



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Desarrollo de un modelo de previsión de la demanda eléctrica: aplicación a un usuario universitario



Titulación: Ingeniero Industrial
Alumno: Pedro Alberto Hernández Gómez
Directores: Dr. Antonio Gabaldón Marín
Dr. Antonio Guillamón Frutos

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

Quisiera agradecer a Don Antonio Gabaldón Marín y Don Antonio Guillamón Frutos su inestimable tutela y colaboración en la realización del presente proyecto de fin de carrera.

Además quiero dedicar este proyecto de Fin de carrera a mi familia, que me ha apoyado de forma incondicional desde siempre.

A mi padre, por su inmenso cariño, pero sobre todo por haberme inculcado un profundo sentido del trabajo, gracias al cual he podido reunir el valor suficiente de afrontar todas las dificultades que se han puesto en el camino.

A mi madre, por haber tenido siempre una palabra amable y de ánimo en la boca, sin las cuales no habría podido continuar en muchas ocasiones.

A mi hermano, por haberme servido en tantas y tantas ocasiones de alivio y de respiro en todos estos años.

A mi futura esposa Tere, que me conoció antes incluso de que me embarcase en esto de estudiar Ingeniería Industrial, y con la que he compartido y seguiré compartiéndolo todo, y a su familia, que siempre han confiado en mí.

A todas las personas que me quieren, mis amigos, que me han apoyado soportando mis momentos de debilidad y siempre me animaron a seguir con todo esto.

Y muy especialmente a mi abuelo Paco.
Ya sabes lo que te dije aquel día de año nuevo.

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS	4
1.1. OBJETIVOS.....	4
1.2. ANTECEDENTES	4
1.2.1. TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES SEGÚN LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO	5
1.2.2. ALTERNATIVAS DE REGULACIÓN DE LAS TARIFAS POR TRANSPORTE.....	7
1.2.3. REGULACIÓN DE LAS TARIFAS POR EL USO DE LAS REDES EN ESPAÑA.....	10
1.3. EL ACTUAL MERCADO ELÉCTRICO LIBERALIZADO DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CONSUMIDOR	12
1.3.1. BASES Y OBJETIVOS DE LA NUEVA REGULACIÓN.....	12
1.3.2. CONSUMIDORES CUALIFICADOS Y TIPOS DE TARIFICACIÓN.....	13
1.3.3. CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	14
2. EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	16
2.1. INTRODUCCIÓN	16
2.2. LOS AGENTES DEL MERCADO	17
2.3. SECUENCIA DE LAS SESIONES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD.....	18
2.4. MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO	19
2.4.1. EL MERCADO DIARIO	19
2.4.2. EL MERCADO INTRADIARIO.....	22
2.5. DETERMINACIÓN DEL PRECIO FINAL	26
2.6. MEDIDAS Y DESVÍOS DE MEDIDAS	26
3. TIPOS Y ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS	27
3.1. TARIFAS DE SUMINISTRO.....	27
3.1.1. ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS DE SUMINISTRO	27
3.1.2. COMPLEMENTOS.....	27
3.1.2.1. DISCRIMINACIÓN HORARIA	27
3.1.2.2. ENERGÍA REACTIVA.....	28
3.1.2.3. COMPLEMENTO DE ESTACIONALIDAD	28
3.1.2.4. COMPLEMENTO DE INTERRUMPIBILIDAD.....	28
3.2. TARIFAS DE ACCESO	30
3.2.1. ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS DE ACCESO	30
4. METODOLOGÍA	32
4.1. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA.....	32
4.2. INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE SERIES TEMPORALES.....	34
4.2.1. MODELADO CLÁSICO DE SERIES TEMPORALES	35
4.2.2. EL ENFOQUE ACTUAL DE LAS SERIES TEMPORALES MODELOS ARIMA	36
4.3. OBTENCIÓN DEL MODELO.....	45
4.4. PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA.....	48
4.4.1. SCRIPTS EMPLEADOS	48
4.4.2. FICHEROS DE DATOS EMPLEADOS	52
4.4.3. SCRIPTS AUXILIARES.....	52
4.4.4. FICHEROS DE RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES.....	53
4.5. FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA	53
5. OBTENCIÓN DE LAS PREDICCIONES	57
5.1. PREDICCIONES PARA UN DÍA EN CONCRETO	57
6. CÁLCULO DE LOS COSTES	75
7. CONCLUSIONES	79
7.1. MODELOS DE PREDICCIÓN	79
7.2. PREDICCIONES REALIZADAS.....	79
7.3. RESULTADOS FINALES	80
8. BIBLIOGRAFÍA	82
9. ANEXOS	83

1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS

1.1. OBJETIVOS

El objetivo primordial que persigue el presente PFC consiste en cuantificar la ventaja económica que supondrá incurrir en el mercado diario de energía eléctrica, frente a las otras opciones de tarificación eléctrica (a tarifa general o mediante pacto con comercializador).

Para poder participar en el mercado diario de electricidad, es necesario aportar al operador del mercado una previsión más o menos acertada de la energía que consumiremos en el futuro inmediato (a un día vista), para lo que se hace necesaria la creación de un modelo de previsión adecuado. Al ser el consumo eléctrico una serie temporal estacional cuasiestacionaria, se decidió por tratar de modelizarla mediante un modelo ARIMA, estimado y calculado mediante la herramienta MATLAB.

La realización del modelo ARIMA mediante MATLAB introduce una nueva posibilidad al proyecto. El coste computacional que supone crear un solo modelo que prediga el año entero no es en realidad mucho menor al que conlleva crear un programa que gestione los datos de modo que para cada día del año, para cada hora, en cada sesión del mercado, se realice un nuevo modelo distinto de los anteriores y, teóricamente, más fiable. Además, es fácil imaginar que un único modelo no es capaz de predecir con la suficiente precisión datos eléctricos en fechas muy dispares (no es lo mismo un festivo de verano que un día laboral de invierno, etc). Por lo tanto gran parte del trabajo ha consistido en la creación de nuevos scripts de MATLAB que automatizan el proceso de obtención y uso del modelo de una manera relativamente cómoda.

Todos los scripts así desarrollados han pretendido crear el núcleo computacional de un posible programa capaz de realizar las predicciones de cada día, a cada hora, que el operador del mercado necesitaría para poder realizar la casación de nuestras ofertas de adquisición de energía. Y es éste método el que se ha seguido para obtener las previsiones con las que hemos trabajado, y con las que hemos realizado la comparativa original, a la sazón, objetivo primordial del presente proyecto.

