empresas a un esfuerzo inversor destinado a la mejora de la Calidad del Servicio**, ya que, por un lado, la retribución a la inversión seguirá la regla financiadora general, el efecto

en la reducción de los **TIEPI** y **NIEPI** no está garantizado y, además, de existir este efecto, sólo será retribuido al transcurrir al menos **cuatro años desde la puesta en marcha de la mejora**.

- Para la retribución por **reducción de pérdidas** caben consideraciones muy semejantes a las anteriores, e incluso más concretadas en que para conseguir reducir las pérdidas hay muy pocos caminos distintos de la renovación del equipamiento y las redes, esto es, incurrir en inversiones que vendrían a reemplazar a otras existentes. Así, sólo en el caso de instalaciones que hayan **cumplido su vida útil**, y por las que, por lo tanto, no se percibe retribución, se verá la empresa estimulada a **sustituirlas** por otras que, por lógica serán **más eficientes**.
- En el estímulo a la reducción del **fraude** se otorgan retribuciones tan **reducidas** que no parecen destinadas al objetivo que dicen pretender.

El Real Decreto 1048/2013 [317] establece que se publicarán unos precios unitarios de referencia en forma de Orden. Habiéndose cerrado el año, y no habiéndose producido. En este mismo Real Decreto, se establecen una cantidad de variables, que el legislador ha querido dejar abiertas, para en cualquier momento poder ajustar dichos parámetros, sin necesidad de una nueva publicación de este rango normativo.

En concreto, pueden preocupar, desde el punto de vista de las empresas distribuidoras, especialmente los valores imaginados de los siguientes elementos:

a) En cuanto a la Retribución Base:

- Los coeficientes $k_{inmi-AT}$ y $k_{inmi-BT}$ que se aplican a los valores de inventario de alta y baja tensión, y para sus respectivos valores de operación y mantenimiento, y que reflejan el ajuste del inventario de nuestra empresa al de una empresa “eficiente”. Se ha imaginado un valor inferior a la unidad, por precaución; un valor superior a la unidad significaría que nuestra empresa es más eficiente que la media.
- El valor del inmovilizado bruto de “otros activos necesarios distintos de los eléctricos”. Hemos considerado un valor proporcional al volumen total de inversión en alta y baja tensión. En igual situación está su retribución por operación y mantenimiento.
- El coeficiente λ_{base} , que refleja la parte de la inversión no financiada por terceros (particulares y ayudas públicas). Para ser cautos se ha imaginado en un 66,66%.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- La tasa de retribución financiera TRF_{Base} , que sirve para el cálculo del retardo retributivo. Se nos ha facilitado un valor de 0,06503 (que representa una retribución del 6,503%), poco creíble en estos momentos de bajada generalizada de tipos de interés.
- No dice nada el Real Decreto sobre la fórmula de cálculo de la vida residual media del inventario de la empresa. El valor imaginado de 15 años para el año base vuelve a ser un valor cauteloso, según la descripción de la red de nuestra empresa tipo y los momentos en que se han producido las inversiones.

b) En cuanto a la Retribución de las nuevas inversiones:

- Nos encontramos con la misma dificultad de determinación del valor de los “otros activos necesarios distintos de los eléctricos” que con la retribución base.

c) En cuanto a la Retribución de las Otras Tareas:

- Los tres primeros elementos de este grupo tienen como referencia multiplicadora el número de clientes de la empresa y se establece una retribución de “tanto por uno”: No se entra a considerar si el servicio es prestado directamente por la empresa o a través de otra subcontratada. Si el objetivo de estas retribuciones es asegurar la calidad de la atención al cliente, debería considerarse tanto la prohibición de subcontratación como la realización de auditorías de calidad que, más adelante,, penalizara a las empresas que no aseguraran un nivel mínimo de atención.
- Los dos elementos siguientes, los correspondientes a las tareas de planificación y de estructura se han referido al valor del término de “Inventario bruto retribuable”, constituido por las instalaciones de Alta Tensión, Baja Tensión y Otros Elementos, tanto de las inversiones del inventario, como de las nuevas inversiones. Los multiplicadores que se han utilizado en los cálculos provienen de información facilitada por expertos participantes en la elaboración de los informes necesarios para la publicación de la esperada orden que venga a aprobar los “valores unitarios”.
- El importe incluido en la retribución en concepto de Tasas de ocupación de la vía pública se ha imaginado por analogía de situaciones comparables de empresas reales, adaptadas a la red simulada en nuestro estudio.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

d) En cuanto a la Retribución de los incentivos a la reducción de pérdidas, mejora de la calidad y represión del fraude, nos encontramos:

- Las dos primeras contemplan la evolución desde los cinco años anteriores al compararse pérdidas e interrupciones medias de tres de los cinco últimos ejercicios frente a tres de los últimos cuatro ejercicios. Esta fórmula introduce una retribución o penalización según actuaciones de la empresa en ejercicios en los que no estaba vigente el sistema, lo que no parece muy justo. Por otra parte, se establecen distintos coeficientes que relacionan las pérdidas y las interrupciones de la empresa frente a la media del sector. Por último, estos dos estímulos cuentan con límites porcentuales. En el caso de que la empresa sea “perfecta” en términos de pérdidas y calidad, el importe máximo que podrá percibir por estos estímulos será, sobre la base de la retribución sin incentivos, de un 1% para la reducción de pérdidas, y de un 2% para la mejora de la calidad. Por otro lado, la empresa “pésima” en términos de pérdidas y de calidad verá reducida su retribución sin incentivos en un máximo del 2% por pérdidas y en un 3% por calidad. Más abajo vemos un cuadro extraído de la empresa “inactiva” en que se presentan estos datos.

CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Retribución Base	47.601,29	46.658,82	36.807,39	36.860,83	36.232,31	35.603,78
Nuevas Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otras Tareas	61.586,40	61.586,40	54.372,88	54.372,88	54.372,88	54.372,88
Retribución sin incentivos	109.187,69	108.245,22	91.180,28	91.233,72	90.605,19	89.976,66
Máximo de calidad	2.183,75	2.164,90	1.823,61	1.824,67	1.812,10	1.799,53
Máximo de pérdida	1.091,88	1.082,45	911,80	912,34	906,05	899,77
Máximo conjunto	3.275,63	3.247,36	2.735,41	2.737,01	2.718,16	2.699,30
Mínimo de calidad	-3.275,63	-3.247,36	-2.735,41	-2.737,01	-2.718,16	-2.699,30
Mínimo de pérdida	-2.183,75	-2.164,90	-1.823,61	-1.824,67	-1.812,10	-1.799,53
Mínimo conjunto	-5.459,38	-5.412,26	-4.559,01	-4.561,69	-4.530,26	-4.498,83

Tabla 187. Resumen de inversiones y resultados sobre la EDHI.

- Dado que tanto la mejora de la calidad como la reducción de pérdidas sólo puede conseguirse mediante inversiones, y que el reflejo de tales inversiones en la calidad y las pérdidas sólo se alcanzaría en su plenitud a los cinco años de realizadas, los “estímulos” nos parecen muy poco directores de la política de inversiones.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Por último, el vincular la retribución a la reducción del fraude con el hecho de que los peajes detectados se hayan ingresado, cuando esto no depende de la empresa, no parece apropiado, desde el punto de vista del regulador, desde el del ciudadano “no defraudador” y por supuesto muy bueno para las distribuidoras.



7.8.- DEL COMPORTAMIENTO INVERSOR DE LAS EMPRESAS

7.8.1.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA EMPRESA “INACTIVA”

Con el Real Decreto 1048/2013 [16] que regula la retribución a las empresas distribuidoras, aparecen unas incertidumbres:

- a) La **complejidad de fórmulas** que lleva implícito la citada norma reguladora. Cualquier empresa de las pequeñas, para ella es totalmente inalcanzable. En esta tesis doctoral se ha desarrollado diferentes hojas de cálculo, con una excesiva complejidad. Sólo se exponen los resultados de las diferentes hipótesis.
- b) La **indefinición** de algunas **variables** que el regulador, queda a expensas de publicar, pero que son del tal calado, que afectan considerablemente a la **retribución**.
- c) En todo el Real Decreto hace referencias a los **precios unitarios** que se publicarán por el Ministerio Competente, pero que a fecha de hoy, sólo se conoce la propuesta de la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia **CNMC**. Con dichos precios se han desarrollado todos los cálculos de la tesis doctoral. Y en el capítulo correspondiente, se ha demostrado, que no queda reflejada la **zona A, B o C**, así como por las **diferentes afecciones** que se encuentra en su camino, a instalar los diferentes elementos de alta tensión. Con lo cual se puede compensar cuando son muchas inversiones. Pero cuando se hacen las correspondientes, y por ejemplo fuera en condiciones diferentes como se ha demostrado, las **empresas pierden dinero**.
- d) A parte de perjudicar gravemente a las empresas Distribuidoras “grandes”, a las cuales según aportamos con estas conclusiones, “**no les va a venir bien**”, buscarán **inversiones más rentables en otros países**.
- e) Pero a las empresas **distribuidoras pequeñas**, de menos de 100.000 clientes, que como hemos defendido en esta tesis, hay muchas en España y lo peor, algunas en forma jurídica de **cooperativas**, las acabará “**asfixiando**” y por supuesto **no querrán invertir, en nuevas instalaciones**.

Por tanto como aportaremos seguidamente, esto traerá consigo un **empeoramiento** en la **Calidad de Servicio**.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Retribución Base	47.601,29	46.658,82	36.807,39	36.860,83	36.232,31	35.603,78
Nuevas Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otras Tareas	61.586,40	61.586,40	54.372,88	54.372,88	54.372,88	54.372,88
Retribución sin incentivos	109.187,69	108.245,22	91.180,28	91.233,72	90.605,19	89.976,66
Mejora calidad	-122,11	-122,11	-122,11	-122,11	-122,11	-122,11
Reducción pérdidas	458,92	458,92	458,92	458,92	458,92	458,92
Represión fraude	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00
Suman los incentivos	5.336,80	5.336,80	5.336,80	5.336,80	5.336,80	5.336,80
TOTAL RETRIBUCIÓN	114.524,49	113.582,02	96.517,08	96.570,52	95.941,99	95.313,47

Tabla 188. Resumen de inversiones y resultados sobre la EDHI "inactiva".

1. La retribución base se reduce paulatinamente como consecuencia de la reducción de la retribución financiera, al también reducirse el valor neto de las instalaciones como consecuencia del proceso de amortización. En 2017 se produce un descenso brusco como consecuencia de la amortización completa de los elementos instalados en 1975 (retribución desde el 01/01/1975 al 31/12/2014).
2. No existe retribución por nuevas inversiones, ya que no se producen.
3. La retribución por Otras Tareas es constante a lo largo del tiempo mientras no haya variación del inventario de instalaciones ni del número de clientes. En 2017 baja como consecuencia de la finalización de la vida útil de los elementos instalados en 1975.

7.8.2.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA EMPRESA "PASIVA"

CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Retribución Base	47.601,29	46.658,82	34.852,98	34.613,25	33.984,73	33.356,20
Nuevas Inversiones	0,00	0,00	12.391,05	12.219,83	12.048,61	11.877,38
Otras Tareas	61.586,40	61.586,40	56.714,08	56.714,08	56.714,08	56.714,08
Retribución sin incentivos	109.187,69	108.254,22	103.958,11	103.547,16	102.747,41	101.947,66
Mejora calidad	-122,11	-122,11	-122,11	-122,11	-122,11	-122,11
Reducción pérdidas	458,92	458,92	458,92	458,92	458,92	458,92
Represión fraude	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00
Suman los incentivos	5.336,80	5.336,80	5.336,80	5.336,80	5.336,80	5.336,80
TOTAL RETRIBUCIÓN	114.524,49	113.582,02	109.243,91	108.883,96	108.084,21	107.284,46

Tabla 189. Resumen de inversiones y resultados sobre la EDHI "pasiva".

1. La retribución base se reduce paulatinamente como consecuencia de la reducción de la retribución financiera, al también reducirse el valor neto de las instalaciones como consecuencia del proceso de amortización. En 2017 se produce

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

un descenso brusco, mayor que en el caso de la empresa inactiva, como consecuencia de la amortización completa de los elementos instalados en 1975 (retribución desde el 01/01/1975 al 31/12/2014), y de la sustitución de los Centros de Transformación por nuevas inversiones, lo que genera la pérdida de su retribución por operación y mantenimiento.

2. La retribución por nuevas inversiones se inicia en el año 2017, proporcionando 12.391,05 euros. En comparación con la empresa inactiva, la pasiva obtiene mejor retribución a sus inversiones: 47.244,03 euros frente a 36.807,39, con 10.436,64 euros de diferencia. Dado que la inversión en que se ha incurrido ha sido de 99.645,00 euros, una compensación de más del 10% en el primer año parece una buena decisión.
3. La retribución por Otras Tareas baja en 2017 como consecuencia de la finalización de la vida útil de los elementos instalados en 1975 (retribución desde el 01/01/1975 al 31/12/2014) y la sustitución de sólo parte de ellos. A partir de 2018 vuelve a ser constante.

7.8.3.- SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA EMPRESA “EFICIENTE”

CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Retribución Base	47.601,29	46.658,82	36.807,39	36.860,83	35.232,31	35.603,78
Nuevas Inversiones	0,00	0,00	34.625,08	40.954,46	85.069,30	83.826,56
Otras Tareas	61.586,40	61.586,40	63.794,71	65.179,59	74.472,02	74.472,02
Retribución sin incentivos	109.187,69	108.245,22	135.227,18	142.994,89	195.773,62	193.902,36
Mejora calidad	-122,11	-122,11	-122,11	-122,11	-122,11	-122,11
Reducción pérdidas	458,92	458,92	458,92	458,92	458,92	458,92
Represión fraude	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00
Suman los incentivos	5.336,80	5.336,80	5.336,80	5.336,80	5.336,80	5.336,80
TOTAL RETRIBUCIÓN	114.524,49	113.582,02	140.563,99	148.331,69	201.110,43	199.239,17

Tabla 190. Resumen de inversiones y resultados sobre la EDHI “eficiente”.

1. La retribución base se reduce paulatinamente como consecuencia de la reducción de la retribución financiera, al también reducirse el valor neto de las instalaciones como consecuencia del proceso de amortización. En 2017 se produce un descenso brusco, igual que en el caso de la empresa inactiva, como consecuencia de la amortización completa de los elementos instalados en 1975 (retribución desde el 01/01/1975 al 31/12/2014). La retribución base percibida por esta empresa es idéntica, año a año, a la de la empresa inactiva, ya que su comportamiento respecto a los elementos del inventario previo es idéntico.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2. La retribución por nuevas inversiones se inicia en el año 2017, proporcionando 34.625,08 euros a la inversión de 373.000,00 euros, un 9,28%. Hay que tener en cuenta que el coste asignado a la línea L13, de 350.000,00 euros, es muy superior al valor unitario de referencia previsto para ese tipo de instalación (176.079,60 euros). De haberse supuesto un valor más próximo al de referencia, por ejemplo, de 190.000,00 euros, la retribución se hubiera situado en 26.994,72 euros (un 12,67% de la inversión de 213.000,00 euros). Esta simulación viene a demostrar que el sistema sólo retribuye parcialmente los costes reales respecto a los “medios”, lo que desincentiva las inversiones en zonas de difícil orografía o que tengan que salvar obstáculos naturales o artificiales. Las variaciones en 2018 y 2019 son consecuencia de las inversiones realizadas en 2016 y 2017. En 2020, se produce la esperada disminución de la retribución.
3. La retribución por Otras Tareas sube en 2017 como consecuencia del aumento del número de clientes. La finalización de la vida útil de los elementos instalados en 1975 (un valor de inventario de 587.545,00 euros) es sólo parcialmente compensada con las nuevas inversiones. En el año siguiente, 2018, al no incorporarse más clientes, la retribución bajaría ligeramente, pero como se retribuyen las nuevas inversiones del 2016, sube en su conjunto. Lo mismo pasa en 2019. En 2020, como es previsible al no haber nuevas inversiones ni adición de clientes, la retribución repite la de 2019.

7.9.- DE LAS COOPERATIVAS ELÉCTRICAS

Que las cooperativas lo tengan difícil no significa imposible. De los resultados de encuestas realizadas a la población, cabe concluir que muchos de ellos son potenciales clientes de cooperativas eléctricas que invierten energía verde y el cooperativismo se presenta como una forma societaria adecuada para su gestión.

En el clima de incertidumbre económica, como el que se vive en España en estos momentos, las cooperativas pueden ofrecer una esperanza, por sus niveles de flexibilidad y adaptación a las situaciones críticas ya que con la crisis, los empresarios se han dado cuenta de que hay que tener modelos empresariales que tengan valores que los sustenten [362]. Ahora la sociedad apuesta por otro tipo de empresas, empresas solidarias, que redistribuyan la riqueza y reinviertan sus beneficios. Los ciudadanos han visto que otro modelo de economía es posible.

Aunque desde el punto de vista teleológico la colaboración forme parte intrínseca de la naturaleza jurídica de la cooperativa, no hay que olvidar que son empresas y que su objetivo es el beneficio, aunque en el caso de las cooperativas sociales tengan la obligación legal de revertir en la sociedad su beneficio.

En palabras de J. A. B. Pérez: *“hay que entender que, antes que una cooperativa, es una empresa que tiene que ser competitiva y con un ánimo de lucro. No es una ONG en la que todos tienen que estar de acuerdo y en donde lo importante es lo social o colaborar con otras cooperativas. Hay que comprender que se compite con empresas con distinta forma jurídica, pero en el mismo mercado”*.

A modo de conclusión decir que en el ámbito de la energía todavía hay cosas que decir en un mercado fuertemente controlado por las grandes eléctricas e iniciar la transición hacia las energías renovables. Sin ir más lejos, según el Periódico de la Energía *“En la UE el sector de la energía eólica ha crecido nada menos que un 15,6 % anual durante los últimos diecisiete años. Por otra parte, un informe de la Agencia Europea de Medio Ambiente titulado Onshore and Offshore Wind Energy Potential señala que la capacidad de generación de energía eólica de Europa para 2020 podría triplicar la demanda de electricidad prevista para el continente, y que podría multiplicarse por siete para 2030”*. [363]

7.10.- DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS COOPERATIVAS ELÉCTRICAS. UNA ALTERNATIVA REAL AL OLIGOPOLIO.

En el sector eléctrico español hay pocos agentes con capacidad de condicionar la política energética de este país, porque las grandes compañías tienen un gran poder de influencia y todos ellos tienen intereses similares.

La diversidad de agentes en el sector es positiva y que uno de los papeles que pueden jugar comercializadores como las cooperativas eléctricas y otros agentes es la reducción del poder de mercado de las grandes eléctricas, además de avivar la concienciación pública para ir hacia otro modelo energético.

A lo largo de los últimos tres años cerca de 13.500 usuarios han dejado de ser clientes de las comercializadoras de las cinco eléctricas que operan en España, fruto del descontento de muchos ciudadanos por el actual sistema tarifario y las imparable subidas del precio de la luz. Por el contrario, se está produciendo un trasvase importante de usuarios hacia otros modelos, como las denominadas cooperativas eléctricas de energía renovable, que día tras día van consolidándose como una alternativa interesante frente a las eléctricas [364].



Fotografía 47. Visita con alumnos de la UA, planta fotovoltaica Cooperativa eléctrica de Crevillente. Fuente propia.

En la situación actual, donde prácticamente el 90 % de la generación y comercialización de electricidad se encuentra en manos de las cinco grandes eléctricas que operan en nuestro país, las pequeñas cooperativas eléctricas han sabido captar la atención de muchos usuarios descontentos por el actual modelo energético, e interesados por modelos de energía limpia de origen renovable y sin oligopolios.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cada vez más las pequeñas cooperativas energéticas centran sus esfuerzos en la comercialización de electricidad 100% verde entre los socios cooperativistas, garantizando al propio consumidor un precio justo por kilovatio hora de energía, la gestión de su factura eléctrica y el origen renovable de la energía suministrada, en algunos casos.

Sin embargo, estas cooperativas no lo van a tener fácil y se van a encontrar con un escollo importante, el déficit de tarifa. A pesar de que el precio por kilovatio hora en España es uno de los más caros de Europa, la factura ha seguido encareciéndose de forma exponencial a costa del consumidor, incrementando los ingresos del sistema eléctrico para cubrir sus costes atribuidos, supuestamente, a las primas que se concedían a las energías renovables.



7.11.- DE LA CALIDAD DE SERVICIO Y EL AUTOCONSUMO

La generación distribuida es una concepción contrapuesta a la de generación concentrada, que ha sido el entendido y practicado habitualmente en la producción eléctrica hasta ahora. Las centrales de generación eléctrica buscaban la economía de escala y se concentraban donde la tecnología a emplear lo aconsejaba: hidroeléctricas, térmicas de carbón o fuel, nucleares y ciclo combinado, son todas ellas ejemplos de gran escala y situación concentrada.

La cogeneración, como intento de aprovechar ciclos combinados inició, de alguna forma, la generación distribuida al justificar centrales de menor tamaño en instalaciones cuya principal producción industrial no era la eléctrica, sino la térmica, pero que aprovechaban excedentes de su ciclo energético para generar electricidad.

Las energías renovables, por su naturaleza de energía dispersa y disponible en muchos lugares, ha cambiado completamente el panorama. También donde es posible, se buscan economías de escala concentrando en parques eólicos o solares etc. los elementos de generación, pero el desarrollo tecnológico hace imparables una dispersión cada vez mayor en instalaciones de producción de tamaño pequeño. La gran pregunta es cuándo, pues de acuerdo ya que es una realidad y la **Calidad de Servicio** es mayor con la generación distribuida.

En cualquier caso, a muy corto plazo, es muy probable que aumentará el número de instalaciones de generación distribuida de origen renovable.



Fotografía 48. Instalación fotovoltaica de suelo en Alicante. Fuente propia.

Estamos pues ante un cambio de modelo energético, pero también económico y social, que es imprescindible que se afronte a la mayor brevedad posible, dado el problema del cambio climático y la gran dependencia de unos combustibles (fósiles), cada vez más escasos.

Además en estos momentos de crisis económica es muy oportuno contar con la abundancia que proporciona la energía del sol y en el mediterráneo, y sobre todo en la

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Comunidad Valenciana, y que es ya una realidad gracias a la madurez, generalización, de las tecnologías que la respaldan. El verdadero factor determinante para la economía es la energía, pero con las renovables, y en concreto con el autoconsumo, estaría superado. Se puede hablar de un círculo virtuoso, a saber: energía renovable distribuida, sostenibilidad, economía de la abundancia y mitigación del cambio climático.

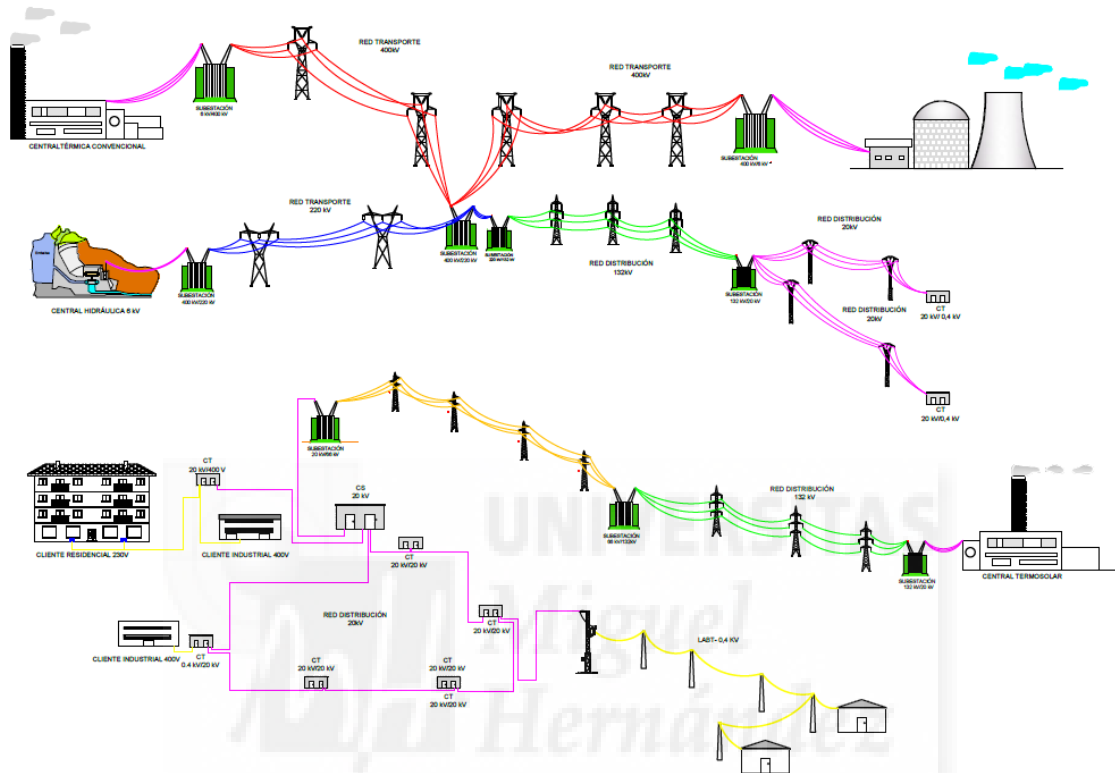


Figura 320. Sistema eléctrico convencional.

Sin embargo, las actuales regulaciones normativas energéticas del ordenamiento jurídico español no son adecuadas para promover las energías renovables, y en concreto, el autoconsumo.

El autoconsumo, el balance neto, la generación distribuida, las redes y ciudades inteligentes son una senda de transformación del sector energético que sitúa a los ciudadanos en el centro del proceso de decisión, cuestionando el modelo existente hasta el momento actual.

Según se vio, para los tipos de instalación de energía solar fotovoltaica, actualmente se ha desincentivado por completo este tipo de generación:

- Real Decreto-ley 1/2012 [280], de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la

supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- Real Decreto-ley 14/2010 [279], de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, elevó los límites máximos de déficit que se habían establecido para los años 2010, 2011 y 2012.
- Real Decreto-ley 6/2009 [19], de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, manteniendo el objetivo de no aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013.
- Real Decreto 413/2014 [353] que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable.

En un primer momento, con cambios regulatorios que anulaban primas para las nuevas instalaciones, y recortaban para las ya existentes. Pero el punto clave ha sido la de establecer la posibilidad de que éstas paguen un tipo de impuesto **“peaje de respaldo”**.

Bajo esta argumentación procedemos a evaluar una comparativa de coste de alimentar un suministro situado en una zona donde **no llega la Red eléctrica**, con una instalación solar fotovoltaica aislada, y con el mismo coste 132.000 € el tendido de una LAMT, con transformador, como Red de Distribución, evaluados con los precios de la **CNMC**.

El presente ejemplo pudiera ser perfectamente real para el caso del **bombeo de un riego** o una **balsa para riego**, que en el modo fotovoltaico lo puede realizar una instalación sin necesidad de baterías pues coinciden las necesidades hídricas con la generación solar, y por tanto, la instalación planteada puede dar el servicio perfectamente, sin merma en la **Calidad de su Suministro**.



Figura 321. Posible autoconsumo sobre una balsa de una red de riego, sin necesidad de suministro de la red de distribución.

En consecuencia, en la siguiente Tabla se evalúan a nivel económico los costes de realizar la instalación solar fotovoltaica como si ésta fuera una Red de Distribución, y

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

por tanto sujeta, a la retribución establecida por el Real Decreto 1048/2013.

La Tabla consta de los mismos valores y sigue el mismo patrón que en las anteriores de tipos de instalación fotovoltaica, añadiendo dos columnas de valoración de Retribución al equipararla a una Distribuidora. Se sigue manteniendo el criterio económico como si fuera un **“Autoconsumo”**, a fin de poder determinar sus diferencias.

Recordar que el cálculo de la Retribución se ha realizado como si ésta fuera una Distribuidora, aplicando los costes de retribución por Inversión, y por Otras Tareas, que les sea de aplicación del mencionado Real Decreto 1048/2013.