1.2. ANTECEDENTES

En el marco del proceso de reforma del sector eléctrico, el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, desarrolla el artículo 18 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (en adelante, LSE).

El sistema español se apoya en la vieja idea de universalidad del suministro, que exige que el precio satisfecho por el uso de las redes de transporte eléctrico sea igual para todos los usuarios que formen parte de un mismo grupo tarifario dentro del territorio nacional, lo que se deduce de los tres principios que pueden identificarse en este nuevo marco regulatorio. A saber:

- Principio de cargos idénticos y únicos por el acceso a las redes eléctricas de transporte, que serán independientes de sus especialidades por niveles de tensión y del uso que se haga de la red.
- Principio de suficiencia, que supone la obligación de que estos cargos alcancen para cubrir los costes de las actividades reguladas.
- Los precios regulados tendrán la consideración de máximos, como se menciona en el artículo 18 de la LSE, así como el artículo 3.2.c) del Real Decreto citado.

En la siguiente sección señalamos la importancia que tiene, tanto en el corto como en el largo plazo, la regulación de las tarifas de acceso en el contexto de la reforma y reestructuración de los sistemas eléctricos.

Seguidamente se analizan las características de los principales modelos de remuneración por el uso de las redes eléctricas, haciendo hincapié en la discrepancia entre los cargos tarifarios y los verdaderos costes imputables a cada transacción para, a continuación, explicar los elementos esenciales de la regulación vigente en nuestro país y sus potenciales efectos sobre el consumo a tarifa y el desarrollo del mercado.

1.2.1. TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES SEGÚN LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Tradicionalmente, las actividades relacionadas con el suministro eléctrico tenían la consideración de monopolios naturales, lo que se traducía en concesiones territoriales exclusivas. A cambio, los empresarios debían cumplir una serie de obligaciones, entre las que destacaban la de suministro universal y la retribución de su actividad por medio de una tarifa fijada por el regulador. Ésta debía permitir la recuperación de todos los costes, más la obtención de un margen de rentabilidad por los capitales invertidos.

El diseño de las tarifas también debía generar incentivos para la toma de decisiones de inversión eficiente por parte de las empresas. En este contexto, las compañías eléctricas actuaban con un importante grado de integración vertical, realizando dentro de su área de influencia actividades de generación, distribución y comercialización, por lo que era habitual la presencia de subsidios cruzados entre diferentes actividades pertenecientes a una misma compañía.

Este paradigma regulatorio comienza a ser abandonado a principios de los años noventa, siendo la LSE su manifestación en España. El proceso de reestructuración parte del reconocimiento de la diferente naturaleza de las actividades relacionadas con el suministro eléctrico, de modo que la condición de monopolio natural se reserva para las fases de transporte y distribución, mientras que la generación y la comercialización se consideran susceptibles de desarrollarse en régimen de competencia, surgiendo la posibilidad incorporar nuevos agentes al mercado.

Es posible identificar dos alternativas distintas (aunque no excluyentes) para estimular la creación de la competencia:

- La libertad de acceso a la red
- La existencia de un mercado mayorista donde los generadores compitan entre sí.

La introducción de competencia mediante el libre acceso a la red no exige separación vertical entre las empresas aunque sí requiere que el peaje por el uso de la red sea no discriminatorio, para que ese canon no se convierta en una barrera a la competencia, y que sea informativo, para que proporcione al mercado señales que puedan ser utilizadas a la hora de acometer inversiones tanto en plantas de generación como en ampliación de la capacidad de la red. La determinación de ese cargo podría dejarse al juego de la oferta y la demanda pero es probable que el propietario de la red intente establecer un precio que impida la competencia efectiva. Por este motivo, resulta conveniente que los pagos por el uso de las redes ajenas sean fijados por el regulador.

El modelo basado en un pool competitivo (o modelo mayorista paradigmático) requiere:

- La separación vertical entre las actividades de generación y de transmisión, y entre las de generación y comercialización, pudiendo admitirse algún grado de integración entre la generación y la distribución.
- La existencia de competencia efectiva entre los generadores para evitar que gracias a la posición dominante de algunas empresas o por acuerdos cooperativos entre ellas, se fijen precios que excedan de los niveles eficientes.
- La creación de una nueva institución, el operador del mercado, encargado de casar las órdenes de compra con las de venta y determinando, en función de los precios exigidos por los generadores, las plantas que deben ser llamadas a despacho, recibiendo como remuneración el precio marginal

Los limitados resultados procompetitivos del mercado mayorista paradigmático ponen de manifiesto la necesidad de impulsar los procesos de apertura de los mercados eléctricos lo que, a su vez, exige el establecimiento de una regulación clara y transparente del acceso a las redes. Y de ahí se derivan las medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia tomadas por el regulador español a través del Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril cuyas medidas van destinadas a evitar que las empresas que realizan actividades cuyos ingresos permanecen regulados puedan impedir la competencia efectiva en las áreas liberalizadas. Para ello se consagran dos principios:

- Igualdad de condiciones de acceso, que se traduce en que el diseño de los peajes por el uso de las redes debe impedir que los propietarios de éstas puedan imputar mayores costes a las actividades reguladas para, con el exceso de ingresos, vender a precios inferiores en el mercado liberalizado, bloqueando la entrada de nuevos competidores.
- Separación nítida de ambos tipos de actividades; la forma concreta de poner en práctica este requisito admite diversos mecanismos que abarcan desde las formas más tenues, como la separación de gestión, o la contable, a las más estrictas como la separación económica, que exige propietarios distintos, estableciendo limitaciones en el accionariado, pasando por la fórmula intermedia de la separación jurídica.

Además, las características físicas del transporte de electricidad a lo largo de las redes imponen determinadas limitaciones que tienen relevancia desde el punto de vista económico, ya que resulta imposible determinar la trayectoria que recorre la energía desde que se incorpora a la red, hasta que se retira de la misma, salvo que se trate de una línea destinada a conectar directamente al generador con el consumidor. Es por ello que los intercambios entre dos puntos provocan frecuentemente restricciones sobre la red en su conjunto, que suelen requerir importantes modificaciones sobre el programa óptimo de generación, determinado de forma centralizada (pool) o mediante transacciones bilaterales pactadas por los agentes.

Para el funcionamiento del mercado, a corto y a largo plazo, se convierten en elementos decisivos tanto el criterio de reparto de los costes adicionales derivados de la modificación del programa original como la forma en que estos se incorporan a la tarifa de acceso. Al decidir el nivel de la tarifa de acceso, el regulador se enfrenta al dilema de que cuanto más elevado sea el peaje, mayores serán las dificultades para la incorporación al mercado de nuevos agentes, pero, a cambio, los titulares de la red tienen mayores incentivos para invertir en ampliación de la capacidad de transporte. En sentido contrario, una tarifa de acceso más baja favorecerá la incorporación de nuevos agentes, aunque puede plantear problemas si no retribuye de forma adecuada las nuevas

inversiones necesarias para garantizar el suministro. También es relevante la estructura de las tarifas de acceso pudiéndose establecer una relación directa entre exactitud y complejidad de gestión.

Las propuestas para el establecimiento de peajes que incluyan los efectos que provoca en el conjunto del sistema el uso realizado por cada agente tienen la ventaja de mejorar la eficiencia, al imputar a cada usuario el coste causado, lo que permite una mejora asignativa tanto en el corto plazo como en la planificación de su desarrollo futuro a largo plazo. En cambio, resultan difíciles de establecer en la práctica y añaden un elemento de incertidumbre, ya que los usuarios de la red sólo podrán conocer a posteriori el coste ocasionado al sistema. Los peajes basados en un reparto proporcional de los costes en función del uso de la red son fáciles de aplicar por parte del operador del sistema pero generalmente envían señales distorsionadas acerca de los costes causados por cada usuario y de las necesidades y eficiencia de las decisiones de ampliación e inversión en la red dificultando, además, la aplicación de políticas de gestión de demanda.

1.2.2. ALTERNATIVAS DE REGULACIÓN DE LAS TARIFAS POR TRANSPORTE

Las distintas alternativas existentes responden a diferentes criterios:

- Según la cantidad de pagos a realizar. Los peajes pueden adoptar una forma en cascada de modo que un único peaje incorpore la retribución a todos los niveles de red que se hayan visto implicados en una transacción. Su recaudación corresponderá al propietario de aquella de menor tensión de las empleadas para ese suministro, siendo preciso un mecanismo de liquidaciones que reparta su importe entre las diferentes redes. Alternativamente se pueden establecer tarifas punto a punto, en las que el usuario de las redes debe abonar un peaje diferente para cada nivel de tensión. La opción adoptada en España ha sido la primera.
- Según la naturaleza de los costes incluidos en el peaje. Es habitual distinguir entre tarifas de acceso no-reguladas y tarifas de acceso reguladas, no sin cierto abuso del lenguaje, pues en sentido literal todas las tarifas son impuestas por el regulador y, por tanto, reguladas. En el significado que aquí se atribuye, el calificativo de no-regulados se reserva a aquellos peajes que pretenden reflejar exclusivamente los costes medios o marginales de las actividades de red. Su principal inconveniente radica en la dificultad de imputar a los consumidores que abandonan la tarifa integral cargos como los derivados de la universalidad del suministro, la producción en régimen especial o aquellos derivados de decisiones adoptadas por el regulador en el pasado. Estamos en presencia de tarifas de acceso reguladas cuando se aprovecha el carácter necesario de las actividades de transporte y distribución para incluir partidas no directamente relacionadas con las transacciones de energía. Con las tarifas reguladas se puede impedir la elusión del pago por determinados conceptos cuando se abandona el consumo a tarifa integral; en cambio, se produce una pérdida de calidad en la información sobre el coste que supone la realización de una determinada transacción y aumenta el nivel de las tarifas, reduciendo el atractivo para que el consumidor acuda al mercado.
- Según el sujeto obligado al pago, los peajes pueden establecerse sobre los generadores, sobre los consumidores, o sobre ambos. Los peajes sobre los productores pueden utilizarse para imputar conceptos propios de las tarifas de acceso reguladas, que al repartirse parcial o totalmente entre los generadores, interfieran lo menos posible en el acceso de los consumidores al mercado. También pueden utilizarse como instrumento para fomentar la localización más eficiente de las unidades de

generación, sobre todo si se introducen conjuntamente con algún tipo de discriminación geográfica. Pese a esto, no es muy frecuente encontrar sistemas que imputen peajes sobre los generadores o unidades de producción. El cargo sobre los consumidores, que se produce en la totalidad de los sistemas, se justifica en el hecho de que son los destinatarios finales del suministro quienes deben soportar todos los costes relacionados con él. En la práctica, los modelos regulatorios o bien optan por establecer cargos solamente sobre consumidores, o bien sobre estos y los generadores, no existiendo ningún sistema eléctrico que opte por imputar los peajes exclusivamente a los generadores.

- Según la incorporación de cargos fijos. Junto a los pagos por energía, modulados en función de la electricidad efectivamente aportada o detrída de las redes, pueden incluirse otros de naturaleza fija, ya sean cargos basados en el mero acceso, con independencia del uso (peajes por punto de acceso), o cargos por capacidad, que se basan en el establecimiento de límites para el tipo de uso que se puede hacer de las redes, relacionados con la tensión a la que se conecta el usuario. Dado el carácter de monopolio natural que se atribuye a estas actividades, un peaje igual al coste marginal provocaría pérdidas para las empresas que lo llevan a cabo, por lo que es frecuente encontrar componentes fijos de alguno de los tipos señalados.
- Dependiendo del criterio de discriminación temporal que permite cobrar precios más altos en los períodos (horas, días, semanas, estaciones) de elevada carga y, con ello, mejorar la gestión de la demanda en función de los datos históricos de consumo. Su principal problema radica en la necesidad de contar con equipos específicos de medida que, si son onerosos, pueden desincentivar su utilización, sobre todo en el ámbito de los pequeños consumidores.
- Según criterios de discriminación geográfica tanto sobre las unidades de generación (punto donde se inyecta energía a la red) como sobre los consumidores (en función del lugar donde se retira) con la intención de introducir incentivos a la localización de los distintos agentes. Es posible establecer peajes sin discriminación geográfica cuando los cargos son idénticos e independientes del lugar donde se realice la transacción; en segundo término, se pueden aplicar precios zonales, que reparten los costes derivados del transporte entre todos los usuarios que integran la zona de suministro; finalmente, los precios nodales, que se basan en cargos no uniformes, son determinados en función de la diferencia de precios de la electricidad entre dos nodos, de manera que cada uno de ellos tendrá un precio específico. Los mercados financieros pueden gestionar el riesgo que ello entraña de la misma forma que lo haría con la variabilidad de los precios de la electricidad.
- Según el momento de determinación del importe podemos distinguir entre tarifas de acceso fijadas a priori y tarifas establecidas a posteriori. El primer sistema cuenta con la ventaja de permitir al usuario conocer su importe previamente y, por lo tanto, poder calcular el coste total del suministro. El correcto funcionamiento de los segundos, más exactos, requiere del desarrollo de herramientas financieras que permitan gestionar los riesgos asociados a que una determinada transacción se produzca o no efectivamente, así como a los costes que realmente le sean imputables.