		AÑO	Ejerc	kWh	Ahorros	Gastos			Circulante	Acumulado	Retribución		
						Amortización	Mto.				Por Inversión	Otras Tareas	
Potencia Nominal	100.000												
Potencia pico	110.000	0	2015						66.000,0	132.000,0	0,00	3.131,69	
Coste de referencia	132.000,00	1	2016	165.000	0,100	16.500,0	1.996,0	3.300,0	825,0	10.379,0	119.625,0	0,00	3.191,11
21% IVA	27.720,00	2	2017	163.350	0,102	16.661,7	2.095,8	3.200,2	841,5	10.524,2	107.005,0	23.305,34	3.251,72
		3	2018	161.717	0,104	16.825,0	2.200,6	3.095,4	858,3	10.670,6	94.133,8	23.207,90	3.313,54
Energía producida	165.000	4	2019	160.099	0,106	16.989,9	2.310,6	2.985,4	875,5	10.818,4	81.004,8	23.108,28	3.376,60
Precio de venta	0,10	5	2020	158.498	0,108	17.156,4	2.426,2	2.869,8	893,0	10.967,4	67.611,2	23.006,37	3.440,92
Ahorros año 1	16.500,00	6	2021	156.913	0,110	17.324,5	2.547,5	2.748,5	910,9	11.117,6	53.946,1	22.902,01	3.506,52
Gasto anual mto.	825,00	7	2022	155.344	0,113	17.494,3	2.674,8	2.621,2	929,1	11.269,2	40.002,1	22.795,10	3.573,44
kWh/kWp año	1.500	8	2023	153.791	0,115	17.665,7	2.808,6	2.487,4	947,7	11.422,1	25.771,5	22.685,49	3.641,70
Reducción rendimiento	1%	9	2024	152.253	0,117	17.838,9	2.949,0	2.347,0	966,6	11.576,2	11.246,2	22.573,04	3.711,32
Interés	5,0%	10	2025	150.730	0,120	18.013,7	3.096,5	2.199,5	986,0	11.731,7	3.581,9	22.457,60	3.782,33
Amortización	10 años	11	2026	149.223	0,122	18.190,2	3.251,3	2.044,7	1.005,7	11.888,5	18.721,8	22.339,02	3.854,76
		12	2027	147.731	0,124	18.368,5	3.413,9	1.882,2	1.025,8	12.046,7	34.182,3	22.112,60	3.928,64
IPC Estimado	2%	13	2028	146.254	0,127	18.548,5	3.584,5	1.711,5	1.046,3	12.206,2	49.973,0	21.850,12	4.004,00
Factor de Autocon.	1,00	14	2029	144.791	0,129	18.730,3	3.763,8	1.532,2	1.067,2	12.367,0	66.103,8	21.590,88	4.080,87
Precio electricidad	0,10	15	2030	143.343	0,132	18.913,8	3.952,0	1.344,0	1.088,6	12.529,2	82.585,0	21.334,95	4.159,27
Precio mercado	0,05	16	2031	141.910	0,135	19.099,2	4.149,6	1.146,4	1.110,3	12.692,8	99.427,4	21.082,40	4.239,25
Coste unitario	1,20	17	2032	140.491	0,137	19.286,3	4.357,0	939,0	1.132,5	12.857,8	116.642,2	20.833,28	4.320,82
		18	2033	139.086	0,140	19.475,3	4.574,9	721,1	1.155,2	13.024,1	134.241,2	20.587,67	4.404,02
		19	2034	137.695	0,143	19.666,2	4.803,6	492,4	1.178,3	13.191,9	152.236,8	20.345,64	4.488,89
		20	2035	136.318	0,146	19.858,9	5.043,8	252,2	1.201,9	13.361,1	170.641,6	20.107,27	4.575,45
		21	2036	134.955	0,149	20.053,6			1.225,9	18.827,6	189.469,3	19.872,61	4.663,75
Aportación %	50,00%	22	2037	133.605	0,152	20.250,1			1.250,4	18.999,7	208.468,9	19.641,75	4.753,81
Aportación	66.000,00	23	2038	132.269	0,155	20.448,5			1.275,4	19.173,1	227.642,0	19.414,77	4.845,67
Préstamo	66.000,00	24	2039	130.946	0,158	20.648,9			1.300,9	19.348,0	246.990,0	19.191,74	4.939,37
		25	2040	129.637	0,161	20.851,3			1.327,0	19.524,3	266.514,3	18.972,74	5.034,95
		26	2041									18.757,85	5.132,43
		27	2042									12.018,42	5.231,87
				3.665.948		464.859,5	66.000,0	39.920,2	26.425,0	266.514,3		546.094,84	114.578,71

Tabla 191. Instalación de Autoconsumo como Distribuidora. Comparativa.

Se ha mantenido el mismo formato que para evaluar los diferentes tipos de fotovoltaica a lo largo de estos últimos años.

En este caso se trata de una instalación de 100 kW, con una potencia en módulos de 110 kWp, y un coste de referencia de 132.000,00 € (sin IVA), a la que se pide un préstamo por el 50% del total para realizar el cálculo en modo **“Autoconsumo”**, es decir costes ahorrados por no consumir de la Red. Como se ha mencionado esta instalación alimentaría un bombeo para riego. En caso de que se decidiera alimentar el supuesto

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

bombeo llevando la Red de Distribución, hemos considerado que el coste sería el mismo a fin de que se puedan observar las diferencias de un modelo al otro, según precios unitarios de la **CNMC**.

Retribución según la CNMC			
	EDH11	EDH12	EDH13
LÍNEAS AÉREAS		115.892 €	
LÍNEAS SUBTERRÁNEAS			
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN		15.930 €	
ST: POSICIONES DE SUBESTACIÓN			
ST: TRAFOS, REACTANCIAS Y CONDENSADORES			
EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD			
Totales:		131.822 €	

Tabla 192. Coste equivalente al de una instalación en autoconsumo de 132.000 €.

El equivalente, sin tener en cuenta posibles expropiaciones, sería de una línea de 20 kV con una longitud de 1,7 km y un centro de transformación intemperie de 160 kVA.

Para el caso de instalación solar fotovoltaica, contamos, que ésta pierde un 1% anual de producción^{CXCIV}, y que su generación por kWp instalado es de 1.500 kWh al año. En consecuencia se ahorraría de facturación eléctrica un total de 165 MWh/año. No se tiene en cuenta el ahorro que supondría la parte de potencia contratada.

El **IPC** estimado para los cálculos sigue siendo del 2%, y el factor de autoconsumo considerado sería del 100%, todo lo generado es gastado.

Se sigue tomando como tiempo de cálculo 25 años, si bien en una fotovoltaica de las características descritas consideramos que sería factible una vida útil de 40 años, igualándola de esta manera también al de una inversión de una Distribuidora.

Con todas estas consideraciones recogidas en la Tabla 191, en caso de haber funcionado como instalación fotovoltaica en modo “**Autoconsumo**”, el **ahorro del coste de la factura eléctrica** en el periodo considerado de 25 años hubiera sido de **266.514 €** a groso modo.

Por otro lado la **Retribución** que hubiera obtenido la Distribuidora por una inversión para llevar la Red al punto de suministro del bombeo, considerando todos los parámetros establecidos en el Real Decreto 1048/2013, en el plazo de 25 años estimado, hubiera sido de **546.094 €**, sin considerar la retribución por otras tareas que sería de **114.579 €**.

^{CXCIV} Frente al 14% de media que se pierde con el sistema clásico de Generación, Transformación, Distribución y Consumo.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Así, para la misma inversión de 132.000 €, el Estado debe Retribuir a la Distribuidora con **más de medio millón de euros**. Se observa por tanto una importantísima conclusión y aportación, **que la Retribución a aportar es casi el doble de lo que hubiera dejado de ingresar en caso de un “Autoconsumo”**.

INSTALACIÓN	AÑO	COSTE TOTAL	PERÍODO DE CÁLCULO	AHORRO/RETRIBUCIÓN
Autoconsumo	2014	132.000 €	25	266.514,30 €
Red de Distribución	2014	132.000 €	25	546.094,84 € Nueva inversión 114.579 € Otras tareas

Tabla 193. Comparativa instalación fotovoltaica “Autoconsumo” frente a Red de Distribución

De los datos que resultan del cálculo comparativo es posible determinar que la conclusión de que *“la argumentación empleada hasta este momento de que la fotovoltaica supone un coste para el sistema”* **no es cierta**.

Y por tanto, permitir la realización de instalaciones solares fotovoltaicas en modo **“Autoconsumo”** ahorraría una cantidad importante al sistema, al no suponerle un gasto adicional, como así establece la argumentación del Borrador de Real Decreto de Autoconsumo, sobre la que se basa para justificar que se introduzca del **“Peaje de Respaldo”**.

Desde el punto de vista del **usuario, consumidor y generador**, su inversión inicial es de 132.000 euros, que a los 25 años recupera de forma considerable hasta alcanzar los **266.514 euros de beneficios**. Sin embargo desde el punto de vista del **Estado** desde el punto de vista económico, podríamos decir, que al ser el propio usuario quien ha corrido con todos los gastos de dicha generación **el Estado se ahorra 546.095 euros**. Y desde el punto de vista del **regulador**, se podría decir también que aunque el **usuario, no contribuye en nada a la aportación del sistema**, nada tiene que aportar ya que es un autoconsumo total. Pero puestos a querer cumplir la legislación vigente, que solo es la actual Ley 24/2013, se debería de **contribuir** con el **impuesto de generación** como cualquier otro generador regulado por dicha actividad, que sería un 7% de la energía generada o producida, o por simplificar del beneficio obtenido del generador, que en este caso es de 266.514 que sería **18.3656**.

Por otro lado, también mencionar que la argumentación en dicho Borrador para justificar la introducción del **“Peaje de Respaldo”** indica que *“... cuando su red se encuentre conectada al sistema, éste se beneficiará del respaldo que le proporciona el conjunto del sistema, aun cuando esté auto consumiendo electricidad producida por su instalación de generación asociada, ...”*. No se cumpliría para aquella modalidad de **“Autoconsumo con batería tipo SAI”** contemplada anteriormente. Ya que dicha red de generación no está respaldada por el conjunto del sistema para que pueda funcionar, como sí sucede con los otros tipos de **“Autoconsumos”** que sí que necesitan de la Red para poder ellos funcionar (no pueden operar en modo isla, cosa que sí pueden hacer los

más rentable el establecimiento de una instalación de autoconsumo que la ejecución de las infraestructuras necesarias para conectar con la red de distribución.

Además, con el sistema de autoconsumo, tal y como se expuesto, se obtienen una serie de beneficios adicionales, tanto medioambientales como económicos y sociales:

- No se necesita de la ejecución de costosas infraestructuras de conexión a la red ni de transformación de la energía.
- Reducción de las pérdidas en el sistema eléctrico (ahorro energético).
- Generación de empleo.
- Y ayuda a la sostenibilidad ambiental y económica del sector energético.

En el escenario energético actual, el sistema de autoconsumo no resulta viable económicamente de forma general a no ser que alcance porcentajes del 100% de lo generado, es decir cuando todo lo generado es autoconsumido. Por lo que su implantación de forma general requeriría de un modelo de "Balance Neto", cosa que en el estado económico actual no es posible, o del aseguramiento legislativo de los sistemas con baterías.



Fotografía 49. Central fotovoltaica de Benexama 20 MW. Alicante. Comunidad Valenciana. Fuente propia.

No obstante, para que se pudieran aumentar los casos en los que fuera posible implantar "Autoconsumo" de una manera más generalizada. Es decir para aquellos casos en los que no siempre coincide generación con consumo y no se llega al 100% de aprovechamiento de la energía generada. Los continuos avances en la tecnología fotovoltaica y de almacenamiento de la energía con baterías, así como los crecientes costes de la energía eléctrica suministrada por la red convencional, terminarán por permitir la rentabilidad para estos casos en un plazo no muy lejano.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para evaluar en qué momento las circunstancias del mercado puedan conllevar la rentabilidad intrínseca del sistema (sin necesidad de ayudas o subvenciones) vamos a evaluar a continuación la progresión de precios de la energía en España, así como la evolución de costes de generación de energía eléctrica.

En un escenario donde los costes de la electricidad suben con el tiempo y los precios de módulos y demás infraestructuras necesarias para el sistema reducen sus costes año tras año, es inevitable que se alcance un punto de corte entre el coste de la energía de la red y el coste de generación para **autoconsumo**, a partir del cual sea rentable convertirse en “**autoconsumidor**”.



Fotografía 50. Visita con alumnos de la Universidad de Alicante a Parque eólico Ascoy II (Cieza – Murcia). Sociedad promotora: ELECDEY. Potencia instalada 1,7 MW.

Para evaluar la tendencia alcista de precios de la energía eléctrica suministrada en España nos vamos a basar en datos oficiales y análisis de tendencias futuras en base a criterios conservadores.

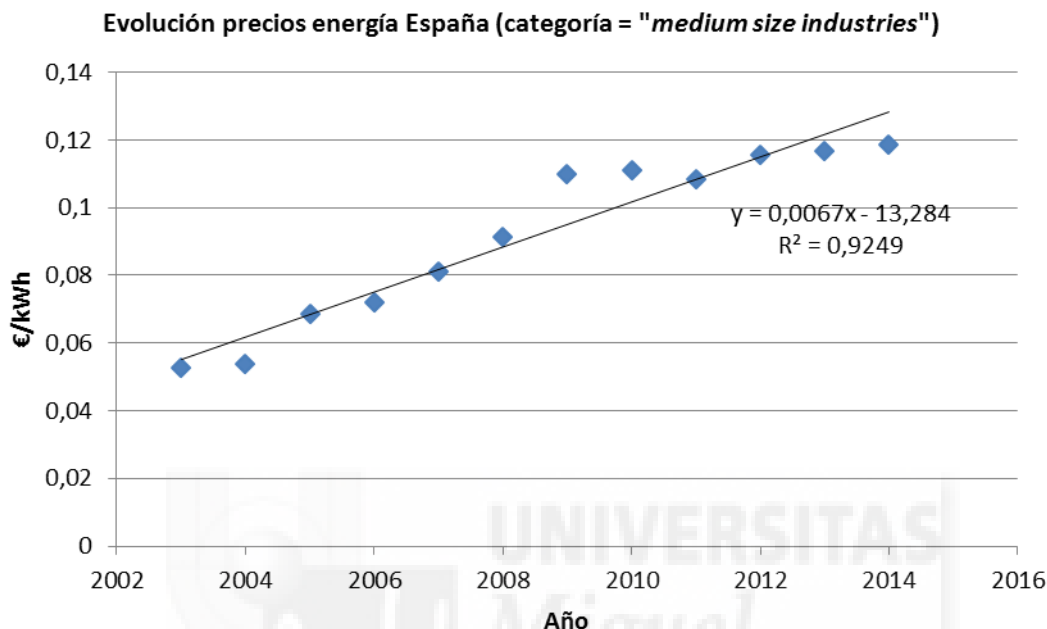
En la siguiente Tabla 195, Categoría de precios de la energía: España, "Medium size industries") y Gráfica 85 se aportan los datos considerados de precios de la energía eléctrica en España desde el año 2003 al 2014. [365]

AÑO	PRECIO €/kWh
2003	0,0528
2004	0,0538
2005	0,0686
2006	0,0721
2007	0,081
2008	0,0915
2009	0,1098
2010	0,111
2011	0,1082

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AÑO	PRECIO €/kWh
2012	0,1155
2013	0,11655
2014	0,1185

Tabla 195. Evolución del precio de la energía en España para industrias de tamaño medio. [365]



Gráfica 85. Evolución de precios de la energía en España de 2003 a 2014. Fuente: EUROSTAT. Elaboración propia.

Se puede observar que, al menos desde el año 2003, existe una clara tendencia alcista en los precios resultantes de venta de energía eléctrica en España.

Sobre los anteriores datos se ha realizado un análisis de regresión inicial para dilucidar la relación matemática entre el paso de los años y el precio de la energía resultante, obteniendo una correlación positiva altamente significativa ($R^2 = 0,925$) y una recta definida por la expresión matemática {128}.

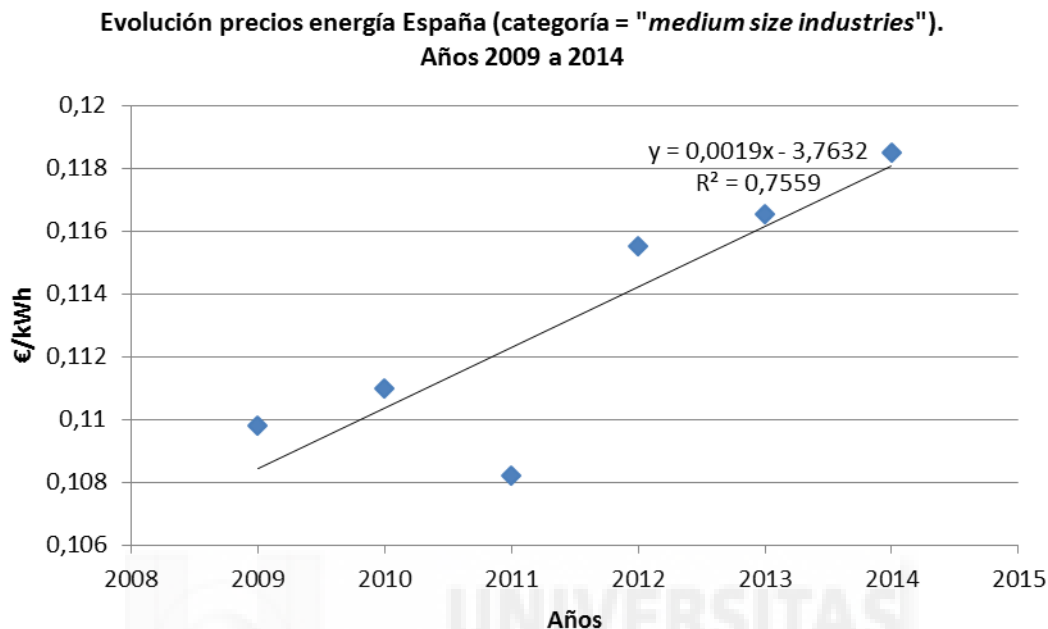
$$P_e = 0,0067 \cdot \text{anualidad considerada} - 13,284 \quad \{128\}$$

No obstante, se puede deducir en la anterior figura que, si bien la tendencia es positiva en todo el rango considerado, parece que se detecte un cambio de pendiente en los datos observados a partir del año 2009. Es decir, que desde 2009 el precio de la electricidad continua creciendo de año en año, pero a una menor tasa que la que se puede observar para el periodo de 2003 a 2009.

Este tipo de relación (regresión lineal) lo vamos a utilizar para realizar pronósticos de cuál puede ser la futura evolución de estos precios. Es por ello que con el fin de ob-

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

tener un escenario futuro más conservador, se procede a reevaluar el análisis de regresión pero solamente considerando los años 2009 a 2014, tal y como se muestra en la figura siguiente.



Gráfica 86. Evolución de precios de la energía en España de 2009 a 2014. Fuente: Eurostat. Elaboración propia.

Tal y como podemos observar en la figura anterior, la pendiente de este conjunto de observaciones es menor a la de la figura anterior, donde se consideraban todos los datos disponibles entre 2003 y 2014. Es decir, vamos a realizar pronósticos sobre los precios futuros de una forma más prudente, teniendo en cuenta que la tasa de incremento se ha visto ligeramente reducida en los últimos años.



Fotografía 51. Panel fotovoltaico con seguidor astronómico. Albacete. Fuente propia.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Por lo tanto, vamos a estimar los precios futuros de la electricidad a partir de la siguiente expresión {129}. A partir de los datos de base considerados y de este ajuste, los precios futuros que se estiman son los que se exponen en la Tabla 195

$$P_e = 0,0067 \cdot \text{anualidad considerada} - 13,284 \quad \{129\}$$

AÑO	PRECIO €/kWh
2015	0,120003621
2016	0,121930764
2017	0,123857907
2018	0,12578505
2019	0,127712193
2020	0,129639336
2021	0,131566479
2022	0,133493622
2023	0,135420765
2024	0,137347908
2025	0,139275051
2026	0,141202194
2027	0,143129337
2028	0,14505648
2029	0,146983623
2030	0,148910766

Tabla 196. Precios futuros estimados de la energía en España, de 2015 a 2030. Elaboración propia.

Como ya se ha debatido a lo largo de esta tesis doctoral, el regulador, hubiera tenido que haber previsto a largo plazo, la estructura de las energías renovables. Sí que se desarrolló de forma estructurada en sistemas eólicos, etc. pero sin embargo, a criterio del doctorando, **“el sector fotovoltaico se le fue de las manos al regulador”**.

Pero estamos ahora frente al principio de una nueva etapa, en la que podemos producir energía eléctrica más cercana de los puntos de consumo, y por consiguiente reducir las pérdidas en la red de transporte y distribución, y por ende contribuir a que este producto, de carácter esencial tenga un precio sostenible. Y sobre todo dar entrada a la era de producción cercana al punto de consumo. **“¿Qué hay más eficiente que eso?”**.

Por tanto podemos concluir que los sistemas en **autoconsumo**, dependiendo de qué tipo se escoja para su generación de energía eléctrica, **puede ser rentable**, para el usuario, para el regulador y con las debidas medidas de seguridad, bueno para el sistema eléctrico. Así que **gradualmente se irá pasando del modelo eléctrico convencional**, al sistema eléctrico de futuro, **que ya es una realidad**, indicado en Figura 322.

CAPÍTULO VIII

FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

8.- FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Con todas estas **líneas de investigación**, se conseguiría una sustancial **transparencia** en el sistema eléctrico, tanto para los **Usuarios**, los **Distribuidores** y las propia **Administración** y así el **Regulador** podría obtener información clara y beneficiosa para la ciudadanía, así como mejoraría la economía, desde el punto de vista de la energía.

- 1) Se podría implementar el modelado **CÁTERA**, para incluir con las afecciones correspondientes y dependiendo de las expropiaciones y con un sistema que calcule y evalúe los sistemas medioambientales, como de Impacto Ambiental, Impacto paisajístico, etc.
- 2) Hacer un sistema, que complemente el conflicto de distribuidor de zona, con el sistema de red de referencia, no expuesto aun por la **CNMC**.
- 3) Un programa informático, similar al efectuado en Excel en esta tesis doctoral, pero **interactivo**, en el cual, un distribuidor pudiera acceder a la **CNMC** y obtener como cualquier empresa, un sistema que le permitiera saber, con lo que va a invertir, que **retribución** le va a pagar la Administración y así optimizar sus inversiones y redundar en una mejora de la **Calidad de Servicio**.
- 4) Hacer un sistema **CÁTERA** interactivo con el de Red de Referencia, que anuncia la **CNMC**, pero que a fecha de la redacción de esta tesis doctoral, no se tiene conocimientos.
- 5) Otro programa interactivo, que el futuro **generador de autoconsumo**, pudiera introducir los datos y calcular su rentabilidad y posible asesoramiento, como si se tratara de un comparador de tarifas de la **CNMC**.
- 6) Estudiar jurídicamente desde el punto de vista del usuario, la **indefensión** que le provoca una **reclamación** ante el **Comercializador** eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] L. Verdad., *Los cortes de luz en Alicante bajan de una hora por primera vez en la historia.*, 2014.
- [2] M. Fort, *LA VANGUARDIA. Cinco claves para entender el déficit de tarifa de las eléctricas*, 1013/12/19.
- [3] energíadiario.com, *ENERGÍA DIARIO. ¿Qué es el déficit tarifario?*, 2012/03/05.
- [4] E. PRESS, *"El déficit tarifario es de 29.189 millones de euros"*, 2014/06/06.
- [5] T. Osborne., *Conferencia de Pablo Iglesias con la Asociación Nacional de Productores de Energías Renovables (ANPIER)*, 2014/06/25.
- [6] «Facua pide que se cumpla la sentencia que obliga a informar previamente de las subidas de la luz,» *RTVE*, 27/12/2014.
- [7] M. Á. NOCEDA, *EL PAÍS. Las renovables tendrán que devolver 1.000 millones recibidos de más.*, 2014/10/02.
- [8] «El déficit de tarifa supera hasta junio en un 57% el límite para todo 2014,» *El País*, 09/09/2014.
- [9] C. d. G. España, *Confianza en el sector eléctrico. Barómetro realizado el 1/10/2013.*
- [10] J. d. Estado, *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, «BOE» núm. 285, de 28 de noviembre de 1997.
- [11] J. d. Estado, *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*, «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.
- [12] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica*, «BOE» núm. 67, de 18 de marzo de 2008.
- [13] M. d. Economía, *Corrección de errores del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*, España, «BOE» núm. 62, de 13 de marzo de 2001, páginas 9065 a 9066.
- [14] M. d. Economía, *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*, España, «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2000.
- [15] R. M. y. otros., «Overview of the Quality of Electricity Supply in Spain. Visión general de la Calidad del Suministro Eléctrico en España,»

- International Conference on Renewable Energies and Power Quality. (ICREPQ'11). Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 13th to 15th April, 2010.
- [16] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*. «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013.
- [17] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica*. «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013.
- [18] J. d. Estado, *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, «BOE» núm. 285, de 28 de noviembre de 1997.
- [19] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*, «BOE» núm. 111, de 7 de mayo de 2009.
- [20] «mailxmail.com,» [En línea]. Available: <http://www.mailxmail.com/curso-red-energia/red-sistema-electrico>. [Último acceso: 13 11 2014].
- [21] R. E. D. ESPAÑA. [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/>.
- [22] E. y. T. Ministerio de Industria, «Secretaria de Estado de Energía,» [En línea]. Available: <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Distribuidores/Paginas/registrosElectricidad.aspx>.
- [23] U. Europea, *DIRECTIVA 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE*, «DOUE» núm. 176, de 15 de julio de 2003.
- [24] U. Europea, *DIRECTIVA 2004/85/CE del Consejo, de 28 de junio de 2004, por la que se modifica la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que se refiere a la aplicación de determinadas disposiciones a Estonia*, «DOUE» núm. 236, de 7 de julio de 2004.
- [25] U. Europea, *Directiva 2008/3/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de enero de 2008, por la que se modifica la Directiva 2003/54/CE en lo relativo a la aplicación de determinadas disposiciones a Estonia*, «DOUE» núm. 17, de 22 de enero de 2008.
- [26] U. Europea, *Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE*, «DOUE» núm. 211, de 14 de agosto de 2009.
- [27] J. d. Estado, *Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo*

- dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para, «BOE» núm. 160, de 5 de julio de 2007, páginas 29047 a 29067.*
- [28] J. d. Estado, *Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos*, «BOE» núm. 241, de 8 de octubre de 1998.
- [29] J. d. Estado, *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.
- [30] E. Y. T. MINISTERIO DE INDUSTRIA, www.minetur.gob.es, 2015.
- [31] OMEL, www.omelholding.es.
- [32] J. d. Estado, *Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional*, «BOE» núm. 312, de 29 de diciembre de 1984.
- [33] R. E. d. España, www.ree.es.
- [34] R. E. d. España, www.ree.es.
- [35] Ministerio de Industria, «www.minetur.gob.es,» [En línea]. [Último acceso: 23 diciembre 2014].
- [36] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica*, «BOE» núm. 82, de 4 de abril de 2009.
- [37] J. d. Estado, *Ley 3/2014, de 27 de marzo, por la que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre*, «BOE» núm. 76, de 28 de marzo de 2014.
- [38] d. 2. d. m. d. 2. «BOE» núm. 122, *Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética*, «BOE» núm. 122, de 23 de mayo de 2011.
- [39] T. d. g. y. luz, www.tarifasgasluz.com.
- [40] T. Browne, *Pseudoxia Epidemica*, 1646.
- [41] J. F. Mora, *Genios de la ingeniería eléctrica*, Fundación Iberdrola, 2006.
- [42] A. Udias Vallina, *Historia de la Física. De Arquímedes a Einstein*, Editorial Síntesis, Madrid, 2004.
- [43] M. P. d. L. y. P. V. Nieto, *Orígenes del Electromagnetismo. Oersted y Ampere*, Nivola Libros y Ediciones, Madrid, 2003..
- [44] A. Ganot, *Tratado Elemental de Física*, Librería de la Vda de CH. Bouret Paris 1900.
- [45] Varios, *Raíces del sector eléctrico en España*, Vol. 1, Antonio Cabello, 1990.