A modo de resumen, diríamos que los peajes por el uso de las redes pueden clasificarse en función de su grado de aproximación al coste efectivo de la transacción física sobre la que recaen. De este modo la tarifa podría optar por:

- (1) acercarse al coste marginal que causa al sistema
- (2) fijar peajes en función del coste medio esperado que supone el uso de las redes.

Un sistema de tarifas “*point to point*”, establecidas a posteriori sobre generadores y consumidores, con cargos fijos, por capacidad y por energía, “no reguladas” y con elementos de discriminación geográfica y horaria, se acercaría más a la primera de las opciones.

Un sistema de “*point tariffs*”, que recayese únicamente sobre los consumidores, establecido a priori, con cargos por energía exclusivamente, incluyendo cargos “regulados” y en ausencia de elementos de discriminación espacial o temporal, implica un mayor alejamiento del peaje con relación al coste marginal.

La normativa española consagra un sistema de peajes por el uso de las redes del tipo “*point tariffs*”, sobre los consumidores exclusivamente, con pagos por capacidad y energía, con elementos “regulados”, de fijación apriorística, que admite la discriminación temporal pero que descarta la aplicación de cualquier tipo de discriminación geográfica.

La exclusión expresa del criterio de discriminación espacial introduce una brecha entre el peaje de acceso y el coste real de las actividades de redes. En el siguiente cuadro expondremos los criterios escogidos por varios países europeos en cuanto a las tarifas por transporte.

Cuadro 1
Tarifas por transporte en los países europeos

Países	Costes no relacionados con el transporte (tarifas reguladas)	Discriminación temporal	Diferenciación geográfica zonal (Z) o nodal (N) ^a	Sobre generadores y consumidores	Pagos fijos (F), por capacidad (C) y energía (E)
Alemania	X				CE
Austria		X		X	CE
Bélgica					FCE
Dinamarca	X	X		X	E
España	X	X			CE
Finlandia		X		X	E
Francia		X			FCE
Holanda	X	X		X	FCE
Irlanda		X	N	X	CE
Italia	X	X	Z	X	FCE
Noruega		X	N	X	CE
Portugal	X	X			CE
Reino Unido			Z	X	CE
Suecia		X	N	X	CE

^a La diferenciación geográfica no tiene por qué aplicarse a todos los componentes del peaje.

Fuente: UNESA, Comisión Europea y elaboración propia.

1.2.3. REGULACIÓN DE LAS TARIFAS POR EL USO DE LAS REDES EN ESPAÑA

La separación entre actividades liberalizadas y no liberalizadas ha obligado a una nueva regulación de los ingresos de las compañías eléctricas. Por lo que se refiere a los peajes de acceso, el Real Decreto 2016/1997, de 23 de diciembre, que establecía la tarifa eléctrica para 1998, los reguló por primera vez con objeto de permitir la adquisición de energía en el mercado de producción a los consumidores que tuviesen la consideración de cualificados a partir del 1 de enero de 1998.

Posteriormente, el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, establece una estructura binomial para las tarifas de alta tensión, con un término fijo y otro variable para cada uno de los seis diferentes períodos horarios en que se dividen las 8.760 horas del año.

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios, aceleró el proceso de liberalización, adelantando el calendario de apertura previsto en la LSE de manera que, desde el 1 de enero de 2003, la totalidad de los demandantes de energía eléctrica, tanto en alta como en baja tensión, pueden elegir suministrador.

Para hacer frente a esta nueva situación se promulga el Real Decreto 1164/2001, ya citado, que sigue manteniendo el principio rector de tarifa uniforme para todo el territorio nacional.

Además de los costes derivados del transporte o la distribución, las tarifas de acceso contienen los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender los suministros de los consumidores cualificados, los costes de seguridad y diversificación y los denominados costes permanentes del sistema. Se pretende con ello evitar la elusión de pagos — como los costes de transición a la competencia o los vinculados a la generación en régimen especial— por el simple hecho de cambiar de suministrador o de acudir al mercado en cualquiera de sus formas.

Cuadro 2
Tarifas por transporte en España

		Potencia	Períodos
<i>Tarifas de baja tensión (no superiores a 1 kV)</i>			
Tarifa 2.0A	Tarifa simple para baja tensión	< 15 kW	2
Tarifa 3.0A	Tarifa general para baja tensión	sin límite	3
<i>Tarifas de alta tensión (superiores a 1 kV)</i>			
Tarifa 3.1A	Tarifa específica (1-36 kV)	< 450 kW	3
Tarifas 6	Tarifas generales para alta tensión	> 450 kW	6
• 6.1	1-36 kV	sin límite	6
• 6.2	36-72,5 kV	sin límite	6
• 6.3	72,5-145 kV	sin límite	6
• 6.4	Superiores a 145 kV	sin límite	6
• 6.5	Conexiones internacionales	sin límite	6

Fuente: Real Decreto 1164/2001 y elaboración propia.

El vigente esquema mantiene la discriminación entre distintos períodos tarifarios con la finalidad de primar la gestión de demanda y fomentar el desvío del consumo desde las puntas del sistema. El número de períodos disponibles es variable, oscilando entre los dos existentes para baja tensión hasta seis en el caso de alta.