- [46] M. d. Fomento, Anuncio, Gaceta de Madrid, 01/03/1886.
- [47] M. A. y. G. Nahm, Las Tres Chimeneas. Implantación industrial, cambio tecnológico y transformación de un espacio urbano barcelonés., Barcelona: FECSA, 1994, vol. 1, pág. 25-51..
- [48] Varios, Luces del Duero 1900-1970, Fundacion Iberdrola, 2009.
- [49] A. h. C. P. M. E. Bruno., *Cartagena Urbana*.
- [50] R. d. o. públicas, *Principales fábricas de distribución*, Estadística oficial 1901. Revista de obras públicas.
- [51] G. d. Madrid, *Ley dictando disposiciones que se han de tener presentes respecto á la propiedad, uso y aprovechamiento de aguas*, Gaceta de Madrid núm. 170, de 19/06/1879.
- [52] 2. Banco de España, *La industria eléctrica Española (1890-1936)*, Banco de España, 2007.
- [53] *revista de historia industrial*, 1999.
- [54] varios, *Electra y el Estado. La intervencion publica en la industria lectrice bajao el Franquismo*, Edit. Thomson Civitas .
- [55] varios, *Energia: Del monopolio al mercado*, Thomson Civitas- CNE, 2006.
- [56] C. E. M. y. R. G. Marin, *Agua y Energia. Produccion hidroelectrica en España.*, Investigaciones científicas, Nº 51, 2010.
- [57] *Revista Investigaciones Geográficas, Nº 51..*
- [58] F. Iberdrola, *Revista Luces del Duero 1900-1970*.
- [59] M. d. Industria, *DECRETO de 14 de noviembre de 1952 por el que se implantan a partir de 1.º de enero de 1953 las tarifas tope unificadas de energía eléctrica, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto de 12 de enero de 1951*, Boletín Oficial del Estado núm. 330, de 25/11/1952.
- [60] J. M. M. Fano, *Fisica y sociedad*, Revista del colegio oficial de Fisicos., Octubre de 2002, Nº13.
- [61] Varios, *El sector electrico a traves de UNESA 1944-2004*, 2005, Unesa.
- [62] varios, *El sector electrico a traves de UNESA 1944-2004*, 2005, UNESA.
- [63] «www.foronuclear.org.» [En línea].
- [64] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 926/1980, de 18 de abril, por el que se constituye la Delegación del Gobierno en la explotación del sistema eléctrico*, «BOE» núm. 120, de 19 de mayo de 1980.
- [65] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 91/1985, de 23 de enero, por el que se constituye la Sociedad estatal «Red Eléctrica de España»*, «BOE» núm. 24, de 28 de enero de 1985.

- [66] M. C. Mir, «Evaluación de los palnes energeticos nacionales en España(1975-1998),» *Revista de Historia Industrial*, nº 15, pp. 161-178, 1999.
- [67] J. d. Estado, *Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía*, «BOE» núm. 23, de 27 de enero de 1981.
- [68] P. d. Gobierno, *Real Decreto 1217/1981, de 10 de abril, para el fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales*, «BOE» núm. 150, de 24 de junio de 1981.
- [69] P. d. Gobierno, *Real Decreto 3480/1983, de 21 de diciembre, por el que se modifica el apartado tercero del artículo segundo del Real Decreto 1217/1981, de 10 de abril, para el fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales*, «BOE» núm. 43, de 20 de febrero de 1984.
- [70] M. d. Delas, «El entorno economico de la energia eolica,» *Energia*, octubre de 2003.
- [71] J. d. Estado, *Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía*, «BOE» núm. 23, de 27 de enero de 1981.
- [72] J. d. Estado, *Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional*, «BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 1994.
- [73] d. 3. d. d. d. 1. «BOE» núm. 313, *Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*, Ministerio de Industria y Energía.
- [74] Varios, «www.energiaysociedad.es,» [En línea].
- [75] P. E. y Consejo, *Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, Diario Oficial de las comunidades europeas num.L 27/20 de 30701/1997.
- [76] Fuente: www.energiaysociedad.es.
- [77] C. E. d. I. Energia, «www.enerclub.es,» 2014. [En línea]. [Último acceso: 2014].
- [78] Instituto para el Ahorro y Diversificación de la Energía (IDAE), «Plan de fomento de la Energías Renovables en España,» 2000.
- [79] *Directiva 2001/77/CE, relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables*, Diario oficial de las Comunidades Europeas, num.283, de 27/10/2001.
- [80] Union Europea, *Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento*, 2009. Boletín oficial de las Comunidades Europeas, num.140 de 05/06/2009.
- [81] C. Europeas, *Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad*, «DOUE» núm. 283, de 27 de octubre de 2001.

- [82] U. Europea, *Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte*, «DOUE» núm. 123, de 17 de mayo de 2003.
- [83] MINISTERIO DE INDUSTRIA, *REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por*, BOE, num.126 de 26/05/2007.
- [84] J. D. ESTADO, *Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.*, BOE num. 55, de 05/03/2011.
- [85] M. d. Hacienda, *Ley disponiendo que la contribución industrial y de comercio se administre directamente por la Hacienda en todas las poblaciones de la Monarquía*, Gaceta de Madrid núm. 84, de 24/03/1880.
- [86] M. d. Fomento, *Real decreto aprobando los adjuntos Programas generales de estudios de las carreras de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, de Minas, de Montes, Industriales y Agrónomos y de las de Arquitectura*, Gaceta de Madrid núm. 266, de 23/09/1858.
- [87] M. d. I. Gobernación, *Real decreto resolviendo que los libros 3.º y 4.º del proyecto de Código civil sean sometidos al exámen y discusión de la Comisión general de Codificación en pleno ántes de presentarlos á la deliberación de las Córtes*, Gaceta de Madrid núm. 269, de 26/09/1882.
- [88] M. d. I. Gobernación, *Real orden aprobatoria del reglamento especial para la instalación del alumbrado eléctrico en los teatros de Madrid*, Gaceta de Madrid núm. 91, de 31/03/1888.
- [89] M. d. Hacienda, *Real orden fijando la partida del Arancel que debe aplicarse á los cables para la conducción de la electricidad necesaria para el alumbrado*, Gaceta de Madrid núm. 198, de 17/07/1891.
- [90] M. d. Fomento, *Ley sobre servidumbre forzosa de paso de corrientes eléctricas*, Gaceta de Madrid núm. 84, de 25/03/1900.
- [91] I. y. C. Ministerio de Agricultura, *Real decreto aprobando el reglamento sobre instalaciones eléctricas y servidumbre forzosa de paso de las mismas*, Gaceta de Madrid núm. 168, de 17/06/1901.
- [92] I. y. C. Ministerio de Agricultura, *Reales órdenes, disponiendo se cumplan con todo rigor las prescripciones del Reglamento de 15 de Junio de 1901 sobre instalaciones eléctricas*, Gaceta de Madrid núm. 224, de 12/08/1903.
- [93] M. d. Hacienda, *Suspension de la Real Orden de 28 de octubre ultimo, sobre la colocacion de aparatos registradores y contadores*, Gaceta de Madrid, num.35 de 04/02/1905.
- [94] I. y. C. Ministerio de Agricultura, *Real Decreto aprobatorio de las adjuntas instrucciones reglamentarias para el servicio de verificación de los contadores de electricidad y gas*, Gaceta de Madrid núm. 281, de 09/10/1904.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- [95] M. d. Fomento, *Real Decreto modificando los artículos que se mencionan y la disposición transitoria de las vigentes Instrucciones Técnicas para el servicio de los conatdores de electricidad y gas*, Gaceta de Madrid, num. 164, de 13/06/1906.
- [96] M. d. Fomento, *Real Decreto aprobatorio de modificaciones*, Gaceta de Madrid, num. 299 de 26/10/1907.
- [97] M. d. Fomento, *Real Decreto redactando en la forma que se indica los artículos 30,63, 73 y tercera disposición transitoria en las instrucciones reglamentarias para el servicio de verificación de contadores*, Gaceta de Madrid, num. 344 de 10/12/1910.
- [98] M. d. Fomento, *Real decreto creando en este Ministerio, y dependiente de la Dirección General de Comercio, Industria y Trabajo, una Comisión permanente española de electricidad, encargada de asesorar al Gobierno en cuanto se refiere á las aplicaciones industriales de es*, Gaceta de Madrid núm. 328, de 23/11/1912.
- [99] M. d. Fomento, *Real decreto aprobando el proyecto de Reglamento para el régimen interior de la Comisión permanente española de Electricidad.*, Gaceta de Madrid núm. 288, de 15/10/1913.
- [100] M. d. Fomento, *Real Orden, aprobando el contador de energia electrica modelo LJo*, Gaceta de Madrid, num. 185 de 04/07/1913.
- [101] M. d. F. D. G. d. O. Públicas., *Disponiendo queden redactados en la forma que se publican los apartados B) y E) del segundo de la Real orden de 4 de Julio de 1913, referentes a los apoyos y suspensiones de las líneas eléctricas en los cruces con carreteras*, Gaceta de Madrid núm. 128, de 07/05/1916.
- [102] M. d. Fomento, *Real Orden de 14 de Agosto de 1.920 ,declaro obligatorio el suministro de energía eléctrica a los abonados*, Gaceta de Madrid, de 25 de Agosto de 1920..
- [103] R. ". e. Electrica", *Aclaracion publicada, sobre el Real orden de 20 de Agosto de 1920*, Revista general de la electricidad y aplicaciones, num.18 de 25/09/1920.
- [104] P. d. D. Militar, *Real decreto dictando normas sobre suministros de energía eléctrica, aguas y gas*, Gaceta de Madrid núm. 106, de 15/04/1924.
- [105] M. d. E. Nacional, *Real decreto aprobando el Reglamento, que se inserta, para las instalaciones eléctricas receptoras en el interior de fincas y propiedades urbanas*, Gaceta de Madrid núm. 17, de 17/01/1930.
- [106] M. d. E. Nacional, *Real decreto aprobando, con carácter provisional, el Reglamento para la Verificación de contadores y regularidad en el suministro de energía eléctrica*, Gaceta de Madrid núm. 87, de 28/03/1931.

- [107] M. d. I. y. Comercio, *Decreto de 5 de diciembre de 1933 aprobando el Reglamento, que se inserta, de Verificaciones eléctricas y de regularidad en el suministro de energía*, Gaceta de Madrid núm. 343, de 09/12/1933.
- [108] I. y. C. Ministerio de Agricultura, *Orden resolviendo escritos de la Jefatura Industrial de Jaén, acerca de la interpretación que haya de darse al artículo 16 del Reglamento de Instalaciones eléctricas de 27 de Marzo de 1919*, Gaceta de Madrid núm. 132, de 11/05/1932.
- [109] M. d. I. y. Comercio, *Decreto aprobando el Reglamento, que se inserta, de instalaciones eléctricas receptoras*, Gaceta de Madrid núm. 188, de 07/07/1933.
- [110] M. d. I. y. Comercio, *Decreto disponiendo queden modificados en la forma que se indica los artículos que se mencionan del Reglamento de Verificaciones eléctricas y de regularidad en el suministro de energía, aprobado por Decreto de 5 de Diciembre de 1933*, Gaceta de Madrid núm. 263, de 20/09/1935.
- [111] M. d. I. y. Comercio, *Decreto disponiendo queden modificados en la forma que se insertan los artículos del Reglamento de Verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro de energía, aprobado por Decreto de 5 de Diciembre de 1933*, Gaceta de Madrid núm. 200, de 18/07/1936.
- [112] M. d. I. y. Comercio, *Orden disponiendo la recopilación y revisión del "Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía"*, Boletín Oficial del Estado núm. 542, de 16/04/1938.
- [113] J. d. Estado, *Ley de 25 de septiembre de 1941 por la que se crea el Instituto Nacional de Industria.*, Boletín Oficial del Estado núm. 273, de 30/09/1941.
- [114] M. d. I. y. Comercio, *Orden de 23 de febrero de 1949 por la que se aprueban instrucciones de carácter general y Reglamentos sobre instalación y funcionamiento de Centrales eléctricas, Líneas de transportes de energía eléctrica y Estaciones transformadoras*, Boletín Oficial del Estado núm. 100, de 10/04/1949.
- [115] M. d. I. y. Comercio, *Orden de 23 de febrero de 1949 por la que se aprueban instrucciones de carácter general y Reglamentos sobre instalación y funcionamiento de Centrales eléctricas, Líneas de transportes de energía eléctrica y Estaciones transformadoras*, Boletín Oficial del Estado núm. 100, de 10/04/1949.
- [116] M. d. I. y. Comercio, *DECRETO de 12 de enero de 1951 sobre ordenación en la distribución de energía eléctrica y establecimiento de tarifas de aplicación*, Boletín Oficial del Estado núm. 33, de 02/02/1951.
- [117] M. d. Industria, *DECRETO de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el texto unificado del Reglamento de "Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía"*, Boletín Oficial del Estado núm. 105, de 15/04/1954.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- [118] M. d. Industria, *DECRETO de de 3 junio de 1955 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*, Boletín Oficial del Estado núm. 201, de 20/07/1955.
- [119] J. d. Estado, *Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear*, «BOE» núm. 107, de 4 de mayo de 1964.
- [120] J. d. Estado, *Ley 25/1968, de 20 de junio, modificando los artículos 9 y 16 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear*, «BOE» núm. 149, de 21 de junio de 1968.
- [121] J. d. Estado, *Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear*, «BOE» núm. 107, de 4 de mayo de 1964.
- [122] M. d. Industria, *Decreto 3151/1968, de 28 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión*, «BOE» núm. 311, de 27 de diciembre de 1968.
- [123] M. d. Industria, *Orden de 31 de diciembre de 1970 por la que se aprueban nuevas tarifas eléctricas de estructura binomia*, «BOE» núm. 7, de 8 de enero de 1971.
- [124] M. d. Industria, *Orden de 31 de diciembre de 1970 por la que se aprueban nuevas tarifas eléctricas de estructura binomia*, «BOE» núm. 7, de 8 de enero de 1971.
- [125] M. d. Industria, *Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*, «BOE» núm. 242, de 9 de octubre de 1973.
- [126] M. d. Industria, *Decreto 3561/1972, de 21 de diciembre, por el que se establecen las condiciones del sistema integrado de facturación de energía eléctrica*, «BOE» núm. 13, de 15 de enero de 1973.
- [127] M. d. A. Públicas, *Real Decreto 777/2002, de 26 de julio, por el que se establece la estructura orgánica básica del Ministerio de Economía.*, BOE» núm. 179, de 27 de julio de 2002.
- [128] M. d. H. y. A. Públicas, *Real Decreto 1887/2011, de 30 de diciembre, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales.*, BOE» núm. 315, de 31 de diciembre de 2011.
- [129] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 2194/1979, de 3 de agosto, por el que se regula la Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica (OFICO)*, «BOE» núm. 225, de 19 de septiembre de 1979.
- [130] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 926/1980, de 18 de abril, por el que se constituye la Delegación del Gobierno en la explotación del sistema eléctrico*, «BOE» núm. 120, de 19 de mayo de 1980.
- [131] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación*, «BOE» núm. 288, de 1 de diciembre de 1982.

- [132] J. d. Estado, *Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional*, «BOE» núm. 312, de 29 de diciembre de 1984.
- [133] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 91/1985, de 23 de enero, por el que se constituye la Sociedad estatal «Red Eléctrica de España»*, «BOE» núm. 24, de 28 de enero de 1985.
- [134] J. d. Estado, *Ley 26/1984, de 19 de julio, General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios*, «BOE» núm. 176, de 24 de julio de 1984.
- [135] J. d. Estado, *Ley 3/2014, de 27 de marzo, por la que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre*, «BOE» núm. 76, de 28 de marzo de 2014.
- [136] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 1075/1986, de 2 de mayo, por el que se establecen normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de este servicio*, «BOE» núm. 135, de 6 de junio de 1986.
- [137] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio*, «BOE» núm. 300, de 16 de diciembre de 1987.
- [138] M. d. I. y. Energía, *Orden de 29 de diciembre de 1987 por la que se fijan los valores estándares brutos y netos y vida útil de las instalaciones de generación eléctrica que hayan entrado en explotación antes del 31 de diciembre de 1987 y el procedimiento para su actualización*, «BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 1987.
- [139] C. Generales, *Constitución Española*, «BOE» núm. 311, de 29 de diciembre de 1978.
- [140] P. E. y. Consejo, *Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, «DOUE» núm. 27, de 30 de enero de 1997.
- [141] C. Europeas, *Decisión de la Comisión, de 20 de abril de 1995, sobre la actualización de la lista de entidades que figuran en la Directiva 90/547/CEE relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes*, «DOUE» núm. 107, de 12 de mayo de 1995.
- [142] D. D. O. d. I. C. Europeas, *DIRECTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO*, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, de 19 de diciembre de 1996.
- [143] J. I. P. Arriaga, *Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica*, CNSE, 1998.

- [144] W. E. COUNCIL., *THE BENEFITS AND DEFICIENCIES OF ENERGY SECTOR LIBERALISATION. CURRENT LIBERALISATION STATUS*, VOLUME II, CHAPTER ,2002.
- [145] J. C. F. Pérez, *ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS LIBERALIZADOS A ESCALA INTERNACIONAL*, MADRID, Septiembre 2002.
- [146] 2. World Energy, *World Energy Council. "The Benefits and Deficiencies of Energy Sector Liberalisation. Current Liberalisation Status" Volume II, Chapter Energy Sector Liberalisation. Current Liberalisation Status" Volume II, Chapter 6.*
- [147] E. M. R. I. E. Agency, *Competition in electricity markets*, OCDE/IEA 2001.
- [148] ELIA, <http://www.elia.be/>.
- [149] Euronet, <https://www.euronext.com/en/markets/nyse-uronext/paris>.
- [150] <http://www.powernext.com>,
<http://www.powernext.com/index.php>.
- [151] TENNET, <http://www.tennet.eu/nl/home.html>.
- [152] Á. P. Exchange, <https://www.apxgroup.com/>.
- [153] P. P. Corporation, <https://www.dei.gr/el>.
- [154] E. R. Commission, http://www.erc.go.ke/index.php?option=com_content&view=featured&Itemid=435.
- [155] G. European Energy Exchange AG Augustusplatz 904109 Leipzig, www.eex.com/en.
- [156] <http://www.eurexchange.com/exchange-en/trading/production-newsboard/>.
- [157] "Reshaping the electricity Industry. A public policy debate", *Harvard Electricity Policy Group, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government, Harvard University. June 2001.*
- [158] N. G. Company, www.nationalgrid.com/uk/.
- [159] N. E. T. A. (NETA), www.netaworld.org/.
- [160] O. o. G. a. E. M. (OFGEM), www.netaworld.org/.
- [161] Sally Hunt & Graham Shuttleworth "Unlocking the Grid", *IEEE Spectrum*, 1996..
- [162] R. Green, "Draining the Pool: The Reform of Electricity Trading in England and Wales". *Department of Applied Economics, University of Cambridge. December 1998.*
- [163] Nord Pool ASA. "The Nordic Power Market. Electricity power exchange across National Borders". 15 September 2001.
- [164] S. Kraftnät, [www. Svenska Kraftnät](http://www.SvenskaKraftnat.se).

- [165] H.-b. e. Exchange, *Helsinki-based electricity Exchange*.
- [166] ELTRA, <http://www.eltra.be/nl/>.
- [167] N. Pool, Nord Pool ASA. "Derivatives Trade at Nord Pool's Financial Markets". 28 August 2001..
- [168] 17Nils Henrik von der FEHR, Department of economics. University of Oslo and Dvid Harbord, Market Analysis Ltd, Oxford, "Competition in electricity spot Markets. Economics theory and international experience". February 1998.
- [169] "Albanian Energy Sector Modernization". Published in the 1996 European Electric Utility Directory. Available at: <http://fly.hiwaay.net/~pspoole/albmod.htm>.
- [170] Azerenerji, www.azerenerji.gov.az/.
- [171] "An introduction to Australia's National Electricity Market". 4th.
- [172] Eduardo Pollak Bakal, "Desarrollo de un mercado de opciones y futuros en el sector eléctrico chileno". Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile, 1994.
- [173] "Electricity market development and market contractual agreements in the USA, in the EU members and in the members of ERA". Energy Regulators Association, Licensing Committee. 5th Annual Energy Regulatory Conference, Sofia, Bulgaria, 3-5 December 2001.
- [174] Paul L.Joskow, "Deregulation and regulatory reform in the U.S electric power sector". February 17,2000. Revised discussion draft. Prepared for the Brookings-AEI Conference on Deregulation in Network Industries, December 9-10, 1999.
- [175] "On the use of pay-as-bid auctions in California. Some criticisms and an alternative proposal". Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).ICAI. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, Spain. IIT Working Paper IIT-00-077^a. November 2000.
- [176] M. d. Economía, Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, «BOE» núm. 89, de 13 de abril de 2002.
- [177] AENOR, UNE-EN 50.160 Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.
- [178] T. y. C. Ministerio de Industria, ORDEN ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008, «BOE» núm. 156, de 28 de junio de 2008.
- [179] J. R. Abbad, *Calidad de servicio. Regulación de inversiones*, Universidad Pontificia de Comillas. Madrid.
- [180] C. Europeas, *Directiva del Consejo, de 25 de julio de 1985, relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y*

administrativas de los Estados miembros en materia de responsabilidad por los daños causados por productos defectuosos, «DOUE» núm. 210, de 7 de agosto de 1985, páginas 29 a 33.

- [181] U. Europea, *Directiva 2011/83/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre los derechos de los consumidores, por la que se modifican la Directiva 93/13/CEE del Consejo y la Directiva 1999/44/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, «DOUE» núm. 304, de 22 de noviembre de 2011.*
- [182] U. Europea, *Directiva 2013/11/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2013, relativa a la resolución alternativa de litigios en materia de consumo y por la que se modifica el Reglamento (CE) nº 2006/2004 y la Directiva 2009/22/CE, «DOUE» núm. 165, de 18 de junio de 2013.*
- [183] J. d. Estado, *Ley 3/2014, de 27 de marzo, por la que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, «BOE» núm. 76, de 28 de marzo de 2014.*
- [184] J. d. Estado, *Corrección de errores de la Ley 3/2014, de 27 de marzo, por la que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2007, «BOE» núm. 117, de 14 de mayo de 2014.*
- [185] M. d. I. Presidencia, *Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, «BOE» núm. 287, de 30 de noviembre de 2007.*
- [186] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, «BOE» núm. 151, de 24 de junio de 2000.*
- [187] U. Europea, *DIRECTIVA 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, «DOUE» núm. 176, de 15 de julio de 2003, páginas 37 a 56.*
- [188] C. Europeas, *DIRECTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 19 DE DICIEMBRE DE 1996, SOBRE NORMAS COMUNES PARA EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD, «DOUE» núm. 27, de 30 de enero de 1997, páginas 20 a 29.*
- [189] F. A. Donoso, *COMPONENTES ARMÓNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICAS. Conceptos, norma vigente en Chile y alternativas de solución al problema.*

- [190] M. d. C. y. Tecnología, *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*, «BOE» núm. 224, de 18 de septiembre de 2002.
- [191] U.-E. 50160, *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*.
- [192] U. d. Q. R. Víctor Sánchez Huerta . División de Ciencias e Ingenierías, «<http://www.afinidadelctrica.com/>,» [En línea].
- [193] F. J. Arriola, *“Perturbaciones más habituales en un sistema eléctrico”, Jornada sobre perturbaciones eléctricas, análisis y prevención, Bilbao, 23 de Febrero., 1989.*
- [194] P. e. a. Martínez, *“Voltage Line Conditioner Based on Fast Active Filtering”, First Power Quality and Applications, París, SGEE, 14-18 de octubre, 1991.*
- [195] Asinel-Unesa, *“Resultado del plan de medidas de perturbaciones eléctricas, 1ª fase”, abril.*
- [196] S. Martínez, *“Necesidad y utilización de los SAI”, Mundo electrónico, núm. 196, junio, 1989.*
- [197] McGrawHill, *Alimentación de equipos informáticos y otras cargas críticas, 1992.*
- [198] T. y. C. Ministerio de Industria, «Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.,» «BOE» núm. 82, de 4 de abril de 2009.
- [199] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.,* «BOE» núm. 68, de 19 de marzo de 2008, páginas 16436 a 1655.
- [200] T. M. López, *La calidad de suministro eléctrico en España, influencia en la actividad de distribución*, Madrid 2008.
- [201] AENOR, *Normalización de conductores desnudos a base de aluminio, para líneas eléctricas aéreas, 1980-05-15.*
- [202] AENOR, *Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas, 2002-09-26.*
- [203] Mastrafo, *Regulador de Tensión VR-32.*
- [204] C. P. SYSTEMS, *STEP VOLTAGE REGULATORS ANO THE OPEN DELTA CONNECTION RESPONSE TO QUESTIONS FROM THE ELECTRIC AUTHORITY OF CYPRUS, 1999.*
- [205] COOPER, *The Effects of Line Regulators on Overcurrent Protection of 3-Wire Meduim Voltage Distribution Systems, 1993.*

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- [206] MASTRAFO, *Condensadores en líneas de MT, VARlínea.*
- [207] PLC, *Sistema localizador de paso de falta vía PLC para redes de distribución de MT.*
- [208] ARTECHE, *Earth fault & short circuit indicators. Detectores de paso de falta.*
- [209] E. d. d. protección, *Detector de paso de falta.*
- [210] S. ELECTRIC, *Fault Passage Indicators for MV overhead lines. Indicadores de defectos para líneas aéreas de MT.*
- [211] S. ELECTRIC, *Directional Fault Passage Indicators for MV overhead networks. Detectores Direccionales de Defectos para redes aéreas de MT.*
- [212] A. G. C. Pablo García González, *Transporte flexible de la energía eléctrica en corriente alterna, 2004.*
- [213] P. G. González, *Modelado Control y Aplicación de Dispositivos FACTS Basados en Inversores Fuente de Tensión, Universidad Pontificia Comillas, junio de 2000.*
- [214] L. C. Hernández, *Guía de aplicación Desfasadores, REF.: DDR.E/03/731 FECHA: 30.05.08 EDIC.: 1.*
- [215] M. Bronzini¹, *Security, safety e power quality nei sistemi industriali a media tensione: possibili vantaggi dell'esercizio con neutro a terra con bobina Petersen.*
- [216] M. Bronzini, *Messa a terra del neutro nelle reti a MT mediante bobina Petersen e power quality.*
- [217] EGE, *PETERSEN COILS.*
- [218] I. Z. F. A. J. A. J. S. Javier Mazón Sainz-Maza, *PROYECTO DE DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA BOBINA PETERSEN COMO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO.*
- [219] AENOR, *UNE-EN 60071-2. Coordinación de aislamiento. Parte II: Guía de Aplicación.*
- [220] AENOR, *UNE-EN 60071-1. Coordinación de aislamiento. Parte I: Definiciones, principios y reglas.*
- [221] J. A. M. Velasco, *Cálculo de Tensiones Inducidas en Líneas Aéreas de Distribución por Descargas Atmosféricas a Tierra.*
- [222] M. d. I. Presidencia, *Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión, «BOE» núm. 222, de 13 de septiembre de 2008.*
- [223] J. A. GIL, *EVALUACIÓN DE RIESGOS DE COLISIÓN Y ELECTROCUCIÓN DE LOS TENDIDOS ELÉCTRICOS DE LAS ZEPAs DEL ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL PLAN DE RECUPERACIÓN DEL QUEBRANTAHUESOS (Gypaetus barbatus) EN ARAGÓN, 2009.*

- [224] B. P. Alberti, *MEJORA AMBIENTAL DE LOS TENDIDOS ELÉCTRICOS EN PICOS DE EUROPA*.
- [225] J. J. C. Martín, *AVIFAUNA Y TENDIDOS ELÉCTRICOS: ACTUACIONES Y POSIBILIDADES*.
- [226] T. y. C. Ministerio de Industria, *Corrección de erratas del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*, «BOE» núm. 120, de 17 de mayo de 2008, páginas 23657 a 23658.
- [227] T. y. C. Ministerio de Industria, *Corrección de errores del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.*, «BOE» núm. 174, de 19 de julio de 2008, páginas 31651 a 31652.
- [228] E. y. T. Ministerio de Industria, <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/CalidadServicio/Paginas/Indices.aspx>, 2014.
- [229] E. Y. T. MINISTERIO DE INDUSTRIA, *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación*, «BOE» núm. 77, de 29 de marzo de 2014.
- [230] D. Información, *Iberdrola reduce un 19% la incidencia de los cortes de luz*, 23.01.2015 .
- [231] U. Europea, *DIRECTIVA 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE*, «DOUE» núm. 176, de 15 de julio de 2003.
- [232] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo*, «BOE» núm. 89, de 13 de abril de 2010.
- [233] J. d. Estado, *Corrección de errores del Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo*, «BOE» núm. 95, de 20 de abril de 2010 .
- [234] J. d. Estado, *Corrección de errores del Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo*, «BOE» núm. 93, de 17 de abril de 2010.
- [235] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética*, «BOE» núm. 122, de 23 de mayo de 2011.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- [236] T. y. C. Ministerio de Industria, *Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de ener*, «BOE» núm. 151, de 23 de junio de 2009.
- [237] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo*, «BOE» núm. 89, de 13 de abril de 2010.
- [238] T. y. C. Ministerio de Industria, *Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial*, «BOE» núm. 156, de 29 de junio de 2009.
- [239] T. Supremo, *Auto de 20 de diciembre de 2011, dictado por la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por el que se suspende la eficacia del artículo 1, apartado 2 y la ejecutividad del artículo 5 de la Orden ITC/2585/2011*, «BOE» núm. 58, de 8 de marzo de 2012, páginas 21775 a 21775.
- [240] T. Supremo, *Auto de 2 de marzo de 2012, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por el que se declara que, de modo cautelar y en tanto se dicte sentencia, el MINETUR ha de complementar la fijación de los peajes de acceso establecidos por la Orden IET/3586/2011*, «BOE» núm. 153, de 27 de junio de 2012.
- [241] T. Supremo, *Auto de 8 de marzo de 2012, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por el que se declara que, de modo cautelar y en tanto se dicte sentencia, el MINETUR ha de complementar la fijación de los peajes de acceso establecidos por la Orden IET/3586/2011*, «BOE» núm. 131, de 1 de junio de 2012.
- [242] T. Supremo, *Auto de 12 de marzo de 2012, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por el que se declara que, de modo cautelar y en tanto se dicte sentencia, el MINETUR ha de complementar la fijación de los peajes de acceso establecidos por la Orden IET/3586/2011*, «BOE» núm. 153, de 27 de junio de 2012.
- [243] T. Supremo, *Auto de 15 de marzo de 2012, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por el que se declara que, de modo cautelar y en tanto se dicte sentencia, el MINETUR ha de complementar la fijación de los peajes de acceso establecidos por la Orden IET/3586/2011*, «BOE» núm. 131, de 1 de junio de 2012.
- [244] T. Supremo, *Auto de 15 de marzo de 2012, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por el que se declara que, de modo cautelar y en tanto se dicte sentencia, el MINETUR ha de complementar la fijación de los peajes de acceso establecidos por la Orden IET/3586/2011*, «BOE» núm. 131, de 1 de junio de 2012.