El importe que se factura al usuario tiene tres componentes. El primero de ellos es el término básico de facturación por potencia que es igual a la suma de la potencia facturada en cada período (en kilovatios), por el precio anual establecido para dicha potencia en ese período; el segundo, denominado término de energía activa, es el resultado de sumar el producto de la energía consumida

en cada período por el precio del término de energía en el mismo; el tercer componente es el término de facturación de energía reactiva.

En definitiva, y pese a las ventajas teóricas de los modelos que identifican los costes causados, la simplicidad administrativa y la dificultad de identificar y cuantificar todos los efectos externos asociados a las redes, ha provocado que algunos sistemas eléctricos se hayan inclinado por la tarificación uniforme, que intenta aproximarse al coste medio de la actividad. En concreto en España, la vigente estructura de precios y tarifas eléctricas se basa en el principio de uniformidad en todo el territorio nacional, lo que implica cargos idénticos e independientes del coste efectivo ocasionado al sistema.

En cuanto al comercializador, la opción por un sistema de “peajes regulados” escogida por consideraciones de naturaleza recaudatoria, añade subsidios cruzados entre diferentes actividades eléctricas, lo que puede acentuar alguno de los efectos negativos sobre el desarrollo del mercado, ya que dada la evolución del pool en los últimos años, su margen neto después de satisfacer el peaje por transporte y el coste de la energía, es bastante reducido para el caso de un consumidor tipo de baja tensión, desapareciendo por completo en algunos tramos. En esa situación, la probabilidad de que se produzca una bajada de los precios significativa respecto de la tarifa integral es bastante reducida.

Además, en cuanto al consumidor, la estructura de peajes uniformes en cascada no parece que vaya a fomentar un volumen importante de transacciones en el mercado para los consumidores domésticos. En este segmento del mercado, los márgenes netos de rentabilidad no generan incentivos suficientes para que los demandantes de baja tensión acudan al mercado haciendo uso de la condición de consumidor cualificado.

1.3. EL ACTUAL MERCADO ELÉCTRICO LIBERALIZADO DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CONSUMIDOR

1.3.1. BASES Y OBJETIVOS DE LA NUEVA REGULACIÓN

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Objetivos de la nueva regulación:

- El abaratamiento del suministro eléctrico.
- La mejora de la calidad del servicio eléctrico.
- La ampliación de la oferta de los servicios energéticos y su adaptación a las necesidades del consumidor.

Bases de la nueva reestructuración y regulación:

- La liberalización de las actividades eléctricas o del uso de sus instalaciones:
- La generación y comercialización de electricidad se abren a la competencia.
- El transporte y la distribución son actividades reguladas en régimen de monopolio, sin que esto suponga tener derechos exclusivos en el uso de las redes que quedan abiertas al resto de operadores y consumidores cualificados, mediante el principio de acceso de terceros a las redes eléctricas.
- La comercialización a tarifa es realizada por los distribuidores y tiene carácter regulada.
- La separación jurídica de las actividades reguladas (transporte y distribución) como monopolios, de las liberalizadas (producción y comercialización), correspondiendo la propiedad a personas jurídicas o sociedades mercantiles distintas, aunque puedan integrarse en un mismo grupo empresarial o holding de empresas.
- La creación de un mercado mayorista de electricidad, en sus modalidades de mercado organizado y libre.
 - El primero funciona en base a ofertas de compra y venta de energía que realizan los agentes del mercado (generadores, distribuidores, comercializadores, agentes externos y consumidores cualificados).
 - El segundo, mediante contratos bilaterales físicos entre productores de agentes externos y consumidores cualificados o también agentes externos.
 - De la casación de las ofertas del mercado organizado se deriva un precio de la energía para cada una de las 24 horas del día durante los 365 días al año.
- La creación de la figura del consumidor cualificado, como aquel que puede elegir libremente su suministrador / comercializador o acudir directamente al mercado para la compra de energía, con independencia del distribuidor de la zona eléctrica en donde se localiza el suministro. Por el uso de las redes de transporte y distribución deberá pagar a este distribuidor un peaje regulado incluido en las denominadas tarifas de acceso.
- La actuación de un organismo de regulación independiente, la Comisión Nacional de Energía (CNE), creado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, encargada de velar por la competencia efectiva en los mercados energéticos, y por su objetividad y transparencia en beneficio de todos los sujetos que operan en el sistema y de los consumidores.
- La creación de dos organismos de coordinación del sistema eléctrico:
 - El Operador del Mercado como responsable de la gestión económica del sistema, y del mercado organizado de ofertas de compra y venta de energía eléctrica, funciones asignadas a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad.
 - El Operador del Sistema como responsable de la gestión técnica del sistema, de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y de la correcta

coordinación del sistema de producción y transporte, funciones asignadas a Red Eléctrica de España, S.A.

1.3.2. CONSUMIDORES CUALIFICADOS Y TIPOS DE TARIFICACIÓN

La nueva regulación afecta al consumidor de modo que son éstos los principales beneficiarios del proceso de liberalización. La regulación distingue dos tipos de consumidores:

- a) Los consumidores cualificados que pueden elegir libremente al suministrador, comercializador, con el que pueden pactar el precio del suministro, o mantenerse en el régimen de precios regulados (tarifas eléctricas), que desaparecerán para los suministros en alta tensión el 1 de enero de 2010. Por su parte, el 1 de enero de 2011 desaparecerán el resto de las tarifas de suministro y, a partir de dicha fecha, se aplicará el sistema de suministro de último recurso establecido en el artículo 18 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, a los consumidores que corresponda.
- b) Los restantes consumidores que serán suministrados por sus actuales distribuidores a precios regulados (tarifa eléctrica integral), hasta que sean cualificados, momento en el que podrán acceder al mercado de electricidad.

Desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores de electricidad tienen la condición de cualificados, de modo que las opciones de tarificación que se le presentan son las siguientes:

- Seguir siendo suministrado por su actual distribuidor a precio regulado mediante la tarifa eléctrica integral establecida cada año por Real Decreto.
- Contratar el suministro de electricidad a precio pactado libremente, en cuyo caso el precio del suministro se descompone de la siguiente manera:

Precio de la energía

Si se compra la energía a un comercializador, se deberá pactar con él dicho precio, para lo que es conveniente pedir previamente ofertas a distintos comercializadores.

Si se opta por acceder directamente al mercado organizado se deberán efectuar ofertas horarias de adquisición y pagar el precio resultante de tres componentes (precio marginal de la energía casada, servicios complementarios y garantía de potencia)

El volumen de energía adquirida deberá incluir las pérdidas en la red imputables al suministro, además deberá abonar, asimismo, el 0,020% de cuota de la Moratoria Nuclear.

En cuanto a los impuestos a satisfacer por el precio de la energía, la facturación de la energía, está gravada secuencialmente con:

- El impuesto especial sobre el consumo de electricidad, con el tipo del 5'113% (1,05113 x 4,864%).
- El impuesto General: IVA, con el tipo del 16%, una vez repercutido el impuesto sobre el consumo de electricidad.

Precio del uso de las redes eléctricas (tarifas de acceso)

Las tarifas de acceso constituyen el cargo por el uso de las redes de transporte y distribución, por lo que incluyen el peaje y las cuotas con destinos específicos. Dichas tarifas se han de pagar al distribuidor al que físicamente se está conectado, o formarán parte del precio pactado con el Comercializador. Para todos los *suministros de alta y baja tensión*, las tarifas de acceso vienen reguladas mediante Real Decreto.

En el caso de la *alta tensión* se establecen para cada uno de los bloques horarios en los que se divide el año, unos cargos por los términos de energía y de potencia, diferentes según el nivel de tensión del suministro. En el caso de la *baja tensión*, las tarifas de acceso tienen una estructura similar a la de la tarifa eléctrica integral.

Las tarifas de acceso a la red también resultan gravadas con los siguientes impuestos:

- El impuesto sobre la electricidad: factura de peaje * 1,05113 * 4,864%.
- La facturación por acceso a la red está gravada con un IVA del 16%.

Para decidir cuál será la mejor alternativa para un determinado consumidor, será necesario, en primer lugar, conocer las características actuales del suministro, nivel de consumo anual, necesidades de potencia y tensión del suministro y la distribución temporal del consumo. En este aspecto cuanto más se pueda desagregar el consumo, más ajustada será la determinación del precio que pueda ofrecer la alternativa del mercado para su suministro.

Para ello, y con objeto de que pueda ejercer como consumidor cualificado, su compañía distribuidora deberá remitirle gratuitamente un certificado en el que se hará constar el nivel de tensión de suministro, identificación de la tarifa correspondiente, potencia o potencias contratadas, el consumo mensual de los dos años anteriores y el detalle de los datos de la facturación de dicho período.

Posteriormente se deberá comparar el precio resultante entre las dos alternativas y decidir finalmente entre dos opciones:

- Mantener el contrato de suministro a tarifa
- Contratar el suministro libremente y pagar la tarifa de acceso correspondiente.

Si se decide por la segunda alternativa, convendría solicitar ofertas a los potenciales suministradores / comercializadores y compararlas entre sí. Evidentemente, existen otros factores distintos del precio, a considerar en el servicio eléctrico proporcionado por un suministrador; atención comercial, asesoramiento, formas de pago, otros servicios, etc. Pero en ningún caso entra en juego la calidad del suministro, que ha de ser garantizada por el distribuidor habitual.

1.3.3. CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Como consumidor cualificado existen varias alternativas en cuanto a la contratación del suministro eléctrico:

- Se puede contratar directamente la compra de la energía cuyos precios se establecen en términos horarios en el mercado mayorista, acreditándose como "agente del mercado".

- También puede contratar, con un determinado horizonte temporal, el suministro con un productor de electricidad que opera en el mercado o con un agente externo autorizado, mediante un contrato bilateral.
- Por último, como consumidor cualificado puede contratar, con un determinado horizonte temporal, el suministro con una empresa comercializadora, debidamente autorizada.

Si como consumidor cualificado se opta por contratar el suministro fuera de la tarifa integral, la calidad del suministro (en sus aspectos técnicos, continuidad, calidad de la onda de tensión, etc.), no debe verse afectada independientemente de cual sea la forma de suministro, o el operador con el que se contrate el servicio, debido a que el operador responsable de las redes está sometido al cumplimiento de niveles de calidad objetivos.

Como consumidor cualificado, si acude directamente al mercado, su interlocutor (para cualquier asunto o reclamación relacionada con la calidad del suministro), será la empresa operadora de la red de distribución a la que está conectado, mientras que en el caso de ser suministrado mediante un contrato bilateral o a través de un comercializador, dichos sujetos serán los interlocutores, en temas relacionados con la calidad del suministro. Procederemos en el siguiente punto a explicar brevemente el funcionamiento del mercado eléctrico español, los agentes que lo componen, sus funciones y su estructura.

2. EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

2.1. INTRODUCCIÓN

El mercado de electricidad inició sus operaciones el día 1 de enero de 1998 con la entrada en operación del mercado diario, a principio de abril del mismo año comienza la operación del mercado intradiario con dos sesiones que se ampliaron a cinco a finales de 1998 y en la actualidad se celebran seis sesiones de dicho mercado. Así, el mercado de producción de energía eléctrica se configura como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones del mercado diario, del mercado intradiario y de la aplicación de los procedimientos de operación del sistema.

Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad así como consumidores cualificados de energía eléctrica y las compañías eléctricas o consumidores, residentes en otros países.

La gestión económica del mercado de electricidad está encomendada a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL), que es responsable de la gestión de los mercados diario e intradiario, de la solución de restricciones técnicas, en colaboración con el operador del sistema, de la obtención del precio final de la energía para cada agente y de las liquidaciones y facturación de los mercados y procesos.

Red Eléctrica de España (REE), tienen encomendadas las funciones del operador del sistema, y, en tal calidad, es responsable de la gestión de los procesos de operación técnica del sistema, debiendo utilizar mecanismos competitivos, siempre que sea compatible con la salvaguarda de la adecuada seguridad y calidad del suministro.

El mercado diario es el mercado en el que se realizan la mayor parte de las transacciones. En dicho mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles por la parte no vinculada a un contrato bilateral físico. La parte demandante en el mercado diario son los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados.

Una vez celebrada la sesión del mercado diario, el operador del sistema estudia la viabilidad técnica del programa de funcionamiento para garantizar la fiabilidad y seguridad del suministro. Si la programación resultante del mercado diario no cumple los requisitos de seguridad, el procedimiento conjunto del operador del mercado y del operador del sistema da solución a dichas restricciones técnicas modificando el programa de las unidades de producción resultante del mercado diario.