- [245] T. y. C. Ministerio de Industria, *Resolución de 29 de septiembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el cuarto trimestre de 2011*, «BOE» núm. 236, de 30 de septiembre de 2011.
- [246] E. y. T. Ministerio de Industria, *Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el periodo comprendido entre el 23 y el 31 de d*, «BOE» núm. 315, de 31 de diciembre de 2011.
- [247] E. y. T. Ministerio de Industria, *Resolución de 2 de febrero de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 30 de diciembre de 2011, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurs*, «BOE» núm. 32, de 7 de febrero de 2012.
- [248] E. y. T. Ministerio de Industria, *Resolución de 25 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las tarifas de último recurso a aplicar en el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 22 de diciembre de 2011, ambos inclusive, y en*, «BOE» núm. 100, de 26 de abril de 2012.
- [249] E. y. T. Ministerio de Industria, *Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*, «BOE» núm. 100, de 26 de abril de 2012.
- [250] E. y. T. Ministerio de Industria, *Resolución de 28 de junio de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir del 1 de julio de 2012*, «BOE» núm. 155, de 29 de junio de 2012.
- [251] E. y. T. Ministerio de Industria, *Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*, «BOE» núm. 185, de 3 de agosto de 2013.
- [252] E. y. T. Ministerio de Industria, *Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*, «BOE» núm. 41, de 16 de febrero de 2013.
- [253] E. y. T. Ministerio de Industria, *Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan las tarifas de último recurso*, «BOE» núm. 185, de 3 de agosto de 2013.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- [254] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación*, «BOE» núm. 77, de 29 de marzo de 2014.
- [255] T. y. C. Ministerio de Industria, *Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica*, «BOE» núm. 151, de 23 de junio de 2009.
- [256] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica*, «BOE» núm. 82, de 4 de abril de 2009.
- [257] P. E. Y. D. CONSEJO, *DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, DOCE el 14/08/2009 L211/55.
- [258] M.-H. Zaar, *COOPERATIVAS DE PRODUCCIÓN, DISTRIBUCIÓN Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA EN EL PRIMER TERCIO DEL SIGLO XX. UN ANÁLISIS SOCIOECONÓMICO*. Universidad de Barcelona.
- [259] C. F. Rozado, *Nuevo modelo de retribución de la distribución*, 6 Septiembre 2010, Lima (Perú), 2º Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico eléctrica en España: minimización de la inversión, nivel de garantía de suministro y cumplimiento de índices de calidad de servicio.
- [260] P. d. P. E. d. I. República, *Constitución del Estado decretada y sancionada por las Cortes Constituyentes*. *Gaceta de Madrid* núm. 158, de 07/06/1869, páginas 1 a 2..
- [261] C. d. Cádiz, *Constitución Política de la Monarquía Española 18 de marzo de 1812*, Cádiz : "Constituciones Españolas 1812-1978", Congreso de los Diputados)., 1812.
- [262] C. d. Ministros, *Gaceta de Madrid* núm. 184 páginas 9 a 12., Madrid, 02/07/1876,.
- [263] C. A. XIII, *La Ley de Asociaciones*, Madrid: *Gaceta de Madrid* , pág 116 a 122, 30 de junio de 1887.
- [264] C. Generales, *Constitución Española*. «BOE» núm. 311, de 29 de diciembre de 1978, páginas 29313 a 29424.
- [265] C. S. Domínguez, *CONSIDERACIONES EN TORNO AL FOMENTO DE LAS SOCIEDADES COOPERATIVAS EN EL ORDENAMIENTO JURÍDICO ESPAÑOL*. *Departamento de Derecho Administrativo de la Universidad de Sevilla*.
- [266] J. d. Estado, *Ley 27/1999, de 16 de julio, de Cooperativas*. «BOE» núm. 170, de 17 de julio de 1999, páginas 27027 a 27062.

- [267] J. d. Estado, *Ley 52/1974, de 19 de diciembre, General de Cooperativas*. «BOE» núm. 305, de 21 de diciembre de 1974, páginas 25956 a 25966..
- [268] *BODAS DE ORO DE LA SOCIEDAD COOPERATIVA SAN FRANCISCO DE ASIS. Publicación con motivos Actos conmemoratorios de sus 50 Aniversario*.
- [269] J. d. Estado, *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*, España: B.O.E., «BOE» núm. 285, de 28 de noviembre de 1997, páginas 35097 a 35126..
- [270] R. D. 4. d. 3. d. abril, «BOE» núm. 82, de 4 de abril de 2009, páginas 31971 a 31989.
- [271] J. d. Estado, *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2013, páginas 105198 a 105294.
- [272] « Periódico Expansión 29 de Octubre de 2013,».
- [273] «Tempos energía,» 29 10 2013. [En línea]. [Último acceso: 2 11 2014].
- [274] International., *Electricity market reform.An IEA handbook*.
- [275] L. J. S. Tembleque, *Nuevos marcos reguladores. Referencias internacionales: La nueva regulación eléctrica .CNE, 2000*.
- [276] G. S. S. Hunt, *Unlocking the grid*, IEE Spectrum,pp 20-25, July 1996.
- [277] T. J. DiLorenzo, *El mito del monopolio natural. Traducido por Juan Fernando Carpio*, *The Review of Austrian Economics* Vol. 9, No. 2, 1996.
- [278] U. Europea, *DIRECTIVA 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE*, «DOUE» núm. 176, de 15 de julio de 2003.
- [279] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*, «BOE» núm. 312, de 24 de diciembre de 2010.
- [280] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir EERR*, «BOE» núm. 24, de 28 de enero de 2012.
- [281] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas de electricidad y gas y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*, «BOE» núm. 78, de 31 de marzo de 2012.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- [282] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad*, «BOE» núm. 168, de 14 de julio de 2012.
- [283] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social*, «BOE» núm. 314, de 31 de diciembre de 2012.
- [284] J. d. Estado, *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*, «BOE» núm. 312, de 28 de diciembre de 2012.
- [285] J. d. Estado, *Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013*, «BOE» núm. 312, de 28 de diciembre de 2012.
- [286] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*, «BOE» núm. 29, de 2 de febrero de 2013.
- [287] J. d. Estado, *Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía*, «BOE» núm. 250, de 18 de octubre de 2013.
- [288] J. d. Estado, *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*, «BOE» núm. 167, de 13 de julio de 2013.
- [289] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007*, «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2006.
- [290] T. y. C. Ministerio de Industria, *Corrección de errores del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007*, «BOE» núm. 45, de 21 de febrero de 2007.
- [291] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica*. «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013.
- [292] C. Europeas, *DIRECTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 19 DE DICIEMBRE DE 1996, SOBRE NORMAS COMUNES PARA EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD*, «DOUE» núm. 27, de 30 de enero de 1997.
- [293] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, «BOE» núm. 126, de 26 de mayo de 2007.

- [294] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*, «BOE» núm. 295, de 8 de diciembre de 2011.
- [295] C. A. d. Extremadura, *Ley 2/2002, de 25 de abril, de Protección de la Calidad del Suministro Eléctrico en Extremadura*, «BOE» núm. 135, de 6 de junio de 2002.
- [296] T. Constitucional, *Sentencia 4/2013, de 17 de enero de 2013. Recurso de inconstitucionalidad 4573-2002. Interpuesto por el Presidente del Gobierno en relación con diversos preceptos de la Ley 2/2002, de 25 de abril, de protección de la calidad del suministro eléctrico en Ex*, «BOE» núm. 37, de 12 de febrero de 2013.
- [297] C. D. E. Y. T. EXTREMADURA, *DECRETO 58/2007, de 10 de abril, por el que se regula el procedimiento de control de la continuidad en el suministro eléctrico y las consecuencias derivadas de su incumplimiento*, 2007.
- [298] C. A. d. Madrid, *Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico de la Comunidad de Madrid*, «BOE» núm. 153, de 27 de junio de 2007.
- [299] C. A. d. Madrid, *Ley 4/2007, de 13 de diciembre, por la que se modifica la Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid, adaptándola a la Ley Estatal 17/2007, de 4 de julio*, «BOE» núm. 52, de 29 de febrero de 2008.
- [300] J. y. P. d. G. Área de Coordinación Legislativa y Relaciones Institucionales. Subdirección General de Régimen Jurídico y Desarrollo Normativo. S.G.T de la Consejería de Presidencia, *Decreto 19/2008, de 13 de marzo, del Consejo de Gobierno, por el que se desarrolla la Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid*, 2008.
- [301] C. A. d. C.-L. Mancha, *Ley 6/1999, de 15 de abril, de Protección de la Calidad del Suministro Eléctrico*, «BOE» núm. 124, de 25 de mayo de 1999.
- [302] T. Constitucional, *Sentencia 148/2011, de 28 de septiembre de 2011. Recurso de inconstitucionalidad 3446-1999. Interpuesto por el Presidente del Gobierno en relación con diversos preceptos de la Ley de Castilla-La Mancha 6/1999, de 15 de abril, de protección de la calidad d*, «BOE» núm. 258, de 26 de octubre de 2011.
- [303] T. Constitucional, *RECURSO de inconstitucionalidad número 3.446/1999, promovido por el Presidente del Gobierno, contra diversos artículos de la Ley de Castilla-La Mancha 6/1999, de 15 de abril, de Protección de la Calidad del Suministro Eléctrico*, «BOE» núm. 229, de 24 de septiembre de 1999.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- [304] C. A. d. Cataluña, *Ley 18/2008, de 23 de diciembre, de garantía y calidad del suministro eléctrico*, «BOE» núm. 22, de 26 de enero de 2009.
- [305] J. G. S. R. T. R. A. J. d. I. F. L. J. Román Úbeda, *Revisión de la regulación internacional en calidad del servicio*, Informe dentro del marco del marco del proyecto "Aspectos regulatorios de la calidad del servicio" preparado para IBERDROLA por el IIT, Junio 1997.
- [306] É. d. France, *Contrat Émeraude pour la fourniture d'énergie Électrique*, 1996.
- [307] A.C.E., *Report on the Application of Engineering Recommendation p2/5 Security of Supply*, Report No. 51 (1979).
- [308] MORI, *Electricity Services: The Customer Perspective*, Report Prepared for the Office of Electricity Regulation, March 1993.
- [309] M. d. E. y. O. y. S. P. d. Argentina, *Concurso público internacional para la venta de acciones clase "A" de Edenor S.A. y Edesur S.A.*, SubAnexo 4: Normas de calidad del servicio público y sanciones", Argentina 1992.
- [310] M. d. M. -. Chile, *Decreto con Fuerza de Ley nOI*, 1982.
- [311] c. Guidi, *La regulación del servicio de distribución en Argentina: Calidad de Servicio y Penalizaciones*, Actas del Aula de Regulación, IIT, UPCO, Abril 1996.
- [312] C. N. d. E. -. Chile, *Reglamento de la ley general de servicios eléctricos*, 1998.
- [313] L. G. T. B. S. Voldhaug, *Reliability dependent service pricing by means of outage compensation to customers*, 1998.
- [314] M. Pollitt, «Electricity Reform in Chile. Lessons for Developing Countries,» 2004.
- [315] A. d. m. y. electricidad, «"Aclaraciones sobre la tarifa eléctrica",» Mayo - Junio 2003.
- [316] REE, El marco legal estable 1988-1997.
- [317] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*. «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013, páginas 106594 a 106638.
- [318] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*. «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 1998, páginas 44089 a 44096.
- [319] J. S. d. Tembleque, *LA REGULACIÓN JURÍDICA Y ECONÓMICA DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN EN ESPAÑA, EL MODELO DE RED DE RED DE REFERENCIA*.
- [320] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la*

- retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013, páginas 106594 a 106638.*
- [321] J. P. P. González, *MODELO DE COBERTURA GEOGRÁFICA DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*, 2001.
- [322] E. Minguez, *Herramientas para la planificación de redes de distribución en áreas de población dispersa*, 1999.
- [323] T. Gómez, *“Regulación de la distribución de energía eléctrica en España. Principios y mecanismos de retribución”*, Economía Industrial 2007.
- [324] T. GÓMEZ, *La retribución de la distribución de electricidad en España y el Modelo de Red de Referencia*, 2011.
- [325] M. d. I. Presidencia, *Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión*, «BOE» núm. 222, de 13 de septiembre de 2008.
- [326] C. d. I. C. Valenciana, «DECRETO 150/2010, de 24 de septiembre, del Consell, por el que se modifica el Reglamento de la Ley 3/1993, de 9 de diciembre, de la Generalitat, Forestal de la Comunitat Valenciana, y se aprueba la Instrucción Técnica IT-MVLAT para el tratamiento de la ve,» DOCV núm. 6365 de 29.09.2010.
- [327] M. d. I. Presidencia, *Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico*, «BOE» núm. 148, de 21 de junio de 2001.
- [328] AENOR, *Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas*, Septiembre 2002.
- [329] AENOR, *Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas. Corrigendum*, Noviembre 2005.
- [330] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007*, «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2006.
- [331] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes*, «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 1998.
- [332] M. d. Economía, *Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*, «BOE» núm. 268, de 8 de noviembre de 2001.
- [333] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus*

- Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, «BOE» núm. 139, de 9 de junio de 2014.*
- [334] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación*, «BOE» núm. 288, de 1 de diciembre de 1982.
- [335] M. d. Industria, *Decreto 3151/1968, de 28 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión*, «BOE» núm. 311, de 27 de diciembre de 1968.
- [336] C. C. N. d. I. M. y. I. Competencia, *PROPUESTA DE VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA PARA LOS COSTES DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*, INF/DE/0027/14 26/06/2014.
- [337] COP21, *Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, 2015, en París.
- [338] J. Hernández, *Conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica: calidad de suministro*, (Sumuntán nº 23; P. 33-44).
- [339] I. S. Heras, *TESIS: Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica*, Isidoro Segura Heras. TESIS: Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de dUniversidad Politécnica de Valencia – Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales..
- [340] G. A. C. Godoy, *Impacto de la generación distribuida en la operación de la distribución*, Guillermo Andrés Campusano Godoy. Impacto de la generación dUniversidad de Chile. Facultad de ciencias físicas y matemáticas. Dep. de ingeniería eléctrica.
- [341] B. Parajó, *La generación eléctrica distribuida: autoconsumo y balance neto*, Director de la Agencia de Energía de Vigo - FAIMEVI. 2014.
- [342] O. D. T. E. E. MINISTÉRIO DO AMBIENTE, *Decreto Ley de Autoconsumo Portugal*, Diário da República, 1.ª série — N.º 202 — 20 de outubro de 2014.
- [343] P. MAGAZINE, *Publicado el decreto de autoconsumo en Portugal*, 2014/10/21.
- [344] K. Solar, *LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA DE KRANNICH SIGUE BRILLANDO EN JAPÓN*, 2014.
- [345] R. E. E. R. d. S. E. España, *Autoconsumo, balance neto, Alemania, California*, 2012.
- [346] <http://energinet.dk/DA/Sider/default.aspx>.
- [347] E. y. Sociedad, *Autoconsumo y balance neto*, <http://www.energiaysociedad.es/ficha/3-6-autoconsumo-y-balance-neto>.

- [348] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos*, «BOE» núm. 15, de 17 de enero de 2007.
- [349] M. d. Economía, *Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*, «BOE» núm. 235, de 30 de septiembre de 2000.
- [350] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/*, «BOE» núm. 234, de 27 de septiembre de 2008.
- [351] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/*, «BOE» núm. 234, de 27 de septiembre de 2008, páginas 39117 a 39125 (9 págs.).
- [352] Jefatura del Estado, *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cog*, «BOE» núm. 24, de 28 de enero de 2012, páginas 8068 a 8072 (5 págs.).
- [353] E. y. T. Ministerio de Industria, *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*, «BOE» núm. 140, de 10 de junio de 2014.
- [354] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007*, «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2006.
- [355] *AUE firmada en Luxemburgo el 17 de febrero de 1986.*
- [356] M. d. I. Presidencia, *Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios*, «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2007.
- [357] C. A. Valenciana, *Ley 1/2011, de 22 de marzo, por la que se aprueba el Estatuto de los consumidores y usuarios de la Comunitat Valenciana*, «BOE» núm. 91, de 16 de abril de 2011.
- [358] U. Europea, *Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE*, «DOUE» núm. 211, de 14 de agosto de 2009.

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- [359] C. Europeas, *Directiva 93/13/CEE del Consejo, de 5 de abril de 1993, sobre las cláusulas abusivas en los contratos celebrados con consumidores*, «DOUE» núm. 95, de 21 de abril de 1993.
- [360] U. Europea, *Directiva 2011/83/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre los derechos de los consumidores, por la que se modifican la Directiva 93/13/CEE del Consejo y la Directiva 1999/44/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y se der*, «DOUE» núm. 304, de 22 de noviembre de 2011.
- [361] T. y. C. Ministerio de Industria, *ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008*, «BOE» núm. 312, de 29 de diciembre de 2007.
- [362] J. A. B. Perez, «» de *Las cooperativas de trabajo asociado como solución a reestructuración empresarial en épocas de crisis económica* . , Ed. Punto Rojo libros. .
- [363] «<http://elperiodicodelaenergia.com/>,» 19 12 2014. [En línea].
- [364] «<http://blogthinkbig.com/las-cooperativas-electricas-al-alza-en-espana/>. 29/11/2014,» [En línea].
- [365] Eurostat, *Categoría de precios de la energía: España, "Medium size industries")*..
- [366] M. d. Fomento, *Real decreto aprobando los adjuntos Programas generales de estudios de las carreras de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, de Minas, de Montes, Industriales y Agrónomos y de las de Arquitectura, del Notariado y de Diplomática*, Gaceta de Madrid núm. 266, de 23/09/1858, página 1..
- [367] M. Bacigalupo, «La ley es la ley. ¿Qué es y qué surge el llamado déficit de tarifa en el sistema eléctrico español?,» *RTVE*, 07/10/2014.
- [368] EP, «Industria prevé cerrar 2014 sin déficit de tarifa en el sector eléctrico,» *El País*, 19-08-2014.
- [369] M. d. I. y. Energía, *Real Decreto 1075/1986, de 2 de mayo, por el que se establecen normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de este servicio*, «BOE» núm. 135, de 6 de junio de 1986, páginas 20433 a 20435.
- [370] M. d. I. y. Energía, *Orden de 3 de diciembre de 1993 por la que se establecen modificaciones en las Ordenes de desarrollo del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio*, «BOE» núm. 299, de 15 de diciembre de 1993, páginas 35411 a 35415.
- [371] I. y. C. Ministerio de Agricultura, *Orden resolviendo escritos de la Jefatura Industrial de Jaén, acerca de la interpretación que haya de darse al artículo 16 del Reglamento de Instalaciones eléctricas de 27 de Marzo de 1919*, Gaceta de Madrid núm. 132, de 11/05/1932.

- [372] J. A. B. Perez, *Las cooperativas de trabajo asociado como solución a reestructuración empresarial en épocas de crisis económica*. Ed. Punto Rojo libros.
- [373] M. d. Economía, *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, España, «BOE» núm. 310, de 2.*
- [374] R. M. y. Otros., «Considerations of electricity supply quality in Spain,» de *Journal of energy and power engineering*, USA, December 2012.
- [375] T. y. C. Ministerio de Industria, *Corrección de errores del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, «BOE» núm. 45, de 21 de febrero de 2007.*
- [376] J. Sierra, *La revolución hipocarbónica*, Levante-EMV.com » Opinión.
- [377] IDAE, *El Plan de Energías Renovables 2005-2010*, Consejo de Ministros, 26 de agosto de 2005.
- [378] F. H. Fernández, *Biodiversidad. Un LIFE para proteger las aves*, Dirección General de Desarrollo Sostenible y Biodiversidad.
- [379] J. G. C. y. R. M. Gómez, *Repotenciación de líneas de distribución, Trabajo tutelado Master re energías renovables UMH.*
- [380] M. d. Fomento, *Real decreto aprobando con carácter provisional el Reglamento relativo a instalaciones eléctricas*, Gaceta de Madrid núm. 93, de 03/04/1919.

ÍNDICE FIGURAS

- Figura 1. Esquema clásico del sistema eléctrico. Elaboración propia.55
- Figura 2. Ciclo de la evolución del sistema eléctrico.56
- Figura 3. Situación del sistema eléctrico peninsular en 1988. Fuente REE.56
- Figura 4. Red de Transporte y Distribución España 2010. Fuente REE.57
- Figura 5. Mapa 2014 de la red de transporte nacional. 400 kV, 220 kV. Y líneas más significativas de distribución. [21]. Fuente REE.57
- Figura 6. Vista de las líneas de transporte y distribución principales de la provincia de Alicante. [21]. Fuente REE.....58
- Figura 7. Leyenda de la red de transporte y distribución nacional. [21]. Fuente REE.58
- Figura 8. Mapa de reparto de los principales distribuidores en España. Elaboración propia 2014.....59
- Figura 9. Número de distribuidores por provincias. Elaboración propia.60
- Figura 10. Empresas distribuidoras y Cooperativas eléctricas por Comunidades Autónomas Elaboración propia.61
- Figura 11. Número de Compañías eléctricas en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia.....62
- Figura 12. Mapa de distribuidores y Cooperativas de la Provincia de Alicante. Elaboración propia.....62
- Figura 13. Mapa de distribuidores y Cooperativas de la Comunidad Valenciana. Elaboración propia.....63
- Figura 14. Red de transporte peninsular y no peninsular. Fuente REE.78
- Figura 15. Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares. Fuente REE.78
- Figura 16. Pila de Volta109
- Figura 17. Rotor electromagnético de Faraday111
- Figura 18. Dinamo de Grammé.....115
- Figura 19. Anuncio en Prensa. Fuente: La Vanguardia, 13/08/1881.....116

▪ Figura 20. Iluminación Paseo de Colon. Fuente. La Vanguardia, 29/09/1882. .117	
▪ Figura 21. Material instalaciones eléctricas. Fuente: Raíces del sector eléctrico en España.....118	
▪ Figura 22. Artículo elogiando el uso de la electricidad. Fuente: Revista Blanco y Negro 04/02/1899.119	
▪ Figura 23. Acción de Hidroeléctrica Ibérica.....121	
▪ Figura 24. Primera estadística eléctrica. [50]125	
▪ Figura 25. Principales fábricas de distribución. [50].....126	
▪ Figura 26. Potencia instalada en España por regiones en 1910. [52]127	
▪ Figura 27. Tabla de potencia instalada y producida en España en 1936. [53]..128	
▪ Figura 28. Consumos de electricidad en España en años anteriores a la Guerra Civil. [52]129	
▪ Figura 29. Principales instalaciones hidroeléctricas (1935). [52]129	
▪ Figura 30. Principales instalaciones termoeléctricas (1935). [52].....130	
▪ Figura 31. Potencia hidroeléctrica instalada en España (1941-1950). [57].....134	
▪ Figura 32. Evolución de la producción de electricidad en España (1950-1973). Fuente: UNESA.....138	
▪ Figura 33. Primer logotipo. Fuente: UNESA139	
▪ Figura 34. Empresas fundadoras de UNESA. Fuente: UNESA.....139	
▪ Figura 35. Real Decreto para la constitución de ASELÉCTRICA. [64].....141	
▪ Figura 36. Precios mundiales del petróleo 1973-1984. Fuente. OCDE, INH.143	
▪ Figura 37. Participación de energías primarias (1973-1976). [53]144	
▪ Figura 38. Extracto de la exposición de motivos del PEN-83. Fuente: Boletín Oficial de la Cortes Generales, 14/05/1984145	
▪ Figura 39. Participación prevista y real de las fuentes de energía primaria en el consumo energético, PEN-91. Fuente: MINER.....146	
▪ Figura 40. Extracto de la Ley 40/1994, régimen especial. Fuente: B.O.E. 13/12/1994.....148	

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Figura 41. Excedentes de electricidad del Régimen Especial (GWh). Fuente: Comisión Nacional de la Energía.148
- Figura 42. Legislación básica del sector eléctrico en España (1997-2014). [76].....150
- Figura 43. Evolución histórica demanda de electricidad en España. Fuente: Foro de la industria nuclear en España.....152
- Figura 44. Estructura de generación eléctrica el 23/12/2014. Fuente: REE152
- Figura 45. Potencia instalada en España a 31/12/2014. Fuente: REE.....153
- Figura 46. Planes de Energías Renovables en las CC.AA. Fuente: IDAE154
- Figura 47. Objetivos Plan de fomento de las energías renovables 2000-2010. Fuente: IDAE.155
- Figura 48. Objetivos de producción de electricidad según el PER 2005-2010. Fuente: Ministerio de industria y energía.156
- Figura 49. Objetivos 2010, 2015 y 2020 del plan de energías renovables 2011-2020 en el sector eléctrico. Fuente: Ministerio de Industria y Energía.157
- Figura 50. Parte de la motivación en la implantación la asignatura “Aplicaciones de la electricidad y la Luz”, en las carreras técnicas. Gaceta de Madrid 1858..159
- Figura 51. Texto original de la Gaceta de Madrid 1858 en la que se implanta la signatura de “Aplicaciones de la Electricidad y la Luz” en la carrera de ingeniero industrial.....160
- Figura 52. Tendido de línea telegráfica sobre poste de madera. Fuente: historia telefonía.....161
- Figura 53. Encendido de Luminarias de gas para alumbrado público. Fuente Fundación Gas Natural.161
- Figura 55. Placa de características del contador de energía eléctrica de la sociedad A.E.G. Fuente AEG165
- Figura 55. Clasificación de la tensión por el reglamento de baja tensión de 1973.178
- Figura 56. Esquema de la Calidad de Servicio visto desde el Real Decreto 1955/2000 [152] [153]. Fuente propia.....229

- Figura 57. Coste social neto de la calidad. Con pendientes de $I_{(CAL)}$ e $C_{(CAL)}$.
Fuente [179]. Elaboración propia.235
- Figura 58. Coste social neto de la calidad. Punto triple. Con pendientes de $I_{(CAL)}$ e $C_{(CAL)}$. Fuente [179]. Elaboración propia.236
- Figura 59. Coste social neto de la calidad. Por encima del nivel óptimo de calidad. Elaboración propia.239
- Figura 60. Costo social neto de la calidad, por debajo del nivel óptimo de calidad. Elaboración propia.240
- Figura 61. Evolución grafica de la legislación. Elaboración propia.....244
- Figura 62. Ruidos en la forma de onda. Elaboración propia. Las perturbaciones de la red eléctrica [192] [193], las podemos clasificar en función de que sean aleatorias o estacionarias.249
- Figura 63. Impulsos en la onda. Elaboración propia.250
- Figura 64. Variación lenta de la tensión. Elaboración propia.....251
- Figura 65. Corte largo de tensión. Elaboración propia.....251
- Figura 66. Variación de la frecuencia de la red eléctrica. Elaboración propia. .255
- Figura 67. Variación rápida de la tensión. Elaboración propia.....255
- Figura 68. Variación tensión, repetitiva y rápida (flicker). Elaboración propia. .256
- Figura 69. Microcortes de tensión. Elaboración propia.257
- Figura 70. Distorsión Armónica. Elaboración propia.263
- Figura 71. Esquema simplificado de una línea de 20 kV en el que se ha despreciado el efecto capacitativo.....271
- Figura 72. Esquema vectorial de la tensión a principio de línea, con respecto a final de línea, en el que se incluye el desfase debido al efecto inductivo de la línea. Nota: se desprecia la reactancia capacitativa para su representación. Elaboración propia.....271
- Figura 73. Regulador de tensión en el propio transformador de MT. Elaboración propia.....276

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

▪ Figura 74. Diferentes cargas, fuera del rango de la legislación vigente por ampliación de sus redes. Elaboración propia.....	277
▪ Figura 75. Regulador de tensión colocado en el punto óptimo de reparto de cargas. Elaboración propia.	278
▪ Figura 76. Esquema de un regulador de tensión trifásico. Elaboración propia.....	278
▪ Figura 77. Aplicación de condensadores en medio de la línea de MT lejos de la carga. Elaboración propia.	279
▪ Figura 78. Condensador puesto en el punto óptimo de una distribución de media tensión 20 kV. Elaboración propia.....	279
▪ Figura 79. Sobreintensidad sin falta. Elaboración propia.....	281
▪ Figura 80. Restauración del servicio. Elaboración propia.	282
▪ Figura 81. Falta permanente. Elaboración propia.....	282
▪ Figura 82. Diagrama de tiempos.....	283
▪ Figura 83. Detectores de paso de falta aérea.....	283
▪ Figura 84. Cronograma de una falta semipermanente. [211].....	284
▪ Figura 85. Cronograma de una falta semipermanente. [211].....	284
▪ Figura 86. Detectores de falta en estado de reposo. Elaboración propia.....	285
▪ Figura 87. Localización del tramo del defecto. Elaboración propia.	285
▪ Figura 88. Detección de la falta y accionamiento del relé de apertura de celda y cierre en subestación. Elaboración propia.	286
▪ Figura 89. Flujo de potencia por una línea de energía eléctrica. Elaboración propia.....	287
▪ Figura 90. Sistema mallado y ventajas de un FACTS. Elaboración propia.....	288
▪ Figura 91. Principio de funcionamiento transformador desfasador. Sin elemento de control. Fuente REE. Elaboración propia.....	288
▪ Figura 92. Elemento de control de flujo. Transformador desfasador. Fuente REE. Elaboración propia.....	289
▪ Figura 93. Desfasador simétrico con unidad de excitación. Fuente REE. Elaboración propia.....	290

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

▪ Figura 94. Desfasador asimétrico. Fuente REE. Elaboración propia.	291
▪ Figura 95. Desfasador simétrico en triangulo. Fuente REE. Elaboración propia.....	292
▪ Figura 96. Conductor de aluminio y en su interior composite.....	293
▪ Figura 98. Cruceta tipo tresbolillo plano. Fuente: Real Decreto 1432/2008 [222].....	296
▪ Figura 99. Cruceta tipo tresbolillo atirantado. Fuente: Real Decreto 1432/2008 [222].....	296
▪ Figura 100. Cruceta tipo bóveda. Fuente: Real Decreto 1432/2008 [222]	296
▪ Figura 101. Cruceta tipo canadiense. Fuente: Real Decreto 1432/2008 [222] .	296
▪ Figura 102. Repotenciación línea Tambre. Unión FENOSA Montaje.	300
▪ Figura 103. Repotenciación línea Tambre. Unión FENOSA. Montada.	301
▪ Figura 103. Diferentes anclajes del apoyo en su repotenciación.....	303
▪ Figura 104. Cambio de cabezas de apoyo, para conseguir distancias de seguridad.	304
▪ Figura 105. Cambio de bases de la torre, para conseguir distancias de seguridad al terreno.	304
▪ Figura 106. Refuerzo en la cimentación del apoyo.	305
▪ Figura 107. Control de las celdas de corte de entrada y salida a través de señales de control.....	306
▪ Figura 108. Falta de fase y tierra en una red de distribución con cable.	306
▪ Figura 109. Celdas monitorizadas.....	307
▪ Figura 110. Referencia a los costes de la electricidad.....	370
▪ Figura 111. Retribución en función del coste de servicio.....	372
▪ Figura 112. Reparto geográfico de monopolio natural de las 5 grandes distribuidoras en el estado español (2010). Fuente CNE [259].....	378
▪ Figura 113. Gaceta de Madrid, publicación de 7 de junio de 1869.....	379
▪ Figura 115. Primeros artículos de la constitución del 1869.	380
▪ Figura 115. Pequeñas empresas distribuidoras. Fuente CNE [259].	383

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

▪ Figura 117. Central hidroeléctrica de Calasparra, propiedad de la Cooperativa de Crevillente. Foto cedida 1965.....	384
▪ Figura 117. Fotografía cedida por la Cooperativa eléctrica de Crevillente. 1975.	385
▪ Figura 118. Cooperativas eléctricas en la Comunitat Valenciana. Elaboración propia.....	386
▪ Figura 119. Cooperativas eléctricas de la provincia de Alicante. Elaboración propia.....	387
▪ Figura 121. Palacio del Pardo, cuando el Jefe del Estado, hizo entrega a los representantes del Título de Cooperativa Ejemplar 1970.	388
▪ Figura 121. Junta rectora de la Cooperativa de Crevillente en su cincuentenario de su fundación. Foto cedida. Por ENERCOOP.	389
▪ Figura 122. Retribución máxima asociada a la calidad óptima.	447
▪ Figura 123. Retribución o penalización por reducción de pérdidas a lo largo de los últimos cinco años.....	487
▪ Figura 124. Incentivo o penalización para la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución de energía eléctrica.	492
▪ Figura 125. Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior.	492
▪ Figura 126. Coeficiente que valora la evolución del NIEPI de empresa distribuidora.	494
▪ Figura 127. Coeficiente que valora la distribución zonal de la calidad.	494
▪ Figura 128. Simulación de la retribución previsible por mejora de la calidad. Año base=2013.....	496
▪ Figura 129. Retribución o penalización por calidad del servicio.	498
▪ Figura 130. Retribución por reducción del fraude.	498
▪ Figura 131. Cruceta recta para principio y fin de línea. LA 56. Zona A.....	517
▪ Figura 132. Cruceta triangular tipo bóveda. LA 56. Zona A. Línea recta.....	518
▪ Figura 133. Base del apoyo de LA 56. Zona A. Línea recta.....	519

▪ Figura 134. Apoyos iniciales de la línea de LA 56 Zona A, del total de los 10 km de línea.	520
▪ Figura 135. Parte de la línea recta de la LAT de 10 km. LA 56 SC.....	521
▪ Figura 136. Resultado primer y segundo apoyo LA 56 SC. Zona A. Línea recta.....	521
▪ Figura 137. Distancias al terreno uso común sin obstáculo.....	521
▪ Figura 138. Distancias al terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables. Distancias a carreteras. Distancias a ferrocarriles sin electrificar. Grupo nº 1.	522
▪ Figura 139. Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses. Grupo nº 2.....	522
▪ Figura 140. Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. Grupo nº 3.	522
▪ Figura 141. Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. Grupo nº 4.	522
▪ Figura 142. Distancias a teleféricos y cables transportadores. Grupo nº 5.	523
▪ Figura 143. Edificios, construcciones y zonas urbanas. Grupo nº 6.....	523
▪ Figura 144. Inclinación gradual de la línea hasta alcanzar la cota de 500 m de altura.....	523
▪ Figura 145. Inclinación de la línea objeto de estudio a 5°.	524
▪ Figura 146. Inclinación de la línea objeto de estudio a 10°.	524
▪ Figura 147. Inclinación de la línea objeto de estudio a 20°.	524
▪ Figura 148. Grupo 1 de pendientes. De 6 a 21 grados. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.	525
▪ Figura 149. Grupo 2 de pendientes. De 22 a 30 grados. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.....	525
▪ Figura 150. Grupo 3 de pendientes. De 31 a 49 grados. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.....	526

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Figura 151. Grupo 4 de pendientes. De 50 a 57 grados. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.....526
- Figura 152. Diferentes inclinaciones individuales, para línea LA 56 zona A. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.....527
- Figura 153. Inclinaciones individuales de una línea con conductor LA 56 simple circuito. Escala aproximada 1:2000 horizontal y 1:1500 vertical.....527
- Figura 154. Plano en alzado de la línea LA 56 simple circuito.....528
- Figura 155. Plano en planta de la línea LA 56 simple circuito.....528
- Figura 156. Variaciones del grupo 4 en ángulos. 130 a 140°.529
- Figura 157. Variaciones del grupo 3 en ángulos. 90 a 120°.529
- Figura 158. Variaciones del grupo 2 en ángulos. 60 a 80°.530
- Figura 159. Variaciones del grupo 1 en ángulos. 20 a 50°.530
- Figura 160. Parte de la línea recta de la LAT de 10 km, conductor LA 56 doble circuito.532
- Figura 161. Distancias al terreno uso común sin obstáculo.....532
- Figura 162. Distancias al terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables. Distancias a carreteras. Distancias a ferrocarriles sin electrificar. Grupo nº 1.532
- Figura 163. Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses. Grupo nº 2.....533
- Figura 164. Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. Grupo nº 3.533
- Figura 165. Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación. Cruzamientos. Grupo nº 4.533
- Figura 166. Distancias a teleféricos y cables transportadores. Grupo nº 5.533
- Figura 167. Edificios, construcciones y zonas urbanas. Grupo nº 6.534
- Figura 168. Simulación del TIEPI para una instalación simple de 4 centros de transformación y 5 máquinas.....535
- Figura 169. Ejemplo de penalización por incumplimiento del TIEPI y NIEPI en una distribuidora.541

▪ Figura 170. Modelización línea con una potencia total P y una longitud L y un determinado números de clientes.	542
▪ Figura 171. Modelización LAAT con dos reconectores para una longitud total L y una potencia total P.	543
▪ Figura 172. Evolución total por años de la zona de cálculo 1975-2017.	547
▪ Figura 173. Esquema de principio y evolución total y división de las zonas rurales dispersa y concentrada de la EDHI a año 2017.	548
▪ Figura 174. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 1975.	550
▪ Figura 175. Esquema de principio de la red en 1975.	551
▪ Figura 176 Vista en alzado del centro de transformación de seccionamiento o reparto.	551
▪ Figura 177. Esquema unifilar del centro de reparto.	552
▪ Figura 178. Vista en alzado del centro de transformación nº 1.	552
▪ Figura 179. Esquema unifilar del centro de transformación nº 1.	552
▪ Figura 180. Vista en alzado del centro de transformación nº 2.	553
▪ Figura 181. Esquema unifilar del centro de transformación nº 2.	553
▪ Figura 182. Vista en alzado del centro de transformación nº 3.	553
▪ Figura 183. Esquema unifilar centro de transformación nº 3.	554
▪ Figura 184. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 1990.	555
▪ Figura 185. Esquema de principio 1990.	555
▪ Figura 186. Vista en alzado del centro de transformación nº 4.	556
▪ Figura 187. Esquema unifilar CT nº 4.	556
▪ Figura 188. Vista en alzado del centro de transformación nº 5.	556
▪ Figura 189. Esquema unifilar centro de transformación nº 5.	557
▪ Figura 190. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2000.	558
▪ Figura 191. Esquema de principio de la red en 2000.	558
▪ Figura 192. Vista en alzado del centro de transformación nº 6.	559
▪ Figura 193. Esquema unifilar centro de transformación nº 6.	559
▪ Figura 194. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2005.	561

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Figura 195. Esquema de principio 2005.561
- Figura 196. Vista en alzado del centro de transformación nº 7.562
- Figura 197. Esquema unifilar centro de transformación nº 7.562
- Figura 198. Vista en alzado del centro de transformación nº 8.562
- Figura 199. Esquema unifilar centro de transformación nº 8.563
- Figura 200. Vista en alzado del centro de transformación nº 9.563
- Figura 201. Esquema unifilar centro de transformación nº 9.563
- Figura 202. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2015.565
- Figura 203. Esquema de principio en 2015.565
- Figura 204. Vista en alzado del centro de transformación nº 10.566
- Figura 205. Esquema unifilar centro de transformación nº 10.566
- Figura 206. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2016.568
- Figura 207. Esquema de principio en 2016.568
- Figura 208. Distribución eléctrica del pueblo objeto de estudio 2017.570
- Figura 209. Esquema de principio en 2017.570
- Figura 210. Vista en alzado del centro de transformación nº 11.571
- Figura 211. Esquema unifilar centro de transformación nº 11.571
- Figura 212. Costes unitarios de los diferentes elementos de una compañía eléctrica.572
- Figura 213. Costes unitarios de las posibles empresas para una línea de 20 kV.573
- Figura 214. Cálculos de la CNMC para diferentes tipologías de líneas de alta tensión.573
- Figura 215. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos para Líneas de alta tensión aéreas y subterráneas.574
- Figura 216. Número de afecciones en el trazado de la línea.574
- Figura 217. Resultados de la aplicación en función del número de afecciones de las líneas.575

- Figura 218. Costes unitarios de las empresas para líneas subterráneas de media tensión.576
- Figura 219. Costes unitarios de las empresas para centros de transformación.576
- Figura 220. Costes unitarios para posiciones de línea en subestación.576
- Figura 221. Costes unitarios de las empresas para reactancias y condensadores.....576
- Figura 222. Costes unitarios de elementos de mejora de la fiabilidad de la Calidad del Servicio.....576
- Figura 223. Comparativa de los costes por partidas retributivas.....577
- Figura 224. Resultado de los costes de la retribución al sistema de las posibilidades de asignación.577
- Figura 225. Costes indirectos de expropiaciones.578
- Figura 226. Costes para para las líneas aéreas y subterráneas. CNMC.....579
- Figura 227. Ajustes de los cálculos al valor medio de los precios de la CNMC. 581
- Figura 228. Ajuste a cero, de la zona B, sin expropiaciones. Costes de la CNMC.581
- Figura 229. Repercusión de paso de una zona con los costes de instalación. ..581
- Figura 230. Repercusión de paso de una zona con los costes de obra civil.581
- Figura 231. Cambio de afecciones a la zona A.582
- Figura 232. Cambio de los costes a la zona A.....582
- Figura 233. Cambio de afecciones a la zona C.....582
- Figura 234. Cambio de los costes a la zona C.582
- Figura 235. Evolución del coste de una línea de alta tensión LA 56 según zona.....583
- Figura 236. Ajuste a cero con la zona B y el sistema CÁTERA.583
- Figura 237. Evolución del coste de una línea de alta tensión LA 56 según zona.....584
- Figura 238. Ajuste a cero, para zonas A, B y C.....584

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

▪ Figura 239. Cálculo del precio medio según zonas A, B y C.	585
▪ Figura 240. Cálculo del precio medio según zonas A, B y C. Para costes civiles.	585
▪ Figura 241. Cálculo del precio medio según zonas A, B y C. Para costes de instalación.....	586
▪ Figura 242. Ajuste a cero de las zonas A, B y C del sistema CÁTERA. Y coste de una línea LA 56 según zona.	586
▪ Figura 243. Conflicto de distribuidor de zona.	589
▪ Figura 244. Longitudes de las líneas de las diferentes empresas.	591
▪ Figura 245. Afecciones encontradas en el trazado de las diferentes hipótesis.....	591
▪ Figura 246. Costes iniciales de las diferentes hipótesis de trazado.	592
▪ Figura 247. Costes de las tres empresas en función de la orografía.....	593
▪ Figura 248. Costes de las tres empresas en función de la orografía y las expropiaciones.....	594
▪ Figura 249. Longitud de las tres empresas para líneas subterráneas de media tensión.	595
▪ Figura 250. Costes de las tres empresas para líneas subterráneas de media tensión.	595
▪ Figura 251. Costes de las tres empresas para líneas subterráneas de media tensión, considerando las expropiaciones.	595
▪ Figura 252. Número centros de transformación. Para las tres empresas.....	596
▪ Figura 253. Número centros de transformación. Para las tres empresas.....	596
▪ Figura 254. Número posiciones de subestación. Para las tres empresas.	596
▪ Figura 255. Costes de posiciones de subestación. Para las tres empresas.	597
▪ Figura 256. Número reactancias, condensadores y potencias de trafos. Para las tres empresas.	597
▪ Figura 257. Costes reactancias, condensadores y potencias de trafos. Para las tres empresas.	597

- Figura 258. Número de elementos de fiabilidad para el aumento de la Calidad de Servicio. Para las tres empresas.598
- Figura 259. Costes de elementos de fiabilidad para el aumento de la Calidad de Servicio. Para las tres empresas.598
- Figura 260. Resultado final de la inversión de las tres empresas distribuidoras.....599
- Figura 261. Costes del sistema para el conflicto de distribuidor de zona para las tres empresas distribuidoras.599
- Figura 262. Costes asociados del sistema para el conflicto de distribuidor de zona para las tres empresas distribuidoras.600
- Figura 263. Líneas aéreas. Relación CNMC versus computo ponderado600
- Figura 264. Distribución ponderada de la EDHI – 1.....601
- Figura 265. Distribución ponderada de la EDHI – 2.....601
- Figura 266. Distribución ponderada de la EDHI – 3.....601
- Figura 267. Clasificación de las instalaciones generadoras de baja tensión.657
- Figura 268. Sistemas aislados. 4.1.A (E-1).657
- Figura 269. Sistemas aislados. 4.2.A (E-2).658
- Figura 270. Sistemas interconectados separados. 4.3.A.2.2.2.....658
- Figura 271. Sistemas interconectados separados. Generación en alterna.
4.3.A.2.2.2.1 acometida único usuario y/o 4.3.A.2.2.2.2 centralización
contadores.659
- Figura 272. Sistemas interconectados separados. Generación en continua.
4.3.A.2.2.2.1 acometida único usuario y/o 4.3.A.2.2.2.2 centralización
contadores.659
- Figura 273. Sistemas interconectados independientes. 4.3.A.2.2.1.1 acometida
único usuario y/o 4.3.A.2.2.1.2 centralización contadores.660
- Figura 274. Sistemas interconectados independientes. 4.3.A.2.2.1.1 acometida
único usuario y/o 4.3.A.2.2.1.2 centralización contadores.660

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Figura 275. Sistemas interconectados independientes. 4.3.A.2.2.1.1 acometida único usuario y/o 4.3.A.2.2.1.2 centralización contadores. Para línea directa.661
- Figura 276. Rotura de la línea nº 1 y cálculo del TIEPI y NIEPI.686
- Figura 277. Variaciones del grupo 4 en ángulos. Mayor de 120º700
- Figura 278. Variaciones del grupo 3 en ángulos. 90 a 120º.700
- Figura 279. Variaciones del grupo 2 en ángulos. 60 a 80º.701
- Figura 280. Variaciones del grupo 1 en ángulos. 20 a 50º.701
- Figura 281. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.707
- Figura 282. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.707
- Figura 283. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.707
- Figura 284. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.708
- Figura 285. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.708
- Figura 286. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 simple circuito zonas A, B y C.708
- Figura 287. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.....710
- Figura 288. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.....710
- Figura 289. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.....710
- Figura 290. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.....711
- Figura 291. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.....711

- Figura 292. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 56 doble circuito zonas A, B y C.711
- Figura 293. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.713
- Figura 294. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.713
- Figura 295. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.713
- Figura 296. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.714
- Figura 297. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.714
- Figura 298. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 simple circuito zonas A, B y C.714
- Figura 299. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.716
- Figura 300. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.716
- Figura 301. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.716
- Figura 302. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.717
- Figura 303. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.717
- Figura 304. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 110 doble circuito zonas A, B y C.717
- Figura 305. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.719

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Figura 306. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.719
- Figura 307. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.719
- Figura 308. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.720
- Figura 309. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.720
- Figura 310. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 simple circuito zonas A, B y C.720
- Figura 311. Evolución de los grupos 1 y 2 de acero frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.....722
- Figura 312. Evolución de los grupos 3 y 4 de acero frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.....722
- Figura 313. Evolución de los grupos 5 y 6 de acero frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.....722
- Figura 314. Evolución de los grupos 1 y 2 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.....723
- Figura 315. Evolución de los grupos 3 y 4 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.....723
- Figura 316. Evolución de los grupos 5 y 6 del hormigón frente a los obstáculos LA 180 doble circuito zonas A, B y C.....723
- Figura 317. Procedimiento de reclamaciones en materia de Calidad de Servicio.....732
- Figura 318. Procedimiento propuesto para las reclamaciones en materia de energía.734
- Figura 319. Aplicación del modelo CÁTERA con un cambio de zona.735
- Figura 320. Sistema eléctrico convencional.752
- Figura 321. Posible autoconsumo sobre una balsa de una red de riego, sin necesidad de suministro de la red de distribución.753

- Figura 322. Modelo eléctrico actual. Grandes parques eólicos, fotovoltaicos, paneles fotovoltaicos en industrias e instalaciones de generación de energía eléctrica en viviendas aisladas y con conexión a la red del distribuidor de zona.....763



ÍNDICE TABLAS

▪ Tabla 1. Ejemplos de operadores de sistema y operadores de mercado (o mercado organizado) en Europa.	199
▪ Tabla 2. Clasificación de las estructuras de los países en función del estado del sector eléctrico.	200
▪ Tabla 3. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. Europa Occidental.	201
▪ Tabla 4. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. Europa del Este.	207
▪ Tabla 5. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. África.	209
▪ Tabla 6. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. Asia y Oceanía.	210
▪ Tabla 7. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. América del Sur.	211
▪ Tabla 8. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. América central.	211
▪ Tabla 9. Clasificación los países analizados en función del estado del sector eléctrico. América del Norte.	211
▪ Tabla 10. Interrupciones máximas referidas al TIEPI en Media Tensión.	227
▪ Tabla 11. Interrupciones máximas referidas al TIEPI en Baja Tensión.	228
▪ Tabla 12. TIEPI referido al percentil 80.	228
▪ Tabla 13. Agentes del mercado eléctrico según la Ley 54/1997 LSE [10].	233
▪ Tabla 14. Valores de las tensiones de armónicos individuales en los puntos de suministro, hasta el armónico de orden 25, expresados en porcentaje de la tensión fundamental U_n	263

▪ Tabla 15. Valores de las tensiones de armónicos individuales en los puntos de suministro, hasta el armónico de orden 25, expresados en porcentaje de la tensión fundamental U_c	268
▪ Tabla 16. Conductores empleados por los distribuidores de energía eléctrica habituales.	272
▪ Tabla 17. Características fundamentales conductores de líneas aéreas de alta tensión en 20 kV.	273
▪ Tabla 18. Resistencias de los conductores más empleados por las compañías eléctricas.....	275
▪ Tabla 19. Caídas de tensión máximas en función del conductor tipo.....	275
▪ Tabla 20. Evolución de los precios de los términos de energía y de potencia en el periodo 1996-2015. Elaboración propia. Fuente B.O.E.	351
▪ Tabla 21. Modalidades de tarifas regulatorias.....	364
▪ Tabla 22. Retribución base.	452
▪ Tabla 23. Retribución base a la inversión.....	453
▪ Tabla 24. Retribución base por amortización.....	454
▪ Tabla 25. Inmovilizado base bruto.	454
▪ Tabla 26. Valor del inmovilizado base bruto para instalaciones de tensión superior a 1 kV.	455
▪ Tabla 27. Ejemplo de $IBATbasei$	455
▪ Tabla 28. Ejemplo $IBBTbasei$	457
▪ Tabla 29. Ejemplo $IBObasei$	457
▪ Tabla 30. Hipótesis de cálculo para las líneas de alta tensión. Por grupos de estudio.	503
▪ Tabla 31. Apoyos de líneas situadas en zona A (I).....	504
▪ Tabla 32. Apoyos de líneas situadas en zona A (II).....	505
▪ Tabla 33. Apoyos de líneas situadas en zonas B y C (I).....	507
▪ Tabla 34. Apoyos de líneas situadas en zonas B y C (II).....	509
▪ Tabla 35. Hipótesis de cálculo según el tipo de apoyo.....	509

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

▪ Tabla 36. Distancias de aislamiento eléctrico de seguridad para descargas. ...	510
▪ Tabla 37. Tensión más elevada de la red, en función de la tensión nominal....	511
▪ Tabla 38. Densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente.	511
▪ Tabla 39. Niveles de aislamiento de las LAT, tenidos en cuenta en los cálculos de modelización. Gama I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$).....	512
▪ Tabla 40. Niveles de aislamiento de las LAT, tenidos en cuenta en los cálculos de modelización. Gama II ($U_m > 245 \text{ kV}$)	513
▪ Tabla 41. Peso unitario de los diferentes apoyos más usuales de celosía según su altura.	516
▪ Tabla 42. Esfuerzo, pesos y altura de los diferentes apoyos empleados.....	517
▪ Tabla 43. Pesos de las diferentes crucetas empleadas.	517
▪ Tabla 44. Peso de los conductores empleados	518
▪ Tabla 45. Peso unitario de apoyo completo.....	518
▪ Tabla 46. Peso de la línea de 10 km de longitud incluyendo apoyos, crucetas y cable. LA 56 SC.....	521
▪ Tabla 47. Variaciones de las hipótesis de cálculo en función de la pendiente de la línea LA 56 simple circuito.	524
▪ Tabla 48. Diferencia de peso de apoyo y cruceta en función de la pendiente. LA 56 simple circuito.....	525
▪ Tabla 49. Diferencia en peso en función del número de cambios y de la pendiente.....	527
▪ Tabla 50. Hipótesis de LAT con respecto a ángulos. Conductor LA 56 simple circuito.	528
▪ Tabla 51. Diferencia de pesos en apoyos y crucetas con respecto a diferentes ángulos.....	530
▪ Tabla 52. Tabla resumen de ángulos por grupos de diferencia de peso en kg.	531
▪ Tabla 53. Peso de la línea de 10 km de longitud incluyendo apoyos, crucetas y cable.....	532

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

▪ Tabla 54. Límite de TIEPI y NIEPI reglamentario. Real Decreto 1634/2006 [330].....	536
▪ Tabla 55. Tabla descriptiva total de los centros de transformación de la Empresa Distribuidora. 1975-2017.....	546
▪ Tabla 56. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 1975.....	549
▪ Tabla 57. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 1975.	550
▪ Tabla 58. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 1.990.....	554
▪ Tabla 59. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 1.990.	554
▪ Tabla 60. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 2000.....	557
▪ Tabla 61. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2000.	557
▪ Tabla 62. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 2005.....	560
▪ Tabla 63. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2005.	560
▪ Tabla 64. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 2015.....	564
▪ Tabla 65. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2015.	564
▪ Tabla 66. Características de potencia, clientes y tipo de zona en 2016.....	567
▪ Tabla 67. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2016.	567
▪ Tabla 68. Tabla descriptiva de los centros de transformación de la Empresa Distribuidora 2017.....	569
▪ Tabla 69. Evolución total de la construcción de las líneas de alta y baja tensión 2017.	569
▪ Tabla 70. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para líneas aéreas y subterráneas.	604

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Tabla 71. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de apoyos, crucetas, cimentación y accesos.605
- Tabla 72. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de conductores y tendido del conductor.605
- Tabla 73. Coste diferencial de aumento a dúplex de líneas simple o de doble circuito.605
- Tabla 74. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de herrajes, cadenas, grapas de sujeción, aisladores y otros elementos necesarios.605
- Tabla 75. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de puesta a tierra y pararrayos.....605
- Tabla 76. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de elementos de maniobra y protección.....606
- Tabla 77. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de tala y poda.606
- Tabla 78. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de reparación de daños de la construcción y otros.....606
- Tabla 79. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de trámites y permisos.606
- Tabla 80. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas aéreas en costes de ingeniería y supervisión.606
- Tabla 81. Valores unitarios de referencia de inversión propuesta para líneas aéreas.607
- Tabla 82. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de obra civil subterránea.....607
- Tabla 83. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de conductor y otros materiales.607
- Tabla 84. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de montaje del conductor.607

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Tabla 85. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de reparación de daños en la construcción y otros asociados. ..607
- Tabla 86. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de conductor y otros materiales.608
- Tabla 87. Componente del valor de referencia de inversión asociado a líneas subterráneas de ingeniería y supervisión.....608
- Tabla 88. Valores unitarios de referencia de inversión propuestos para líneas subterráneas de tramitación y obtención de permisos.608
- Tabla 89. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para centros de transformación. ..609
- Tabla 90. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para transformadores de subestación, reactancias y condensadores.609
- Tabla 91. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para posiciones de subestación. ...610
- Tabla 92. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para elementos de mejora de la fiabilidad en MT.....610
- Tabla 93. Resoluciones tipo del Jurado Provincial de Expropiación correspondientes a distintos tipos de terreno y zonas de la provincia de Alicante.613
- Tabla 94. Inventario de la empresa distribuidora efectuado el año n, sobre el año n-2.....614
- Tabla 95. Valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento propuestos a 31/12/2013 para líneas aéreas y subterráneas.615
- Tabla 96621
- Tabla 97. Primer paso: determinación del "Valor de la Nueva Inversión", inicial (sin límites).621