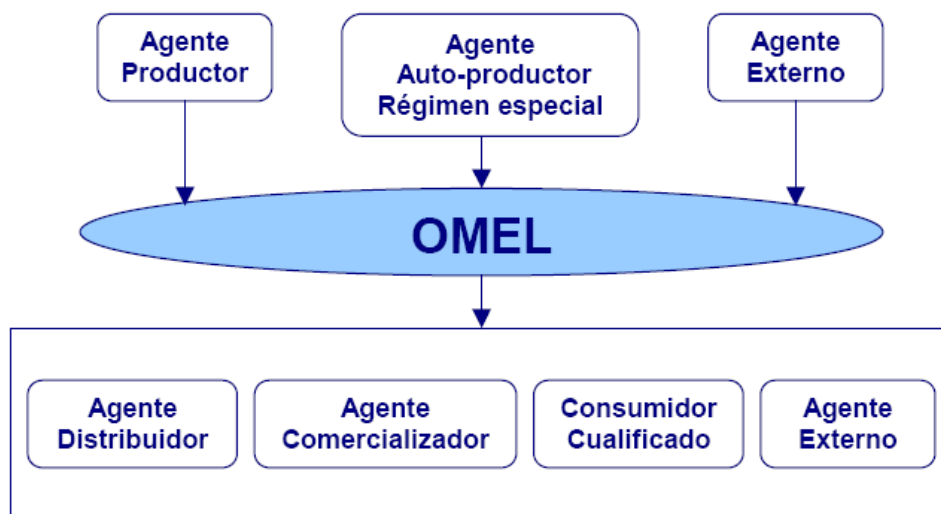
El mercado intradiario consta actualmente de seis sesiones que se celebran a lo largo del día, pudiendo acudir al mismo como oferentes y demandantes los titulares de unidades de producción, los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados que tengan la condición de agentes del mercado. Los procedimientos de operación técnica tienen por objeto que el suministro se realice en las condiciones de calidad y fiabilidad establecidas y que la producción y el consumo se encuentren permanentemente equilibrados. Son gestionados por el operador del sistema mediante mecanismos de subasta entre unidades de producción, siempre que esto sea posible. Como resultado de estas transacciones y procesos el operador del mercado efectúa la liquidación, que es la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago que corresponden a cada agente que ha participado en el mercado, según el precio final que le haya correspondido.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico encomendó al Ministerio de Industria y Energía la aprobación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y del Contrato de Adhesión a las mismas, mientras que es la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico quien tiene por misión velar porque las actividades del mercado se lleven a cabo en régimen de libre competencia.

El Comité de Agentes de Mercado, órgano privado que integra representantes de todos los sujetos que tengan acceso al mercado, el Operador del Mercado y el Operador del Sistema, tienen funciones de supervisión de funcionamiento del mercado. La gestión del mercado de electricidad debe realizarse observando principios de transparencia, objetividad e independencia, de acuerdo con la Ley del Sector eléctrico. Asimismo, la participación en el mercado se realiza a través de un sistema electrónico de contratación, especialmente diseñado para un sistema eléctrico basado en la libertad de transacciones y en la seguridad del suministro al consumidor.

2.2. LOS AGENTES DEL MERCADO

Se considera agente del mercado a toda persona física o jurídica que intervenga en las transacciones económicas que tengan lugar en el mercado de producción de energía eléctrica, comprando o vendiendo electricidad. Para ejercer el derecho a comprar y vender energía en el mercado, los agentes deberán adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y otras normas de desarrollo, instrucciones y procedimientos de Transporte y Operación que les sean de aplicación. En la figura siguiente se observan los participantes del mercado de producción de energía eléctrica.



Agentes del mercado eléctrico español.

Son agentes del mercado:

1. Los productores de energía eléctrica. Todas las unidades de producción cuya potencia sea superior a 50 MW deben presentar ofertas al operador del mercado. Las unidades de producción pequeñas (>1 MW) podrán ofertar al mercado si lo desean.
2. Los autoprodutores y productores de energía eléctrica en régimen especial.
3. Los agentes externos, que entregan o toman energía de otros sistemas exteriores, previa autorización administrativa.
4. Los distribuidores de energía eléctrica. Que acuden al mercado para adquirir la electricidad que precisen para suministrar a los consumidores a tarifa regulada.
5. Los comercializadores. Acuden al mercado para adquirir la energía para su venta a los consumidores cualificados.

6. Los consumidores cualificados. Se entiende por consumidor cualificado aquellos cuyo consumo por instalación o por punto de suministro sea igual o superior a la cantidad que temporalmente corresponda y podrán adquirir energía eléctrica en cada momento por otros procedimientos diferentes al consumidor a tarifa como son:
- Acudiendo directamente al mercado.
 - Comprando a través de un comercializador.
 - Celebrando contratos de compra (contratos bilaterales) con los productores.
 - Celebrando contratos bilaterales con agentes externos vendedores.
 - Mediante tarifa regulada, adquiriendo sus necesidades de electricidad a los distribuidores.

La comparativa objetivo del presente proyecto será acerca de las tres opciones subrayadas, puesto que los términos de los contratos bilaterales quedan sujetos a multitud de condicionantes particulares difícilmente simulables.

2.3. SECUENCIA DE LAS SESIONES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

El conjunto de sesiones del mercado de producción de energía eléctrica, el día anterior al correspondiente al suministro, tiene por finalidad la determinación de las transacciones de electricidad y la programación de las unidades de producción necesarias para que se realicen dichos intercambios.

De conformidad con las Reglas de Funcionamiento del Mercado y con los procedimientos de operación del sistema, el esquema de funcionamiento es el siguiente:

El mercado diario (final de sesión 11:00 h)

Las transacciones derivadas de la sesión del mercado diario, junto a los contratos bilaterales físicos y los contratos internacionales suscritos por REE dan lugar al programa diario base de funcionamiento.

Solución de restricciones técnicas (final de sesión 14:00 h)

Sobre el programa diario base de funcionamiento, se realiza por el operador del sistema una evaluación de seguridad. Si el citado programa no cumple los requisitos de seguridad establecidos, un procedimiento conjunto del operador del sistema y del operador del mercado determina las unidades de producción y ofertas de compraventa existentes que deben agregarse o eliminarse del programa base de funcionamiento. El resultado es el programa diario viable provisional.