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Tabla 98. Segundo paso: límite 1º comprobación del cumplimiento de límites. $[(V_j^{VaUn} - V_j^{real})/V_j^{real}] < -0,15$ [El valor real es superior al tabulado en más de un 15%]622
- Tabla 99. Segundo paso: límite 2º comprobación del cumplimiento de límites. Cifra máxima a añadir al Valor real auditado $[1/2 \text{ de } (V_j^{VaUn} - V_j^{real})]$ 622
- Tabla 100. Tercer paso: determinación del "Valor de la Inversión", con aplicación de límites.622
- Tabla 101. Cuarto paso: determinación de la "Amortización de la Inversión", según vida útil.....622
- Tabla 102. Quinto paso: determinación de la "Retribución financiera", según tiempo desde la autorización.622
- Tabla 103. Sexto paso: determinación de la "Retribución por Operación y Mantenimiento"622
- Tabla 104. Séptimo paso: determinación de la "Retribución por Otros activos no eléctricos"622
- Tabla 105. Último paso: determinación de la "Retribución de la Nueva Inversión"622
- Tabla 106. Retribución en el año n de la Nueva inversión.622
- Tabla 107. 5.6.4.-Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (1).....623
- Tabla 108. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (2)623
- Tabla 109. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (3)624
- Tabla 110. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (4)624
- Tabla 111. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (5)625
- Tabla 112. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (6)625

▪ Tabla 113. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (7)	625
▪ Tabla 114. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (8)	626
▪ Tabla 115. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (9)	626
▪ Tabla 116. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (10)	626
▪ Tabla 117. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (11)	627
▪ Tabla 118. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (12)	627
▪ Tabla 119. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (13)	628
▪ Tabla 120. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (14)	628
▪ Tabla 121. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (15)	629
▪ Tabla 122. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (16)	629
▪ Tabla 123. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (17)	630
▪ Tabla 124. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (18)	630
▪ Tabla 125. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (19)	631
▪ Tabla 126. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (20)	631

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Tabla 127. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (21)632
- Tabla 128. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (22)632
- Tabla 129. Simulación de la retribución previsible de otras tareas. Año base 2015 y año 2017. (23)633
- Tabla 130. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “inactiva”. Año base 2015.....635
- Tabla 131. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “inactiva”. Año base 2016.....636
- Tabla 132. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “inactiva”. Año base 2017.....636
- Tabla 133. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “inactiva”. Año base 2018.....637
- Tabla 134. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “inactiva”. Año base 2019.....637
- Tabla 135. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “inactiva”. Año base 2020.....638
- Tabla 136. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “pasiva”. Año base 2015.638
- Tabla 137. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “pasiva”. Año base 2016.639
- Tabla 138. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “pasiva”. Año base 2017.639
- Tabla 139. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “pasiva”. Año base 2018.640
- Tabla 140. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “pasiva”. Año base 2019.640
- Tabla 141. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “pasiva”. Año base 2020.641

▪ Tabla 142. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “eficiente”. Año base 2015.....	641
▪ Tabla 143. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “eficiente”. Año base 2016.....	642
▪ Tabla 144. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “eficiente”. Año base 2017.....	643
▪ Tabla 145. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “eficiente”. Año base 2018.....	643
▪ Tabla 146. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “eficiente”. Año base 2019.....	643
▪ Tabla 147. Hipótesis de cálculo de inversión de empresa tipo “eficiente”. Año base 2020.....	644
▪ Tabla 148. Evolución de las primas de las fotovoltaicas en los últimos años. Elaboración propia.....	663
▪ Tabla 149 Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 10 kW. Año 2008.....	668
▪ Tabla 150. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 100 kW. Año 2008.	670
▪ Tabla 151. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 5 MW. Año 2008.....	670
▪ Tabla 152. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 10 kW. Año 2011.....	672
▪ Tabla 153. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 100 kW. Año 2011.	673
▪ Tabla 154. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 5.000 KW. Año 2008	674
▪ Tabla 155. Comparativa de tipos de instalación, años 2008-2011.....	675
▪ Tabla 156. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 10 kW “Venta a Red”. Año 2014.....	677

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

▪ Tabla 157. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 10 kW “Autoconsumo”. Año 2014.....	677
▪ Tabla 158. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 100 kW “Venta a Red”. Año 2014.....	678
▪ Tabla 159. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 100 kW “Autoconsumo”. Año 2014	679
▪ Tabla 160. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 5000 kW “Venta a Red”. Año 2014.....	680
▪ Tabla 161. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de 5000 kW “Autoconsumo”. Año 2014.	680
▪ Tabla 162. Comparativa de tipos de instalación, año 2014.	681
▪ Tabla 163. Estudio técnico económico de una instalación fotovoltaica de “Autoconsumo” con Baterías. Año 2014.....	681
▪ Tabla 164. Resumen para comparativa del tipo “Autoconsumo” con Baterías	682
▪ Tabla 165. TIEPI y NIEPI individuales máximos en Media Tensión.....	685
▪ Tabla 166. TIEPI y NIEPI individuales máximos en Baja Tensión.	685
▪ Tabla 167. TIEPI zonal referido al percentil 80.	685
▪ Tabla 168. Corte de suministro e interrupciones imprevistas de la EDHI.....	686
▪ Tabla 169. Interrupciones en la EDHI por diferentes cortes del suministro eléctrico 6 H 33’ 49”	687
▪ Tabla 170. Consumos de energía de la EDHI 6 H 33’ 49”	688
▪ Tabla 171. Interrupciones en la EDHI por diferentes cortes del suministro eléctrico 22 h 10’ 36”.....	689
▪ Tabla 172. Consumos de energía de la EDHI 21 H 48’ 44”	690
▪ Tabla 173. Precios 3.1.A. Libre Mercado	692
▪ Tabla 174. Consumos de electricidad cliente en MT. 30 kW.	692
▪ Tabla 175. Peso apoyos según esfuerzo y altura. LA 56 simple circuito.	694
▪ Tabla 176. Resultado en kg de las hipótesis calculadas para los diferentes grupos dados en Tabla 30.....	695
▪ Tabla 177. Grupos de ángulos de líneas aéreas de alta tensión.	699

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Tabla 178. Variación de los pesos de los apoyos y de hormigón en función del ángulo de inclinación de la línea.703
- Tabla 179. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 56 simple circuito.706
- Tabla 180. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 56 doble circuito.....709
- Tabla 181. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 110 simple circuito.712
- Tabla 182. Variación de ángulo de la pendiente de la línea LA 110 simple circuito.712
- Tabla 183. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 110 doble circuito.....715
- Tabla 184. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 180 simple circuito.718
- Tabla 185. Variación de ángulo de la pendiente de la línea LA 110 simple circuito.718
- Tabla 186. Resultado comparativo de las diferentes hipótesis de cálculo de las líneas LA 180 doble circuito.....721
- Tabla 187. Resumen de inversiones y resultados sobre la EDHI.....742
- Tabla 188. Resumen de inversiones y resultados sobre la EDHI “inactiva”.745
- Tabla 189. Resumen de inversiones y resultados sobre la EDHI “pasiva”.745
- Tabla 190. Resumen de inversiones y resultados sobre la EDHI “eficiente”. ...746
- Tabla 191. Instalación de Autoconsumo como Distribuidora. Comparativa.....754
- Tabla 192. Coste equivalente al de una instalación en autoconsumo de 132.000 €.755
- Tabla 193. Comparativa instalación fotovoltaica “Autoconsumo” frente a Red de Distribución.....756
- Tabla 194. Impuesto del 7% aplicado a la generación en autoconsumo total..757

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Tabla 195. Evolución del precio de la energía en España para industrias de tamaño medio. [365]760
- Tabla 196. Precios futuros estimados de la energía en España, de 2015 a 2030. Elaboración propia.....762



ÍNDICE GRÁFICAS

- Gráfica 1. Niveles de tensión de las frecuencias de las señales en porcentaje de U_n utilizadas en la red general de distribución de BT. Elaboración propia.....264
- Gráfica 2. Niveles de tensión de las frecuencias de las señales en porcentaje de U_c utilizadas en la red general de distribución de MT. Elaboración propia.....269
- Gráfica 3. Evolución de la caída de tensión en función de la distancia.....274
- Gráfica 4. Evolución de la potencia instalada en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.309
- Gráfica 5. Evolución del número de suministros contratados en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....310
- Gráfica 6. Interrupciones programadas e imprevistas en zona urbana en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....311
- Gráfica 7. Interrupciones programadas e imprevistas en zona semiurbana en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.311
- Gráfica 8. Interrupciones programadas e imprevistas en zona rural concentrada en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.312
- Gráfica 9. Interrupciones programadas e imprevistas en zona rural dispersa en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.312
- Gráfica 10. Interrupciones programadas e imprevistas totales en España. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....313
- Gráfica 11. TIEPI total en España por zonas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.314
- Gráfica 12. NIEPI total en España por zonas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.315
- Gráfica 13. Evolución de la potencia instalada en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....316

- Gráfica 14. Evolución del número de suministros contratados en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.317
- Gráfica 15. Interrupciones programadas e imprevistas en zona urbana en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.318
- Gráfica 16. Interrupciones programadas e imprevistas en zona semiurbana en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.318
- Gráfica 17. Interrupciones programadas e imprevistas en zona rural concentrada en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.319
- Gráfica 18. Interrupciones programadas e imprevistas en zona rural dispersa en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.319
- Gráfica 19. Interrupciones programadas e imprevistas totales en la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.320
- Gráfica 20. Evolución del TIEPI Urbano en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....321
- Gráfica 21. Evolución del NIEPI Urbano en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....321
- Gráfica 22. Evolución del NIEPI semiurbano en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.322
- Gráfica 23. Evolución del NIEPI Semiurbano en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.322

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Gráfica 24. Evolución del TIEPI Rural-Concentrado en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.323
- Gráfica 25. Evolución del NIEPI Rural-Concentrado en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.323
- Gráfica 26. Evolución del TIEPI Rural Disperso en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.324
- Gráfica 27. Evolución del TIEPI Rural Disperso en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.324
- Gráfica 28. Evolución del TIEPI Total en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....325
- Gráfica 29. Evolución del NIEPI Total en España y la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....326
- Gráfica 30. Evolución del TIEPI Total en España y la Comunidad Valenciana desglosado por provincias. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.326
- Gráfica 31. Evolución del TIEPI por zonas en la provincia de Alicante. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....327
- Gráfica 32. Evolución del NIEPI por zonas en la provincia de Alicante. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....327
- Gráfica 33. Evolución del TIEPI por zonas en la provincia de Castellón. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....328
- Gráfica 34. Evolución del NIEPI por zonas en la provincia de Castellón. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....328
- Gráfica 35. Evolución del TIEPI por zonas en la provincia de Valencia. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....329

- Gráfica 36. Evolución del NIEPI por zonas en la provincia de Valencia.
Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....329
- Gráfica 37. Evolución de los TIEPI totales en las tres provincias de la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.330
- Gráfica 38. Evolución de los NIEPI totales en las tres provincias de la Comunidad Valenciana. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.330
- Gráfica 39. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI urbano menores de 1,2 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.331
- Gráfica 40. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI urbano menores de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.332
- Gráfica 41. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI urbano mayores de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.332
- Gráfica 42. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI urbano menores de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.333
- Gráfica 43. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI semiurbano menores de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.333
- Gráfica 44. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI semiurbano mayores de 4,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.334
- Gráfica 45. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural concentrado menores de 4,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.334

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Gráfica 46. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural concentrado menores de 8 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.335
- Gráfica 47. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural concentrado mayor de 8 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.335
- Gráfica 48. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural disperso menores de 7 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.336
- Gráfica 49. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural disperso menores de 10 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.336
- Gráfica 50. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI rural disperso mayor de 10 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.337
- Gráfica 51. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI total menor de 3,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.337
- Gráfica 52. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI total menor de 4 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.338
- Gráfica 53. Evolución del TIEPI entre las Comunidades Autónomas con TIEPI total mayor de 4 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.338
- Gráfica 54. Evolución del NIEPI entre las Comunidades Autónomas con NIEPI total menor de 2,5 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.339
- Gráfica 55. Evolución del NIEPI entre las Comunidades Autónomas con NIEPI total menor de 4 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.340

- Gráfica 56. Evolución del NIEPI entre las Comunidades Autónomas con NIEPI total mayor de 4 horas. Elaboración propia. Datos Ministerio de Industria, Energía y Turismo.340
- Gráfica 57. Unplanned long interruptions excluding exceptional events; minutes lost per year (1999 - 2010). The voltage level (EHV, HV, MV, LV) relates to where the incidents occur.341
- Gráfica 58. Unplanned long interruptions excluding exceptional events; number of interruptions per year (1999 - 2010). The voltage level (EHV, HV, MV, LV) relates to where the incidents occur.....342
- Gráfica 59. Unplanned long interruptions including all events; minutes lost per year (1999 - 2010). The voltage level (EHV, HV, MV, LV) relates to where the incidents occur.....342
- Gráfica 60. Unplanned long interruptions including all events; number of interruptions per year (1999 - 2010). The voltage level (EHV, HV, MV, LV) relates to where the incidents occur.....343
- Gráfica 61. Length of cable and overhead line Low Voltage (LV) circuits in European countries.343
- Gráfica 62. Length of cable and overhead line Medium Voltage (MV) circuits in European countries344
- Gráfica 63. Statistical correlation between the percentage of underground cables in Medium Voltage (MV) networks and density in European countries.344
- Gráfica 64. Statistical correlation between the percentage of underground cables in MV networks and “total SAIDI” (unplanned SAIDI including exceptional events plus planned SAIDI) averaged over 3 years, in Europe345
- Gráfica 65. Statistical correlation between the percentage of underground cables in MV networks and “total SAIDI” (unplanned SAIDI including exceptional events plus planned SAIDI), averaged over 3 years, without Austria, Estonia, Finland, Poland and Spain.346

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Gráfica 66. Precios y energías mercado español MD+MI1 (25/01/2015). Fuente OMEL.....349
- Gráfica 67. Evolución de los Precios Voluntarios para el pequeño consumidor Sin Discriminación Horaria. Fuente IDAE.....350
- Gráfica 68. Evolución del coste anual, para un PVPC (1996-2013). Fuente: CNMC.351
- Gráfica 69. Evolución del precio de la energía eléctrica en el periodo 2006-2014. Elaboración propia. Fuente B.O.E.....352
- Gráfica 70. Evolución de los precios del término de energía en el periodo 1996-2015. Elaboración propia. Fuente B.O.E.....352
- Gráfica 71. Evolución del precio del término de potencia en el periodo 1996-2015. Elaboración propia. Fuente B.O.E.....352
- Gráfica 72. Evolución de las primas de las fotovoltaicas en los últimos años. Elaboración propia.....663
- Gráfica 73. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).....696
- Gráfica 74. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT. Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 2 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).....696
- Gráfica 75. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).....697
- Gráfica 76. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT. Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).....698
- Gráfica 77. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT. Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).....698

- Gráfica 78. Evolución de los pesos de acero y hormigón para una LAAT. Tipo LA-56 en Zona "A" en función del número de afecciones GRUPO 1 (Río, Autovía, Ferrocarriles sin electrificar).....699
- Gráfica 79. Evolución de los pesos de acero para una LAAT Tipo LA-56 en zona "A" en función del número de cambios de alineación.702
- Gráfica 80. Evolución de los pesos de acero y hormigón para LA 56 simple circuito en función del número de inclinaciones entre 6 y 21°.703
- Gráfica 81. Evolución de los pesos de acero y hormigón para LA 56 simple circuito en función del número de inclinaciones entre 22 y 30°.703
- Gráfica 82. Evolución de los pesos de acero y hormigón para LA 56 simple circuito en función del número de inclinaciones entre 31 y 49°.704
- Gráfica 83. Evolución de los pesos de acero y hormigón para LA 56 simple circuito en función del número de inclinaciones entre 50 y 57°.704
- Gráfica 84. Variación del peso del hormigón de los apoyos en función del número de veces que varía su inclinación LA 56 simple circuito.705
- Gráfica 85. Evolución de precios de la energía en España de 2003 a 2014. Fuente: EUROSTAT. Elaboración propia.760
- Gráfica 86. Evolución de precios de la energía en España de 2009 a 2014. Fuente: Eurostat. Elaboración propia.....761

ÍNDICE FOTOGRAFÍAS

- Fotografía 1. Apagón eléctrico ocurrido en la subestación de Jijona (Alicante) en junio de 1999. [1].....35
- Fotografía 2. Línea de 132 kV rota en la subestación de Jijona (Alicante) en junio de 1999. Fuente propia.36
- Fotografía 3. Generador de la Central eléctrica de Iberdrola de Ciclo Combinado de gas natural, en Cartagena. Fuente propia.67
- Fotografía 4. Acta de puesta en marcha de posición de la Subestación eléctrica Campoamor de REE 220 kV e Iberdrola 132-20 kV. Fuente propia.....77
- Fotografía 5. Línea eléctrica de transporte al paso por San Miguel de Salinas. (Alicante). Fuente propia.79
- Fotografía 6. Subestación de distribución de Iberdrola (Alicante). Fuente propia.....81
- Fotografía 7. Antigua central térmica de Cartagena. Fuera de servicio. A la izquierda una de las tres centrales térmicas situadas en el valle de Escombreras con gas natural. Fuente propia.....113
- Fotografía 8. Fabrica “DE LA LUZ” Cartagena 1900. Compañía Hispania [49]. .123
- Fotografía 9. Central mini hidráulica Hidrocantábrico. Fuente propia.124
- Fotografía 10. Visita a Central Nuclear de Trillo. Fuente propia.132
- Fotografía 11. Línea de transporte desde Cartagena - Alicante. Fuente propia.....133
- Fotografía 12. Vista aguas abajo de la presa de la central de Villalcampo, en el río Duero, año 1948. [58]134
- Fotografía 13. Primeras líneas de transporte eléctrico. Fuente propia.136
- Fotografía 14. Central Nuclear de José Cabrera (Guadalajara) Fuente: Propia.....137
- Fotografía 15. Primeras instalaciones fotovoltaicas en techo de la provincia de Alicante. Fuente propia.157
- Fotografía 16. Camión Pegaso II, fabricado en 1951 por ENASA. Fuente. INI...171

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

▪ Fotografía 17. Reguladores de tensión. 20 kV. Fuente propia.....	276
▪ Fotografía 18. Condensadores en Subestación. 20 kV. Fuente propia.	280
▪ Fotografía 19. Reactancia homopolar en transformador de potencia. Fuente propia.....	280
▪ Fotografía 20. Interruptor automático telemandado. Fuente propia.....	286
▪ Fotografía 21. Transformador desfasador en San Miguel de Salinas, Alicante, Comunidad Valenciana. Fuente propia.	289
▪ Fotografía 22. Conductor convencional y con núcleo de composite.	293
▪ Fotografía 23. Electrocutión de un ave con un apoyo eléctrico de alta tensión. [378].....	295
▪ Fotografía 24. Baliza de señalización. No tiene nada que ver con la avifauna. Se utiliza para los vuelos en helicóptero en los apoyos terminados en 0 y 5 por REE. Fuente propia.	295
▪ Fotografía 25. Distancias mínimas para apoyos en tresbolillo entre conductor y semicruceta inferior	297
▪ Fotografía 26. Distancias mínimas para apoyos en tresbolillo canadiense entre conductor y semicruceta.	297
▪ Fotografía 27. Distancias mínimas para apoyos en tresbolillo canadiense y entre conductor y semicruceta.	298
▪ Fotografía 28. Distancias mínimas para apoyos en bóveda entre conductor y cruceta.	298
▪ Fotografía 29. Distancias mínimas para apoyos en bóveda entre conductor de la fase central y cabecera del apoyo	298
▪ Fotografía 30. Distancias mínimas para apoyos en bóveda entre conductor de la fase central 1 m a cada lado	299
▪ Fotografía 31. Señalizador espiral avifauna. Fuente propia.....	299
▪ Fotografía 32. Señalizadores de avifauna anticolidión. Fuente propia.	300
▪ Fotografía 33. Repotenciación línea 220 kV. Fuente propia.	302

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

▪ Fotografía 34. Centro de transformación motorizado y con “remota”. Fuente propia.....	305
▪ Fotografía 35. Central hidroeléctrica de Calasparra 2014. Fuente propia.....	384
▪ Fotografía 36. Influencia del hielo sobre el peso del conductor. Fuente propia.....	504
▪ Fotografía 37. Efecto del viento en los conductores de una línea aérea de alta tensión. Fuente propia.	507
▪ Fotografía 38. Cruceta bóveda de alineación empleada para los cálculos para la línea de LA simple circuito.....	518
▪ Fotografía 39. Cruceta bóveda de ángulo o amarre empleada para los cálculos para la línea de LA simple circuito.....	519
▪ Fotografía 40. Influencia de la expropiación en el trazado de una línea de alta tensión. Fuente propia.	613
▪ Fotografía 41. Visita eólico Yecla con alumnos de la UMH. Fuente propia.	646
▪ Fotografía 42. Interior aerogenerador. Visita alumnos UMH. Fuente propia...	647
▪ Fotografía 43. Interior de Subestación tipo Gis. Visita con alumnos UA. ST Iberdrola Crevillente. Fuente propia.	652
▪ Fotografía 44. Instalación fotovoltaica de 20 MW, dividida en pequeñas instalaciones de 100 kVA. Trafos secos. Fuente propia.	671
▪ Fotografía 45. Instalación de Benexama (Alicante) la mayor de Europa de 20 MW. 200 transformadores de 100 kVA. Fuente propia.....	672
▪ Fotografía 46. Izado con helicóptero de apoyo de línea de alta tensión, por difícil acceso. Alicante. Fuente Iberdrola Ingeniería.	736
▪ Fotografía 47. Visita con alumnos de la UA, planta fotovoltaica Cooperativa eléctrica de Crevillente. Fuente propia.	749
▪ Fotografía 48. Instalación fotovoltaica de suelo en Alicante. Fuente propia. ..	751
▪ Fotografía 49. Central fotovoltaica de Benexama 20 MW. Alicante. Comunidad Valenciana. Fuente propia.....	758

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Fotografía 50. Visita con alumnos de la Universidad de Alicante a Parque eólico Ascoy II (Cieza – Murcia). Sociedad promotora: ELECDEY. Potencia instalada 1,7 MW.759
- Fotografía 51. Panel fotovoltaico con seguidor astronómico. Albacete. Fuente propia.....761
- Fotografía 52. Instalación solar sobre balsa con vertido a red. Agost, Alicante, Comunidad Valenciana. Fuente propia.763



ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ANEXO ÚNICO

COOPERATIVAS ELÉCTRICAS DE LA COMUNIDAD VALENCIANA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
SDAD. COOPERATIVA VALENCIANA LTDA. BENÉFICA DE CONS. DE ELECT. "SAN FRANCISCO DE ASÍS" DE CREV.	SAGRADO CORAZÓN DE JESÚS, 17	3330	Crevillent	ALICANTE	R1-033
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENÉFICA ALBATERENSE, COOP. V.	PASCUAL CANOVAS, 41	3340	Albatera	ALICANTE	R1-151
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENÉFICA CATRALENSE, COOP. V.	TRAS IGLESIA, S/N	3158	Catral	ALICANTE	R1-063
ELÉCTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, S.V. L.	RAMBLA ALTA, 7	3360	Callosa de Segura	ALICANTE	R1-145
ELÉCTRICA NTRA. SRA. DE GRACIA, SDAD. COOP VALENCIANA	AVDA. DE ALICANTE, 28-BAJO	3410	Biar	ALICANTE	R1-159
ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUB. "CASA-BLANCA" SDAD. COOP. V.	LARGA Nº 5	12590	Almenara	CASTELLÓN	R1-160
COOPERATIVA VALENCIANA ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMBRADO SERRALLO	CAMINO ALMALAFA 375	12100	Castellón de la Plana/Castelló de la Plana	CASTELLÓN	R1-356
ELÉCTRICA DE SOT DE CHERA, SOC. COOPERATIVA VALENCIANA	VALENCIA, 13	46168	Sot de Chera	VALENCIA	R1-158
ELÉCTRICA DE MELIANA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	COLÓN, 14	46133	Meliana	VALENCIA	R1-152
ELÉCTRICA ALGIMIA DE ALFARA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	NORTE, 25	46148	Algimia de Alfara	VALENCIA	R1-154
ELÉCTRICA DE CHERA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	SAN ISIDRO, 13	46350	Chera	VALENCIA	R1-128
ELÉCTRICA DE GUADASSUAR, SDAD. COOP. V.	GRAN VÍA, 88	46610	Guadassuar	VALENCIA	R1-157
ELÉCTRICA DE VINALESA, S.C.V.	DOCTOR MOLLA, 3	46114	Vinalesa	VALENCIA	R1-155
FLUIDO ELÉCTRICO DE MUSEROS, S. C. VALENCIANA	C/ MOLI. S/N	46136	Museros	VALENCIA	R1-161
COOPERATIVA ELÉC-	C/ AURORA, Nº 34	46026	Valencia	VALENCIA	R1-150

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
TRICA DE CASTELLAR, S.C.V.					
SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S. COOP. V.	POETA JUAN ALEGRE, 7	46230	Alginet	VALENCIA	R1-060



ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

COMPAÑÍAS DISTRIBUIDORAS DE LA COMUNIDAD VALENCIANA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
SDAD. COOPERATIVA VALENCIANA LTDA. BENÉFICA DE CONS. DE ELECT. "SAN FRANCISCO DE ASÍS" DE CREV.	SAGRADO CORAZÓN DE JESÚS, 17	3330	Crevillent	ALICANTE	R1-033
LA ELÉCTRICA DE VALL DE EBO, S.L.	PLAZA MAYOR, 3	3789	Vall d'Ebo (la)	ALICANTE	R1-183
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENÉFICA ALBATERENSE, COOP. V.	PASCUAL CANOVAS, 41	3340	Albatera	ALICANTE	R1-151
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENÉFICA CATRALENSE, COOP. V.	TRAS IGLESIA, S/N	3158	Catral	ALICANTE	R1-063
ELÉCTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, S.V. L.	RAMBLA ALTA, 7	3360	Callosa de Segura	ALICANTE	R1-145
ELÉCTRICA NTRA. SRA. DE GRACIA, SDAD. COOP VALENCIANA	AVDA. DE ALICANTE, 28-BAJO	3410	Biar	ALICANTE	R1-159
AURORA GINER REIG, S.L.	C/ SAN MIGUEL, 4	3792	Murla	ALICANTE	R1-111
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE RELLEU, S.L.	AVDA. DE LA ESTACIÓN, 20-6º H	3004	Alicante/Alacant	ALICANTE	R1-089
JOSE RIPOLL ALBANELL, S.L.	C/ HOSPITAL, 3	3727	Xaló	ALICANTE	R1-117
HEREDEROS DE CARLOS OLTRA, S.L.	C/ COLON, 6	3791	Vall de Laguar (la)	ALICANTE	R1-252
HIJOS DE MANUEL PERLES VICENS, S.L.	LEPANTO, 1	3794	Benigembla	ALICANTE	R1-266
JUAN Y FRANCISCO ESTEVE MAS S.L.	PLAZA. SAN JUAN, 13 (FLEX)	3791	Vall de Laguar (la)	ALICANTE	R1-249
HIDROELÉCTRICA COTO MINERO DISTRIBUCIÓN, S.L.U.	AVDA. JUAN CARLOS I, 37-39	3202	Elche/Elx	ALICANTE	R1-293
JOSEFA GIL COSTA, S.L.	C/ DENIA, 42 (LLOSA DE CAMACHO)	3759	Alcalalí	ALICANTE	R1-118
DELGICHI, S.L.	C/ LA COSTERA, 9	3812	Balones	ALICANTE	R1-162
DISTRIBUCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA DE PARCENT, S.L.	C/ DEL POZO, 3	3792	Parcent	ALICANTE	R1-240
ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUB. "CASA-BLANCA" SDAD. COOP. V.	LARGA Nº 5	12590	Almenara	CASTELLÓN	R1-160
ELÉCTRICAS DE VILLAHERMOSA, S.A.	CALLE OLMOS, 1	12124	Villahermosa del Río	CASTELLÓN	R1-300
MANUEL ROBRES CELEDES, S.L.	RDA. MAGDALENA, 27-4ª - 10	12404	Castellón de la Plana/Castelló de la Plana	CASTELLÓN	R1-269
ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A.	C/ XIMENEZ, 15	12002	Castellón de la Plana/Castelló de la Plana	CASTELLÓN	R1-017

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
ELÉCTRICA COSTUR, S.L.,	CALLE MAYOR, 15	12119	Costur	CASTELLÓN	R1-340
LLUM D'AIN, S.L.	PLAZA JOSÉ SORRIBES FUSTER, Nº 1	12222	Aín	CASTELLÓN	R1-354
ELÉCTRICAS COLLADO BLANCO, S.L.	PLAZA MAYOR 18	12231	Cirat	CASTELLÓN	R1-353
ELÉCTRICAS HIDROBESORA, S.L.	CARRER BAIX LA VILA, 2	12161	Torre d'En Besora (la)	CASTELLÓN	R1-352
COOPERATIVA VALENCIANA ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMBRADO SERRALLO	CAMINO ALMALAFA 375	12100	Castellón de la Plana/Castelló de la Plana	CASTELLÓN	R1-356
ELÉCTRICA DE SOT DE CHERA, SOC. COOPERATIVA VALENCIANA	VALENCIA, 13	46168	Sot de Chera	VALENCIA	R1-158
ELÉCTRICA DE MELIANA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	COLÓN, 14	46133	Meliana	VALENCIA	R1-152
ELÉCTRICA ALGIMIA DE ALFARA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	NORTE, 25	46148	Algimia de Alfara	VALENCIA	R1-154
ELÉCTRICA DE CHERA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	SAN ISIDRO, 13	46350	Chera	VALENCIA	R1-128
ELÉCTRICA DE GUADASSUAR, SDAD. COOP. V.	GRAN VÍA, 88	46610	Guadassuar	VALENCIA	R1-157
ELECTRICA DE VINALESA, S.C.V.	DOCTOR MOLLA, 3	46114	Vinalesa	VALENCIA	R1-155
E. SAAVEDRA, S.A.	C/ RAVAL DEL MOLI 51	46240	Carlet	VALENCIA	R1-248
ISMAEL BIOSCA, S.L.	C/. ARCEDIANOS, 41	46630	Font de la Figuera (la)	VALENCIA	R1-131
MILLARENSE DE ELECTRICIDAD, S.A.U	C/ PEÑISCOLA, 4 URBE. LA PALMA	46500	Sagunto/Sagunt	VALENCIA	R1-258
HELIODORO CHAFER, S.L.	ACADÉMICO MARAVALL, 3-16	46800	Xàtiva	VALENCIA	R1-306
LA SINARQUENSE, S.L.U.	PZA. DEL AYUNTAMIENTO, Nº 1	46320	Sinarcas	VALENCIA	R1-319
SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES ARAS, S.L.	PL. PLACETA, Nº 7	46179	Aras de los Olmos	VALENCIA	R1-320
SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES DE CHULILLA, S.L.	PLAZA BARONIA, Nº 1	46167	Chulilla	VALENCIA	R1-335
FLUIDO ELÉCTRICO DE MUSEROS, S. C. VALENCIANA	C/ MOLI. S/N	46136	Museros	VALENCIA	R1-161
COOPERATIVA ELÉCTRICA DE CASTELLAR, S.C.V.	C/ AURORA, Nº 34	46026	Valencia	VALENCIA	R1-150
SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S. COOP. V.	POETA JUAN ALEGRE, 7	46230	Alginet	VALENCIA	R1-060

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
ELÉCTRICAS TUEJAR, S.L.	PINTOR SOROLLA, 1	46177	Tuéjar	VALENCIA	R1-346
ELÉCTRICAS LA ENGUERINA, S.L.	DOCTOR ALBIÑANA 1	46810	Enguera	VALENCIA	R1-355
ELÉCTRICAS DE VALLANCA, S.L.	PLAZA DE ESPAÑA 8	46145	Vallanca	VALENCIA	R1-358



ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS DE ESPAÑA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
EBROFANAS, S.L.	GENERAL MOLA, 3	2253	Golosalvo	ALBACETE	R1-197
ELÉCTRICA ABENGI-BRENSE DISTRIBUCIÓN, S.L.	C/. CALVARIO Nº 17	2250	Abengibre	ALBACETE	R1-195
EMPRESA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO, S.L.	MAYOR, 2 BAJO	2326	San Pedro	ALBACETE	R1-194
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA BRAVO SAEZ, S.L.	PLAZA DE LA AMISTAD, 11	2161	Lezuza	ALBACETE	R1-200
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE FERREZ, S.L.	C/ MAYOR, 7	2436	Férez	ALBACETE	R1-253
COOPERATIVA ELÉCTRICA ALBORENSIS, S.A.	C/ ALBOREA, 25-1	2215	Alborea	ALBACETE	R1-024
DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS DE POZUELO, S.A.	C/ MAYOR, 25	2327	Pozuelo	ALBACETE	R1-286
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CASAS DE LAZARO, S.A.	CALLE GENERALISIMO, 5	2239	Casas de Lázaro	ALBACETE	R1-287
EMPRESA ELÉCTRICA DE JORQUERA, S.L.	C/ MAYOR, Nº 17	2248	Jorquera	ALBACETE	R1-291
ALARCON NAVARRO EMPRESA ELÉCTRICA, S.L.	C/ GARCIA LORCA, 16	2150	Valdeganga	ALBACETE	R1-301
CENTRAL ELÉCTRICA DE POZO LORENTE, S. L.	PLAZA DOCTOR VILLENA, 11	2154	Pozo-Lorente	ALBACETE	R1-307
FUERZAS ELÉCTRICAS BOGARRA, S.A.	C/ Cabezuelo, 1	2130	Bogarra	ALBACETE	R1-323
EMPRESA ELÉCTRICA DEL CABRIEL, S.L.	Avenida Gregorio Arcos, 15	2006	Albacete	ALBACETE	R1-330
DISTRIBUCIÓN Y ELÉCTRICA CARIDAD E ILDEFONSO, S.L.	C/. ESCUELAS, 10	2692	Pétrola	ALBACETE	R1-245
SDAD. COOPERATIVA VALENCIANA LTDA. BENEFICA DE CONS. DE ELECT. "SAN FRANCISCO DE ASIS" DE CREV.	SAGRADO CORAZÓN DE JESÚS, 17	3330	Crevillent	ALICANTE	R1-033
LA ELÉCTRICA DE VALL DE EBO, S.L.	PLAZA MAYOR, 3	3789	Vall d'Ebo (la)	ALICANTE	R1-183
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENÉFICA ALBATERENSE, COOP. V.	PASCUAL CANOVAS, 41	3340	Albatera	ALICANTE	R1-151
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENÉFICA CATRALENSE, COOP. V.	TRAS IGLESIA, S/N	3158	Catral	ALICANTE	R1-063
ELECTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, S.V. L.	RAMBLA ALTA, 7	3360	Callosa de Segura	ALICANTE	R1-145
ELÉCTRICA NTRA. SRA. DE GRACIA, SDAD. COOP VALENCIANA	AVDA. DE ALICANTE, 28-BAJO	3410	Biar	ALICANTE	R1-159
AURORA GINER	C/. SAN MIGUEL,	3792	Murla	ALICANTE	R1-111

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
REIG, S.L.	4				
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE RE-LLEU, S.L.	AVDA. DE LA ES-TACIÓ, 20-6º H	3004	Alicante/Alacant	ALICANTE	R1-089
JOSE RIPOLL ALBANELL, S.L.	C/ HOSPITAL, 3	3727	Xaló	ALICANTE	R1-117
HEREDEROS DE CAR-LOS OLTRA, S.L.	C/ COLON, 6	3791	Vall de Laguar (la)	ALICANTE	R1-252
HIJOS DE MANUEL PERLES VICENS, S.L.	LEPANTO, 1	3794	Benigembla	ALICANTE	R1-266
JUAN Y FRANCISCO ESTEVE MAS S.L.	PLAZA. SAN JUAN, 13 (FLEX)	3791	Vall de Laguar (la)	ALICANTE	R1-249
HIDROELÉCTRICA COTO MINERO DIS-TRIBUCIÓN, S.L.U.	AVDA. JUAN CARLOS I, 37-39	3202	Elche/Elx	ALICANTE	R1-293
JOSEFA GIL COSTA, S.L.	C/ DENIA, 42 (LLOSA DE CA-MACHO)	3759	Alcalalí	ALICANTE	R1-118
DELGICHI, S.L.	C/ LA COSTERA, 9	3812	Balones	ALICANTE	R1-162
DISTRIBUCIÓN ENER-GÍA ELÉCTRICA DE PARCENT, S.L.	C/ DEL POZO, 3	3792	Parcent	ALICANTE	R1-240
GRACIA UNZUETA HIDALGO E HIJOS, S.L.	SANTA CRUZ, 18	4760	Berja	ALMERÍA	R1-110
DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS PORTI-LLO, S.L.	Bº PALOMARES, S/N	4618	Cuevas del Al-manzora	ALMERÍA	R1-175
ELECTRICIDAD PASTOR, S.L.	ANCHA, 42,BAJO	4600	Huércal-Overa	ALMERÍA	R1-148
RODALEC, S.L.	PLAZA DEL CAS-TILLO, 3	4140	Carboneras	ALMERÍA	R1-214
JOSE FERRE SEGURA E HIJOS, S.R.L.	PLAZA. DEL CAS-TILLO, 3	4140	Carboneras	ALMERÍA	R1-146
DIELEC GUERRERO LORENTE, S.L.	VIRGEN DEL RO-SARIO, Nº 8	4888	Armuña de Al-manzora	ALMERÍA	R1-163
IGNALUZ JIMENEZ DE TORRES, S.L.	C/ REAL, 10	4888	Bayarque	ALMERÍA	R1-276
ELECTRICIDAD HI-JATE, S.L.	GENERAL MOLA, 6 (HIJATE)	4898	Alcóntar	ALMERÍA	R1-126
MONTESLUZ DISTRI-BUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.	CUARTEL, 33 BAJO	4150	Almería	ALMERÍA	R1-237
LUZ DE CELA, S.L.	BARRIADA DE CELA S/N	4887	Lúcar	ALMERÍA	R1-228
SIERRO DE ELECTRI-CIDAD, S.L.	GRANEROS, 8	4878	Sierro	ALMERÍA	R1-138
ARAMAIOKO ARGIN-DAR BANATZILEA, S.A.	PLAZA VICENTE GOICOECHEA, Nº 1	1160	Aramaio	ARABA/ÁLAVA	R1-302
HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉC-TRICA, S.A.	PLAZA DE LA GESTA, 2	33007	Oviedo	ASTURIAS	R1-008
ELECTRA DE CARBA-YIN, S.A.	Belarmino García Roza, 2C Bajo	35510	Siero	ASTURIAS	R1-064
SUMINISTROS ELÉC-TRICOS DE AMIEVA, S.L.	AVDA. DE CASTI-LLA, 40, 1ºDCHA	33550	Cangas de Onís	ASTURIAS	R1-172
ELECTRA LA ROSA, S.L.	CALLE LARGA, 60	5376	Flores de Ávila	ÁVILA	R1-135

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
HIDROELÉCTRICA VIRGEN DE CHILLA, S.L.	CALLE CHILLA, 6	5480	Candelada	ÁVILA	R1-104
HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA, S.L.	C/. DEL BARCO, 22	5146	Mancera de Arriba	ÁVILA	R1-169
ELECTRA SAN BARTOLOME, S.L.	CALLE VIRGEN, 1	5267	San Bartolomé de Pinares	ÁVILA	R1-261
FELIX GONZALEZ, S.A.	AYALA, 3	6400	Don Benito	BADAJOS	R1-047
HIJOS DE JACINTO GUILLEN DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA, S.L.	C/ GRANDE, 14	6470	Guareña	BADAJOS	R1-050
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA CARRIÓN, S.L.	PEDRO VADILLO, 18-B	6870	Garrovilla (La)	BADAJOS	R1-140
ELÉCTRICAS SANTA LEONOR, S.L.	ENCOMIENDA, 6 Y 8	6443	Campillo de Llerena	BADAJOS	R1-255
LA ERNESTINA, S.A.	CALLE ERNESTINA, 15	6600	Cabeza del Buey	BADAJOS	R1-105
ENERGÉTICA DE ALCOCCER, S.L.U.	C/NUEVA DE PRIM, S/N	6630	Puebla de Alcocer	BADAJOS	R1-108
ELÉCTRICA SAN SERVÁN, S.L.	C/ ZURBARAN, 48	6850	Arroyo de San Serván	BADAJOS	R1-132
DISTRIBUIDORA ELECTRICA GRANJA DE TORREHERMOSA, S.L.	C/ CONCEJO, S/N	6910	Granja de Torrehermosa	BADAJOS	R1-165
FUENTES Y COMPAÑÍA, S.L.	C/ PEDRO VERA, 1	6120	Oliva de la Frontera	BADAJOS	R1-182
HIJOS DE FRANCISCO ESCASO S.L.	CRTA.VILLAFRANCA, 15	6360	Fuente del Maestre	BADAJOS	R1-257
ELÉCTRICA SANTA MARTA Y VILLALBA, S.L.	C/ FRANCISCO NEILA, 34(SANTA MARTA DE LOS BARROS)	6150	Santa Marta	BADAJOS	R1-264
LUIS RANGEL Y HERMANOS, S.A.	SANTA LUCIA, 23	6280	Fuentes de León	BADAJOS	R1-142
SOCIEDAD ELÉCTRICA DE RIBERA DEL FRESNO, S.A.	FABRICA, 9	6225	Ribera del Fresno	BADAJOS	R1-190
ALCONERA DE ELECTRICIDAD, S.L.U.	PLAZA DE ESPAÑA, 1	6393	Alconera	BADAJOS	R1-345
ELÉCTRICA DE MALCOCINADO, S.L.U.	PLAZA DE ESPAÑA 1	6928	Malcocinado	BADAJOS	R1-357
VALL DE SÓLLER ENERGÍA, S.L.U.	C/ SA MAR Nº 146	7100	Sóller	BALEARS (ILLES)	R1-056
SAMPOL ENERGÍA,S.L.	C/Gremio Boneteros, 48	7009	Palma	BALEARS (ILLES)	R1-364
ELECTRADISTRIBUCIÓN CENTELLES, S.L.	AVENIDA DE LES ESCOLES Nº1	8540	Centelles	BARCELONA	R1-268
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L.	AVDA. PARALELO, 51	8004	Barcelona	BARCELONA	R1-218
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	AVDA. DEL PARALELO, Nº 51	8004	Barcelona	BARCELONA	R1-107
ELECTRA CALDENSE, S.A.	PLAZA DE CATALUÑA, 3-1º	8140	Caldes de Montbui	BARCELONA	R1-016
ESTABANELL Y PAHISA ENERGÍA, S.A.	CALLE REC, 28	8400	Granollers	BARCELONA	R1-018

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA NAVASFRIAS, S.L.	PLAÇA DEL GAS, Nº 2	8003	Barcelona	BARCELONA	R1-216
ELECTRA DE ABUSEJO, S.L.	PLAÇA DEL GAS, Nº 2	8003	Barcelona	BARCELONA	R1-219
ICASA DISTRIBUCIÓN ENERGÍA, S.L.	PASEO DE GRACIA, 26, PRAL.	8007	Barcelona	BARCELONA	R1-205
ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.	AVDA. DEL PARALELO, Nº 51	8037	Barcelona	BARCELONA	R1-299
HIDROFLAMICELL, S.L.	AVDA. DEL PARALELO Nº 51	8004	Barcelona	BARCELONA	R1-304
CATENERIBAS, S.L.	C/. SANT VALENTI, 144	8221	Terrassa	BARCELONA	R1-336
ELECTRA DEL LLOBREGAT ENERGÍA, S.L.	C/ General Almirante, 4, 2º.Torres Cerdá- T Centro	8014	Barcelona	BARCELONA	R1-363
ELECTRA REDENERGIA, S.L.	Plaça de Catalunya nº 3-	8140	Caldes de Montbui	BARCELONA	R1-365
SOCIEDAD DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE ELORRIO, S.A.	AVDA. DE SAN ADRIAN, Nº 48	48003	Bilbao	BIZKAIA	R1-120
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LARRAÑAGA, S.L.	CALLE TRANSVERSAL, 1-1º	48200	Durango	BIZKAIA	R1-093
IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.	CARDENAL GARDOQUI, 8	48008	Bilbao	BIZKAIA	R1-001
ELECTRA ADURIZ, S.A.	PLAZA DEL CARMEN, 2	9500	Medina de Pomar	BURGOS	R1-090
ELECTRA ALVARO BENITO, S.L.	RELAJON, 47	9452	Arauzo de Miel	BURGOS	R1-123
ENERFRIAS, S.L.	PLAZA DEL AYUNTAMIENTO, 1	9211	Frías	BURGOS	R1-208
ELECTRA VALDIVIELSO, S.A.	C/ EL MOLINO, 1 (POBLACION DE VALDIVIELSO)	9559	Merindad de Valdivielso	BURGOS	R1-193
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENERQUINTA, S.L.	GRUPO SAN ROQUE BAJO, S/N	9210	Valle de Tobalina	BURGOS	R1-298
ELÉCTRICAS PITARCH DISTRIBUCIÓN, S.L.U.	AVDA. VIRGEN DE GUADALUPE, 33-3ª PLANTA	10001	Cáceres	CÁCERES	R1-049
ENERGÍA DE MIAJADAS, S.A.	AVDA. DE TRUJILLO, 127	10100	Miajadas	CÁCERES	R1-054
DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD VALLE DE SANTA ANA, S.L.	C/. VIRGEN DE GUADALUPE, Nº 33	10001	Cáceres	CÁCERES	R1-164
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENRIQUE GARCIA SERRANO, S.L.	C/PERIODISTA SÁNCHEZ ASENSIO Nº1	1003	Cáceres	CÁCERES	R1-031
ELÉCTRICA DEL OESTE DISTRIBUCIÓN, S.L.U.	AVDA. VIRGEN GUADALUPE, 33-3ª PLANTA	10001	Cáceres	CÁCERES	R1-035
HEREDEROS DE GARCIA BAZ, S.L.	AVDA. DE JUAN CARLOS I	10380	Jaraicejo	CÁCERES	R1-137
EMDECORIA, S.L.	PLAZA SAN PEDRO, Nº 1	10800	Coria	CÁCERES	R1-256
GLORIA MARISCAL, S.L.	VALENCIA, 8	10251	Aldeacentenera	CÁCERES	R1-226

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
ROMERO CANDAU, S.L.	LOS MALTESES, 6	11650	Villamartín	CÁDIZ	R1-057
ELÉCTRICA NTRA. SRA. DE LOS REMEDIOS, S.L.	CALZADA, 1	11690	Olvera	CÁDIZ	R1-098
ALSET ELÉCTRICA, S.L.	C/. CONSTITUCIÓN, 30	11692	Setenil de las Bodegas	CÁDIZ	R1-191
ELECTRA CONILLENSE, S.L.U.	PL. JOSÉ MANUEL GARCÍA CAPARROS, Nº 11	11140	Conil de la Frontera	CÁDIZ	R1-174
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A. (EPRESA)	C/ ANCHA, 13	11510	Puerto Real	CÁDIZ	R1-034
ELÉCTRICA LOS LAURELES, S.L.	C/ EXTRAMUROS, S/N	11650	Villamartín	CÁDIZ	R1-177
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	AVDA. DE MARIA AUXILIADORA, 4	11009	Cádiz	CÁDIZ	R1-021
LUZ ELÉCTRICA DE ALGAR, S.L.U.	C/ REAL, 66	11639	Algar	CÁDIZ	R1-272
ELÉCTRICA NUESTRA SEÑORA DE LOS SANTOS, S.L.	PASEO DE LA PLAYA, S/N	11180	Alcalá de los Gazules	CÁDIZ	R1-201
ELÉCTRICA DE LIJAR, S.L.	c/FERIA, Nº 2	11680	Algodonales	CÁDIZ	R1-342
E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L.	C/ MEDIO, 12	39003	Santander	CANTABRIA	R1-005
ELECTRA LA MOLINA, S.L.	CELIS-RIONANSA	39563	Rionansa	CANTABRIA	R1-292
ELECTRA TUDANCA, S.L.	C/. MARINA, Nº 5	39555	Tudanca	CANTABRIA	R1-326
ELECTRA EL VENDUL, S. L.	BARRIO EL BAHUCILLO, S/N	39559	Rionansa	CANTABRIA	R1-312
ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUB. "CASA-BLANCA" SDAD. COOP. V.	LARGA Nº 5	12590	Almenara	CASTELLÓN	R1-160
ELÉCTRICAS DE VILLAHERMOSA, S.A.	CALLE OLMOS, 1	12124	Villahermosa del Río	CASTELLÓN	R1-300
MANUEL ROBRES CELEDES, S.L.	RDA. MAGDALENA, 27-4ª - 10	12404	Castellón de la Plana/Castelló de la Plana	CASTELLÓN	R1-269
ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A.	C/ XIMENEZ, 15	12002	Castellón de la Plana/Castelló de la Plana	CASTELLÓN	R1-017
ELÉCTRICA COSTUR, S.L.,	CALLE MAYOR, 15	12119	Costur	CASTELLÓN	R1-340
LLUM D'AIN, S.L.	PLAZA JOSÉ SORRIBES FUSTER, Nº 1	12222	Aín	CASTELLÓN	R1-354
ELÉCTRICAS COLLADO BLANCO, S.L.	PLAZA MAYOR 18	12231	Cirat	CASTELLÓN	R1-353
ELÉCTRICAS HIDROBESORA, S.L.	CARRER BAIX LA VILA, 2	12161	Torre d'En Besora (la)	CASTELLÓN	R1-352
COOPERATIVA VALENCIANA ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMBRADO SERRALLO	CAMINO ALMALAFA 375	12100	Castellón de la Plana/Castelló de la Plana	CASTELLÓN	R1-356

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.	BEATRIZ DE SILVA, 2	51001	Ceuta	CEUTA	R1-030
ELÉCTRICA MESTANZA R.V., S.L.	CRUCES Nº 24, LOCAL-B	13500	Puertollano	CIUDAD REAL	R1-217
ELECTRO DISTRIBUCIÓN DE ALMODÓVAR DEL CAMPO, S.A.	PLAZA DEL PILAR S/N	13580	Almodóvar del Campo	CIUDAD REAL	R1-100
ANTOLINA RUIZ RUIZ, S.L.U.	C/ PONCE DE LEÓN, 13	13415	Almodóvar del Campo	CIUDAD REAL	R1-184
ELÉCTRICA LA VICTORIA DE FUENCALIENTE, S.A.	C/. BAÑO, 1-1ºB	13130	Fuencaliente	CIUDAD REAL	R1-096
CASIMIRO MARCIAL CHACON E HIJOS, S.L.	PLAZA DE LA CONSTITUCIÓN, 16	13650	Puerto Lápice	CIUDAD REAL	R1-180
DIELESUR, S.L.	C/ CARRERA BAJA, Nº 9	14540	Rambla (La)	CÓRDOBA	R1-053
CENTRAL ELÉCTRICA SAN FRANCISCO, S.L.	C/ MÁRTIRES, 2	14250	Villanueva del Duque	CÓRDOBA	R1-086
ELÉCTRICA BELMEZANA, S.A.	SAN ANTONIO, 31	14240	Belmez	CÓRDOBA	R1-095
ELÉCTRICA LOS PELAYOS, S.A.	EXTRAMUROS, S/N	14470	Viso (El)	CÓRDOBA	R1-097
DIELENOR, S.L.	CAÑUELO, 6	14440	Villanueva de Córdoba	CÓRDOBA	R1-106
ELÉCTRICA LATORRE, S.L.	C/ IGLESÍA, S/N	14460	Dos Torres	CÓRDOBA	R1-233
INPECUARIAS VILLARALTO, S.L.	CRONISTA SEPÚLVEDA Nº 18	14400	Pozoblanco	CÓRDOBA	R1-109
ELÉCTRICA HERMANOS CASTRO RODRIGUEZ, S.L.	REAL, 12	14412	Pedroche	CÓRDOBA	R1-114
INDUSTRIAS PECUARIAS DE LOS PEDROCHES, S.A.	CRONISTA SEPÚLVEDA, 18	14400	Pozoblanco	CÓRDOBA	R1-025
HEREDEROS DE EMILIO GAMERO, S.L.	CARLOS III, 4	14120	Fuente Palmera	CÓRDOBA	R1-223
INPECUARIAS TORRECAMPO, S.L.	CRONISTA SEPÚLVEDA Nº 18	14400	Pozoblanco	CÓRDOBA	R1-247
HIDROELÉCTRICA EL CERRAJON, S.L.	PARAJE EL CERRAJÓN DE LUQUE	14814	Priego de Córdoba	CÓRDOBA	R1-243
VARGAS Y COMPAÑIA ELECTRO HARIÑERA SAN RAMON, S.A.	TOMÁS CARRETERO, 14	14300	Villaviciosa de Córdoba	CÓRDOBA	R1-203
EMPRESA ELÉCTRICA MARTIN SILVA POZO, S.L.	MIGUEL GALLO, 49	14445	Cardeña	CÓRDOBA	R1-167
UNIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ELECTRICIDAD, S.A. (UDESА)	RUA DE MADRID, 1 BAJO	15707	Santiago de Compostela	CORUÑA (A)	R1-042
ELECTRA DE CABALAR, S.L.	LUGAR DE ARNOSO, S/N	15613	Capela (A)	CORUÑA (A)	R1-070
ELECTRA DEL GAYOSO, S.L.	CASAI, 20	15129	Vimianzo	CORUÑA (A)	R1-071
ELECTRA DEL NARAHIO, S.A.	ALDEA VISTA ALEGRE S/N-	15577	Betanzos	CORUÑA (A)	R1-072

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
	DOSO (VISTA ALEGRE)				
ELÉCTRICA DE CABANAS, S.L.	ARENAL, 45 BAJO	15621	Cabanas	CORUÑA (A)	R1-074
ELÉCTRICA DE GRES, S.L.	RUA DO PONTE VELLA, 40 (PUENTE LEDESMA)	15882	Boqueixón	CORUÑA (A)	R1-075
FUCIÑOS RIVAS, S.L.	RUA ROCAMADOR, 2	15800	Melide	CORUÑA (A)	R1-078
ELÉCTRICA DE CASTRO CALDELAS, S.L.	C/ GALERA, 1	15501	Coruña (A)	CORUÑA (A)	R1-234
SUCESORES DE MANUEL LEIRA, S.L.	CARDEITA, 30 - SAN MARTIN DO PORTO	15621	Cabanas	CORUÑA (A)	R1-082
ELECTRA DE SANTA COMBA, S.L.	MIRAFLORES, 20-BAJO	15840	Santa Comba	CORUÑA (A)	R1-204
ELECTRA DE ZAS, S.L.	VILARDOMATO, 6	15857	Zas	CORUÑA (A)	R1-186
HIDROELÉCTRICA DE LARACHA, S.L.	C/ NICARAGUA, 10-3º Izqd.	15005	Coruña (A)	CORUÑA (A)	R1-039
ELECTRA DO FOXO, S.L.	TORELO, 15	15129	Vimianzo	CORUÑA (A)	R1-270
ELÉCTRICA DE VALDRIZ, S.L.	C/ CHARLES DARWIN, 15 B-9 (PERILLO)	15172	Oleiros	CORUÑA (A)	R1-275
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA NIEBLA, S.L.	C/ DE LINARES RIVAS, Nº 44-21C	15005	Coruña (A)	CORUÑA (A)	R1-277
INDUSTRIAL BARCALESA, S.L.	PUENTE DE CORNEIRA, 2	15837	Baña (A)	CORUÑA (A)	R1-295
ELECTRA DE JALLAS, S.A.	PLAZA DE LA CONSTITUCION, 2	15270	Cee	CORUÑA (A)	R1-311
CENTRAL ELÉCTRICA INDUSTRIAL, S.L.	C/ ENTREPUENTES Nº 51-BAJO. PORTOMOIRO	15871	Val do Dubra	CORUÑA (A)	R1-242
HERMANOS CABALLERO REBOLLO, S.L.	AVDA. CASTILLA-LA MANCHA, 21-3º C.	16003	Cuenca	CUENCA	R1-067
SOCIEDAD ELÉCTRICA NTRA. SRA. DE LOS DESAMPARADOS, S. L.	C/. MAYOR, 46	16500	Huete	CUENCA	R1-121
ELÉCTRICA CONQUENSE DISTRIBUCIÓN, S.A.U.	PARQUE DE SAN JULIAN, 5-1º C	16001	Cuenca	CUENCA	R1-009
DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS TALAYUELAS, S.L.	PL. DE CUENCA, Nº 1	16320	Talayuelas	CUENCA	R1-329
TOLARGI, S.L.	PABLO GOROSABEL, 34 BAJO	20400	Tolosa	GIPUZKOA	R1-278
LEINTZARGI, S.L.	PLAZA DE SAN MIGUEL S/N	20530	Gaintza	GIPUZKOA	R1-313
OÑARGI, S.L.	BIDEBARRIETA 24, BAJO	20560	Oñati	GIPUZKOA	R1-061
LERSA ELECTRICITAT, S.L.	SAN PEDRO, 6	17500	Ripoll	GIRONA	R1-052
ELECTRICA VAQUER, S.A.	CL. MACÍA BONAPLATA, 1	17500	Ripoll	GIRONA	R1-066
CENTRAL ELECTRICA MITJANS, S.L.	C/ JOSEP FLORES, 56	17840	Sarrià de Ter	GIRONA	R1-085

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
COOPERATIVA POPULAR DE FLUIDO ELÉCTRICO DE CAMPRODON S.C.C.L.	PZA. DE ESPAÑA, 10-BAJOS	17867	Camprodon	GIRONA	R1-153
ELECTRA AVELLANA, S.L.	MAS AVELLANA, S/N	17844	Cornellà del Terri	GIRONA	R1-091
ELÉCTRICA CUROS, S.L.	AVDA. GIRONA, Nº 2	17800	Olot	GIRONA	R1-231
ELECTRICITAT L'AURORA, S.A.	C/ PEDRET, 99	17493	Girona	GIRONA	R1-099
AGRI ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	C/ GERONA, 155	17820	Banyoles	GIRONA	R1-014
BASSOLS ENERGÍA, S.A.	AVDA. DE GIRONA, 2	17800	Olot	GIRONA	R1-015
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	C/ AVDA. DE SANT FRANCESC, 7	17131	Rupià	GIRONA	R1-176
COMMODITY ENERGIA 2002, S.L.	CTRA. SANTA EUGENIA, Nº 63	17006	Girona	GIRONA	R1-324
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	RAMBLA ANSELMI VIOLA, Nº 5-7	17257	Torroella de Montgrí	GIRONA	R1-062
ELÉCTRICA DE CANILES, S.L.	CAPEL, 16	18810	Caniles	GRANADA	R1-088
ELÉCTRICA SAN MARCOS, S.L.	C/ GRANADA, 2	18491	Turón	GRANADA	R1-229
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA LOS BERMEJALES, S.A.	C/ SAN ISIDORO, 4-1º	18005	Granada	GRANADA	R1-036
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA TORRECILLAS VIDAL, S.L.	CALLE IGLESIA, 12	18814	Cortes de Baza	GRANADA	R1-241
ELÉCTRICA DEL GUADALFEU, S.L.	CALLE SANTA LUCIA S/N	18194	Churriana de la Vega	GRANADA	R1-262
ELÉCTRICA SAGRADO CORAZON DE JESUS, S.L.	PLAZA DEL PILAR, S/N	18512	Dólar	GRANADA	R1-198
ELÉCTRICA SAN JOSE OBRERO, S.L.	C/ LA POCILLA, 16, LA HUERTEZUELA	18512	Huéneja	GRANADA	R1-178
SOCIEDAD ELÉCTRICA JEREZ DEL MARQUESADO S.A.	ALCAZAR, 3	18518	Jerez del Marquesado	GRANADA	R1-171
DISTRIBUCIONES ALNEGA, S.L.	PLAZA, S/N	18490	Murtas	GRANADA	R1-288
HIDROELÉCTRICA SAN BUENAVENTURA, S.L.	ENRIQUETA LOZANO, 2 BAJO	18009	Granada	GRANADA	R1-168
ELÉCTRICA SAN GREGORIO, S.L.	PLAZA DEL AYUNTAMIENTO, S/N	18512	Calahorra (La)	GRANADA	R1-136
ELÉCTRICA SAN JOSE DEL RIO YATOR, S.L.	C/ CALLE NUEVA, 3	18451	Bérchules	GRANADA	R1-263
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LAS MERCEDES, S.L.	C/ EXTRAMUROS, S/N	19110	Mondéjar	GUADALAJARA	R1-087
HIDROELÉCTRICA EL CARMEN, S.L.	C/ LA CERCA, 6	19141	Aranzueque	GUADALAJARA	R1-133
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DEL CONDADO, S.A.	CTRA. DEL ROCIO, 118	21730	Almonte	HUELVA	R1-044

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
ELECTRA CASTILLEJENSE, S.A.	MONTE, 24	21540	Villanueva de los Castillejos	HUELVA	R1-092
ELÉCTRICA DE ERISTE, S.L.	CL. SOL, 5, ERISTE	22469	Sahún	HUESCA	R1-125
ELÉCTRICA DE DURRO, S.L.	SAN JOSÉ DE CALASANZ, 28-1º	22500	Binéfar	HUESCA	R1-156
AGUAS DE BARBASTRO ELECTRICIDAD, S.A.	ESCUELAS PIAS, 12	22300	Barbastro	HUESCA	R1-055
ELECTRO SALLENT DE GALLEGU, S.L.	C/ FRANCIA, 4	22640	Sallent de Gállego	HUESCA	R1-281
ENERGÍAS DE BENASQUE, S.L.	PLAZA DEL AYUNTAMIENTO, 1 (AYUNTAMIENTO)	22440	Benasque	HUESCA	R1-285
ELECTRO ESCARRILLA, S.L.	CTRA. DE FRANCIA, 10	22660	Sallent de Gállego	HUESCA	R1-289
SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A. (SUCSA)	OFICINA TELESILLA B1 (CERLER)	22449	Benasque	HUESCA	R1-251
AGRUPACIÓN DISTRIBUIDORA DE ESCUER, S.L.	CALLE UNICA, S/N ESCUER	22636	Biescas	HUESCA	R1-310
GRUPO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE BINEFAR Y COMARCA, S.COOP., R.L.	LERIDA, 61	22500	Binéfar	HUESCA	R1-059
ENERGÍAS DE PANTICOSA, S.L.	SAN MIGUÉL, 27	22661	Panticosa	HUESCA	R1-222
SUMINISTROS ELÉCTRICOS ISÁBENA, S.L.	C/. JOAQUIN COSTA, 40 NAVE 5	22430	Graus	HUESCA	R1-338
ENERGÍAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U.	PLAZA CABOVILA 1	22450	Campo	HUESCA	R1-343
GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO HECHO, S.L.	PZA CONDE XIQUENA 1	22720	Huesca	HUESCA	R1-344
ELECTROHARINERA BELSETANA, SOCIEDAD COOPERATIVA	PLAZA MAYOR S/N	22350	Bielsa	HUESCA	R1-348
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA VALLE DE ANSÓ, S.L.	PLAZA DOMINGO MIRAL Nº1, 1º	22728	Ansó	HUESCA	R1-350
LA CONSTANCIA-ARÉN, S.L.	C/ AFUERAS S/N	22583	Arén	HUESCA	R1-349
ENERGÍAS DEL ZINQUETA SL	PLAZA MAYOR 1	22367	Plan	HUESCA	R1-362
DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS DE GISTAÍN S.L.	C/ MAYOR 1	22367	Gistaín	HUESCA	R1-361
ELECTRA LA LOMA, S.L.	YANGUAS MESSIA, 15	23420	Canena	JAÉN	R1-134
ELECTRA SAN CRISTOBAL, S.L.	AVDA. ANDALUCIA, 20	23430	Rus	JAÉN	R1-094
ELECTRA SIERRA MARGINA, S.L.	C/. ERAS, 3	23110	Pegalajar	JAÉN	R1-113
PEDRO SANCHEZ IBAÑEZ, S.L.	AVDA. DE ANDALUCIA, 33-1º IZQDA.	23680	Alcalá la Real	JAÉN	R1-309

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
EMILIO PADILLA E HIJOS, S.L.	CTRA. ALCAUDETE, 5 ALDEA LA RABITA	23685	Alcalá la Real	JAÉN	R1-238
LA PROHIDA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.	AVDA. ASTURIAS, Nº 65, BAJO	24100	Villablino	LEÓN	R1-048
HIDROELÉCTRICA DEL CABRERA, S.L.	C/TORAL, 2	24380	Puente de Domingo Flórez	LEÓN	R1-187
SALTOS DEL CABRERA, S.L.	EL TORAL, 2	24380	Puente de Domingo Flórez	LEÓN	R1-239
ELÉCTRICA CAMPOSUR, S.L.	AVDA.SUERO DE QUIÑONES, 27-B	24002	León	LEÓN	R1-124
ELECTRO MOLINERA DE VALMADRIGAL, S.L.	AVDA. SUERO DE QUIÑONES, 27-B	24002	León	LEÓN	R1-101
ELÉCTRICA BAÑESA, S.L.	PLAZA DE LA IGLESIA, S/N (LG. LA BAÑA)	24746	Encinedo	LEÓN	R1-225
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL SIL, S.L.	CONSTANTINO GANCEDO, 32	24100	Villablino	LEÓN	R1-029
ELÉCTRICAS DE BENUZA, S.L.	C/ TORAL, 15	24380	Puente de Domingo Flórez	LEÓN	R1-213
HIJOS DE FELIPE GARCIA ALVAREZ, S.L.	C/FLORENCIO ALVAREZ, 58 (VEGA-MAGAZ)	24396	Magaz de Cepeda	LEÓN	R1-149
DISTRIBUCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL NOROESTE, S.L.	AVENIDA DE LA VICTORIA, 14 NOGAREJAS	24734	Castrocontrigo	LEÓN	R1-185
DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS DEL ERIA, S.L.	AVDA. REY DE GUNDERICO, 31 BAJO	24735	Castrocontrigo	LEÓN	R1-206
SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE TIRVIA, S.L.	PLAZA DEL AYUNTAMIENTO, Nº 1	25595	Tírvia	LLEIDA	R1-337
ELÉCTRICA DE GUIXES, S.L.	C/ REVERENDO BAJONA, 26	25282	Sant Llorenç de Morunys	LLEIDA	R1-065
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE MONTOLIU, S.L. U.	CARRERA LA CREU, 23	25007	Montoliu de Lleida	LLEIDA	R1-224
EL PROGRESO DEL PIRINEO-HEROS.DE FRANCISCO BOLLO QUELLA S.L.	C/ CAMP DE LA VILA, 6	25520	Pont de Suert (El)	LLEIDA	R1-236
ELECTRA DEL CARDENER, S.A.	PASEO DE LAS MORERAS, S/N	25280	Solsona	LLEIDA	R1-037
PRODUCTORA ELÉCTRICA URGELENSE, S.A. (PEUSA)	PASEO DE JOAN BRUDIEU, 17	25700	Seu d'Urgell (La)	LLEIDA	R1-020
ELÉCTRICA SEROSENSE DISTRIBUIDORA, S.L.	AVDA. ROVIRA ROURE, 22 ALT. 4ª	25006	Lleida	LLEIDA	R1-038
MOLINO VIEJO DE VILALLER, S.A.	AVDA. DEL PROGRES, S/N	25552	Vilaller	LLEIDA	R1-202
EMPRESA MUNICIPAL D'ENERGIA ELÉCTRICA TORRES DEL SEGRE, S.L.	PLAZA ESGLESIA, S/N	25170	Torres de Segre	LLEIDA	R1-273
ELEC-VALL BOI, S.L.	PLAZA BALLÓ, S/N	25528	Vall de Boí (La)	LLEIDA	R1-274

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
ELÉCTRICA DEL MONTSEC, S.L.	PLAZA MAYOR, 2	25691	Àger	LLEIDA	R1-279
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA D'ALBATARRREC, S.L.	PLAZA SAN SALVADOR, 19	25171	Albatàrrec	LLEIDA	R1-296
SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÉCTRICA DE LLAVORSI, S.L.	CARRETERA DE LA VALL D'ARAN, 55	25595	Llavorsí	LLEIDA	R1-305
EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ D'ENERGIA ELÈCTRICA DE PONTS, S.L.	PLAZA PLANELL, 5	25740	Ponts	LLEIDA	R1-314
EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ D'ENERGIA ELÈCTRICA DALMENAR, S.L.U. (SOCIETAT UNIPERSONAL)	PL. DE LA VILA, Nº 10	25126	Almenar	LLEIDA	R1-325
ELÉCTRICA ANTONIO MADRID, S.L.	C/. ANGLADES, S/N	25550	Bossòst	LLEIDA	R1-327
TALARN DISTRIBUCIÓ MUNICIPAL ELÈCTRICA, S.L.,	PAU COLL Nº 3	25630	Talarn	LLEIDA	R1-341
ELECTRICA SALAS DE PALLARS, S.L.	CALLE BON JESUS, 47	25693	Salàs de Pallars	LLEIDA	R1-347
ELÉCTRICA DE SUDANELL, S.L.	PZA. DEL AYUNTAMIENTO 4	25173	Sudanell	LLEIDA	R1-351
ELÉCTRICA DE VER, S.L.	RIBAS PEQUEÑAS, S/N	27349	Bóveda	LUGO	R1-267
BARRAS ELÉCTRICAS GALAICO-ASTURIANAS S.A.	CIDADE DE VIVERO, 4	27002	Lugo	LUGO	R1-003
HIDROELÉCTRICA JOSE MATANZA GARCIA, S.L.	LUGAR CASARES, 11	27520	Carballedo	LUGO	R1-244
HIDROELÉCTRICA VEGA, S.A.	Pº DE LA CASTELLANA, 175, 2º. IQZ.	28046	Madrid	MADRID	R1-115
UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.	AVDA. DE SAN LUIS Nº 77	28033	Madrid	MADRID	R1-002
HIDROELÉCTRICA DEL GUADIELA I, S.A.	Pº SAN FRANCISCO DE SALES, 31	28003	Madrid	MADRID	R1-023
REPSOL ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, S.L.	Pº DE LA CASTELLANA, 278/280	28046	Madrid	MADRID	R1-032
ELECTRA LA HONORINA, S.L.	C/. MENORCA, 10	28009	Madrid	MADRID	R1-260
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE ALCOLECHA, S.L.	C/. MENDEZ NUÑEZ, 21	28223	Pozuelo de Alarcón	MADRID	R1-271
ELÉCTRICA DEL POZO S.COOP.MAD.	C/. CABO DE TARRIFA, 172	28053	Madrid	MADRID	R1-283
ELÉCTRICA POPULAR, S. COOP. MAD.	C/ IMPERIAL Nº 3	28540	Perales de Tajuña	MADRID	R1-317
HELIODORA GOMEZ, S.A.	C/. MELENDEZ VALDES, 51	28015	Madrid	MADRID	R1-141
HIDROELÉCTRICA NTRA. SRA. DE LA SOLEDAD, DE TENDILLA Y LUPIANA, S.L.	AVDA. DE SAN LUIS, Nº 77	28033	Madrid	MADRID	R1-144

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE ARDALES, S.L.	SAN ISIDRO, 41	29550	Ardales	MÁLAGA	R1-112
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE GAUCÍN, S.L.	GENERALISIMO, 9	29480	Gaucín	MÁLAGA	R1-122
ELÉCTRICA DE LA SERRANÍA DE RONDA, S.L.	BARRIADA DE LA ESTACIÓN, S/N	29370	Benaolán	MÁLAGA	R1-196
COMPAÑÍA MELILLENSE DE GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.	C/ COMANDANTE AVIADOR JOAQUIN GARCIA MORATO 3	52006	Melilla	MELILLA	R1-027
ELÉCTRICA CORVERA, S.L.	CTRA. DE FUENTE ÁLAMO, Nº 48, BAJO (CORVERA)	30153	Murcia	MURCIA	R1-077
LEANDRO PEREZ ALFONSO, S.L.	C/. CTRA. DE JUMILLA, S/N	30520	Jumilla	MURCIA	R1-119
BERRUEZA, S.A.	C/. FRANCISCO BERGAMÍN, 51	31004	Pamplona/Iruña	NAVARRA	R1-083
ELECTRA VALDIZARBE, S.A.	PLAZA DE LOS BURGOS, 1	31001	Pamplona/Iruña	NAVARRA	R1-232
ELECTRA JOSE ANTONIO MARTINEZ, S.L.	MAYOR, 28	31281	Ancín/Antzin	NAVARRA	R1-147
ELECTRA SALTEA, S.L.	MAYOR, 105	31271	Eulate	NAVARRA	R1-254
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA ISABA, S.L.U.	IZARAJENTEA, 1	31417	Isaba/Izaba	NAVARRA	R1-207
ELECTRA ORBAICETA, S.L.	C/ San Pedro, 51	31670	Orbaitzeta	NAVARRA	R1-297
ELEKTRA URDAZUBI, S.L.	C/. SALBATORE, Nº 1	31711	Urdazubi/Urdax	NAVARRA	R1-339
SAN MIGUEL 2000 DISTRIBUCION, S.L.	C/ SAENZ DIEZ, Nº 43 ENTRE-SUELO	32003	Ourense	OURENSE	R1-081
ELÉCTRICA DE CANTOÑA, S.L.	CALLE CANTOÑA	32110	Paderne de Allariz	OURENSE	R1-220
ELÉCTRICA DE ALBERGUERIA, S.A	MARTINEZ PADIN Nº 4	32004	Ourense	OURENSE	R1-290
ELECTRO MANZANEDA, S.L.	DOCTOR MARAÑÓN Nº4. ENTRESUELO	32005	Ourense	OURENSE	R1-359
HIDROELÉCTRICA DE SILLEDA, S.L.	C/ EL PARQUE, 15	36540	Silleda	PONTEVEDRA	R1-058
COMPAÑÍA DE ELECTRIFICACIÓN, S.L.	PL. DOCTOR CARUS Nº 7-1º C-D	36600	Vilagarcía de Arousa	PONTEVEDRA	R1-068
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE MELÓN, S.L.	CONCEPCION ARENAL, 3-4º	36201	Vigo	PONTEVEDRA	R1-069
ELÉCTRICA DE BARCIADEMERA, S.L.	SAN MAURO, 19 (BARCIADEMERA)	36876	Covelo	PONTEVEDRA	R1-073
ELÉCTRICA DE MOSCOSO, S.L.	AVDA. JOSÉ ANTONIO, 21	36830	Lama (A)	PONTEVEDRA	R1-076
ELÉCTRICA LOS MOLINOS, S.L.	C/ IGLESIA, 14 BAJO	36820	Ponte Caldelas	PONTEVEDRA	R1-079
HIDROELÉCTRICA DEL ARNEGO, S.L.	PLAZA MAYOR, 18	36520	Agolada	PONTEVEDRA	R1-080
CENTRAL ELÉCTRICA SESTELO Y CIA, S.A.	GABINO BUGALLAL, 44	36860	Ponteareas	PONTEVEDRA	R1-022

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
ELECTRA ALTO MIÑO, S.A.	MARQUES DE VALLADARES, 23-2º OF. A2	36201	Vigo	PONTEVEDRA	R1-041
SOCIEDAD ELECTRICISTA DE TUY, S.A.	CORUÑA, 20 BAJO	36700	Tui	PONTEVEDRA	R1-040
ELECTRA CUNTIENSE, S.L.	C/ BALNEARIO Nº 1	36670	Cuntis	PONTEVEDRA	R1-211
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CATOIRA, S.A.	GONDAR, 5	36612	Catoira	PONTEVEDRA	R1-282
RUIZ DE LA TORRE, S.L.	Pº CONSTITUCION, 48, BA 1	26580	Arnedo	RIOJA (LA)	R1-227
ELECTRA AUTOL, S.A.	CONDE DE AUTOL, 6	26560	Autol	RIOJA (LA)	R1-045
HIDROELÉCTRICA GOMEZ, S.L.	C/ CONCORDIA , 39	37881	Valdecarros	SALAMANCA	R1-129
ELECTRICIDAD LA ASUNCIÓN, S.L.	C/ JUAN DE ARGUELLES, 2-4, 3ºD	37004	Salamanca	SALAMANCA	R1-188
HIDROELÉCTRICA DE ALARAZ, S.L.	MUÑOZ TORRERO, 7-9, 7º D	37007	Salamanca	SALAMANCA	R1-130
HIDROELÉCTRICA DOMÍNGUEZ, S.L.	C/ RONDAHERMOSA, 19	37840	Tordillos	SALAMANCA	R1-173
HIJOS DE CASIANO SANCHEZ, S.L.	JOSE ANTONIO, 53	37810	Garcihernández	SALAMANCA	R1-170
ELÉCTRICA MORO BENITO, S.L.	CARRETERA DE VITIGUDINO, 6	37281	Cubo de Don Sancho (El)	SALAMANCA	R1-181
ELÉCTRICA DEL HUEBRA, S.L.	CTRA. DE VITIGUDINO, 6	37281	Cubo de Don Sancho (El)	SALAMANCA	R1-215
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A.	C/ CARLOS J. R. HAMILTON, S/N. EDIF. PRNCESA	35001	Santa Cruz de Tenerife	SANTA CRUZ TENERIFE	R1-294
JUAN DE FRUTOS GARCIA, S.L.	PRINCIPE, 6	40260	Fuentepelayo	SEGOVIA	R1-051
SERVILIANO GARCIA, S.A.	AVENIDA DE LOS TOROS 7	40200	Cuéllar	SEGOVIA	R1-143
BLAZQUEZ, S.L.	AVDA. DE ANDALUCÍA, 18	41670	Pruna	SEVILLA	R1-084
JUAN N. DÍAZ GALVEZ Y HERMANOS, S.L.	GENERAL ARMERO, 45-1ºB	41120	Fuentes de Andalucía	SEVILLA	R1-127
EMPRESA DE ELECTRICIDAD SAN JOSE, S.A.	SOR Mª DEL CORO, 17	41850	Villamanrique de la Condesa	SEVILLA	R1-102
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE MONESTERIO, S.L.	PASTOR Y LANDERO, 3-1º	41001	Sevilla	SEVILLA	R1-199
ELÉCTRICA DE TENTUDIA, S.A.	PASTOR Y LANDERO, 3-1º	41001	Sevilla	SEVILLA	R1-046
MEDINA GARVEY ELECTRICIDAD, S.L.U.	PARROCO VICENTE MOYA, 14	41840	Pilas	SEVILLA	R1-028
LUZ ELÉCTRICA LOS MOLARES, S.L.	C/ AMELIA MEDINA, Nº 10	41750	Molares (Los)	SEVILLA	R1-250
ELÉCTRICA SANTA CLARA, S.L.	C/ PILAR, 1	41460	Navas de la Concepción (Las)	SEVILLA	R1-166
ELÉCTRICA GILENA, S.L.U.	C/ HARINAS, 2	41565	Gilena	SEVILLA	R1-221
FELIPE BLAZQUEZ, S.L.	LA HUERTA, 32 ACC.	41661	Algámitas	SEVILLA	R1-246
CENTRAL ELÉCTRICA SAN ANTONIO, S.L.	C/ CARMONA, 21-23	41429	Campana (La)	SEVILLA	R1-210

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

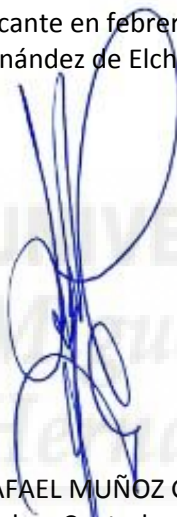
ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD MARTOS MARIN, S.L.	CALLE CILLA, 9	41660	Villanueva de San Juan	SEVILLA	R1-139
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A.	RONDA DEL MAR, 36	43895	Ampolla (L')	TARRAGONA	R1-019
ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SANTA COLOMA DE QUERALT S.L.	PLAZA MAYOR 1	43420	Santa Coloma de Queralt	TARRAGONA	R1-360
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (AAESA)	RONDA DE AMBELES, 34	44001	Teruel	TERUEL	R1-179
ELÉCTRICA DE SOT DE CHERA, SOC. COOPERATIVA VALENCIANA	VALENCIA, 13	46168	Sot de Chera	VALENCIA	R1-158
ELÉCTRICA DE MELIANA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	COLÓN, 14	46133	Meliana	VALENCIA	R1-152
ELÉCTRICA ALGIMIA DE ALFARA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	NORTE, 25	46148	Algimia de Alfara	VALENCIA	R1-154
ELÉCTRICA DE CHERA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	SAN ISIDRO, 13	46350	Chera	VALENCIA	R1-128
ELÉCTRICA DE GUADASSUAR, SDAD. COOP. V.	GRAN VIA, 88	46610	Guadassuar	VALENCIA	R1-157
ELÉCTRICA DE VINALESA, S.C.V.	DOCTOR MOLLA, 3	46114	Vinalesa	VALENCIA	R1-155
E. SAAVEDRA, S.A.	C/ RAVAL DEL MOLI 51	46240	Carlet	VALENCIA	R1-248
ISMAEL BIOSCA, S.L.	C/. ARCEDIANO ROS, 41	46630	Font de la Figuera (la)	VALENCIA	R1-131
MILLARENSE DE ELECTRICIDAD, S.A.U	C/ PEÑISCOLA, 4 URBE. LA PALMA	46500	Sagunto/Sagunt	VALENCIA	R1-258
HELIODORO CHAFER, S.L.	ACADEMICO MARAVALL, 3-16	46800	Xàtiva	VALENCIA	R1-306
LA SINARQUENSE, S.L.U.	PZA. DEL AYUNTAMIENTO, Nº 1	46320	Sinarcas	VALENCIA	R1-319
SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES ARAS, S.L.	PL. PLACETA, Nº 7	46179	Aras de los Olmos	VALENCIA	R1-320
SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES DE CHULILLA, S.L.	PLAZA BARONIA, Nº 1	46167	Chulilla	VALENCIA	R1-335
FLUIDO ELÉCTRICO DE MUSEROS, S. C. VALENCIANA	C/ MOLI. S/N	46136	Museros	VALENCIA	R1-161
COOPERATIVA ELÉCTRICA DE CASTELLAR, S.C.V.	C/ AURORA, Nº 34	46026	Valencia	VALENCIA	R1-150
SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S. COOP. V.	POETA JUAN ALEGRE, 7	46230	Alginet	VALENCIA	R1-060
ELÉCTRICAS TUEJAR, S.L.	PINTOR SOROLLA, 1	46177	Tuéjar	VALENCIA	R1-346

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, MEJORAS DE LOS ÍNDICES Y NIVELES DE CALIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ORGANIZACIÓN	DIRECCIÓN	CP	MUNICIPIO	PROVINCIA	NÚM. REGISTRO ELÉCTRICO
ELÉCTRICAS LA ENGUERINA, S.L.	DOCTOR ALBIÑANA 1	46810	Enguera	VALENCIA	R1-355
ELÉCTRICAS DE VALLANCA, S.L.	PLAZA DE ESPAÑA 8	46145	Vallanca	VALENCIA	R1-358
ELECTRO DISTRIBUIDORA CASTELLANO LEONESA, S.A.	C/. MIÑO, Nº 14	47140	Laguna de Duero	VALLADOLID	R1-192
HIJO DE JORGE MARTIN, S.A.	CTRA. BURGOS PORTUGAL P. K. 182.3	47510	Alaejos	VALLADOLID	R1-116
MUNICIPAL ELÉCTRICA VILORIA, S.L.	C/ LA TORRE, 5	47166	Valoria la Buena	VALLADOLID	R1-259
ANSELMO LEON DISTRIBUCIÓN, S.L.	C/. MIÑO, Nº 14	47140	Laguna de Duero	VALLADOLID	R1-043
AFRODISIO PASCUAL ALONSO, S.L.	C/ FRAGUA Nº 2	47464	Nueva Villa de las Torres	VALLADOLID	R1-284
HEREDEROS DE MARIA ALONSO CALZADA-VENTA DE BAÑOS, S.L.	C/. MIÑO, Nº 14	47140	Laguna de Duero	VALLADOLID	R1-265
HIDROELÉCTRICA SAN CIPRIANO DE RUEDA, S.L.	C/. MIÑO, Nº 14	47140	Laguna de Duero	VALLADOLID	R1-103
ENERGÍAS DE ARAGON I, S. L. U. (EASA)	SAN MIGUEL, 10	50001	Zaragoza	ZARAGOZA	R1-026



Esta Tesis Doctoral se terminó en Alicante en febrero de 2015. Y se presentó en el registro de la Universidad Miguel Hernández de Elche el 17 de marzo del mismo año.



Fdo. RAFAEL MUÑOZ GÓMEZ

Ingeniero Técnico Industrial en Centrales y Líneas por la UPCT 1987

Ingeniero de Materiales por la UMH 2000

Ingeniero Industrial por la UMH 2002