Asignación de regulación secundaria (final de sesión 16:00 h)

Sobre la base del programa diario viable provisional, el operador del sistema asigna, mediante subasta basada en el precio marginal, la banda de regulación secundaria a subir o a bajar a las unidades de producción participantes. El resultado es el programa diario viable.

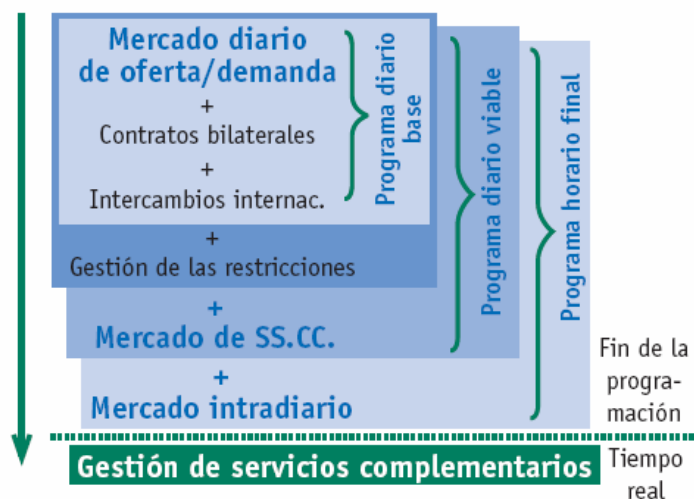
Mercado intradiario

Los agentes del mercado pueden participar en las seis sesiones del mercado intradiario convocadas por el operador del mercado. La participación puede realizarse con ofertas de compra y/o venta con el único requisito de respetar los compromisos adquiridos de servicios complementarios en el programa diario viable, y la condición para las unidades de adquisición de haber participado en el mercado diario o haber ejecutado un contrato físico en el día correspondiente. El resultado de cada sesión del mercado intradiario da lugar al programa horario final.

Desvíos entre sesiones del mercado intradiario

El equilibrio físico en la red entre la producción y el consumo de electricidad, en cada momento, sobre la base de los resultados del mercado, se realiza por el operador del sistema, mediante la aplicación de servicios complementarios y gestión de desvíos, salvo que fuera necesario la introducción directa a las unidades de producción, lo que constituye la aplicación de procedimientos especiales o de emergencia.

Secuencia de operaciones.



*Secuencia de operación del mercado español (*fuente OMEL)*

2.4. MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

Ambos mercados están basados en la formación de una curva de oferta y otra de demanda, que se construyen a partir de las ofertas de venta y adquisición respectivamente, cuya intersección, determinada informativamente, permite establecer el punto de equilibrio del mercado y el resultado de la casación.

2.4.1. EL MERCADO DIARIO

El mercado diario, como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

Los vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión. Las ofertas de estos vendedores se presentarán al operador del mercado, y serán incluidas en un procedimiento de casación teniendo efectos para el horizonte diario de programación, correspondiente al día siguiente del día de cierre de la recepción de ofertas para la sesión, y comprensivo de veinticuatro periodos horarios de programación consecutivos (veintitrés o veinticinco periodos en los días en que se produzca cambio de hora).

Todas las unidades de producción disponibles que no estén afectas a un contrato bilateral físico tienen la obligación de presentar ofertas para el mercado diario. Las unidades menores de 50 MW o las que a la entrada en vigor de la ley 54/97 no estuviesen acogidas al RD 1538/1987 no tendrán que presentar ofertas al mercado diario, pudiendo hacerlo para aquellos periodos de

programación que estimen oportunos. Así mismo es potestativo para los productores en régimen especial el declarar al mercado la energía excedentaria, teniendo la alternativa de presentar ofertas al mercado, manteniendo su derecho a las primas establecidas para dicho régimen. También podrán presentar ofertas de venta de energía los agentes externos autorizados a ello.

A los efectos de la presentación de ofertas de venta de energía eléctrica se entiende por unidad de producción cada grupo térmico, cada central de bombeo puro, cada unidad de gestión de centrales hidráulicas y cada unidad de gestión de un conjunto de aerogeneradores de un parque que viertan su energía a un mismo nudo de la red.

Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica son los distribuidores, los comercializadores, los consumidores cualificados y los agentes externos cuya participación esté autorizada en el Mercado Ibérico. Los compradores podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario, siendo condición necesaria, para ello que figuren inscritos en el Registro Administrativo correspondiente, y que se adhieran a las Reglas de Funcionamiento del Mercado. Se entiende por unidad de adquisición el conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica. Los distribuidores acuden al mercado para adquirir la electricidad que precisen para suministrar a los consumidores a tarifa regulada.

- Los comercializadores acuden al mercado para adquirir la energía para su venta a los consumidores cualificados.
- Los consumidores cualificados pueden adquirir energía directamente en el mercado organizado, a través de un comercializador, suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor o bien permaneciendo temporalmente como consumidor a tarifa regulada.
- Los agentes externos pueden participar en el mercado organizado, o suscribir contratos bilaterales con productores o consumidores cualificados nacionales.

Los agentes externos autorizados a comprar y vender en el mercado deberán presentar ofertas de venta en caso de estar autorizados solamente a vender, podrán presentar ofertas de compra en caso de estar autorizados solamente a comprar, y deberán presentar ofertas de compra o de venta en caso de estar autorizados tanto a comprar como a vender

Las ofertas de venta y compra podrán realizarse considerando de 1 a 25 tramos en cada hora, en cada uno de los cuales se oferta energía y precio de la misma, siendo creciente el precio en cada tramo en el caso de las ventas, y decreciente en el caso de las compras.

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o incorporar condiciones complejas en razón de su contenido. Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan además todas, algunas o alguna de las condiciones técnicas o económicas siguientes:

- Condición de indivisibilidad.
- Gradiente de carga.
- Ingresos mínimos.
- Parada programada

La condición de indivisibilidad permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por la aplicación de los gradientes de carga declarados por el mismo agente, o por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.

El gradiente de carga permite establecer la diferencia máxima entre la potencia inicio de hora y la potencia final de hora de la unidad de producción, lo que limita la energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y la siguiente, para evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir las mismas.

La condición de ingresos mínimos permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida en pesetas o euros, más una remuneración variable establecida en pesetas o céntimos de euro por cada kWh casado.

La condición de parada programada permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

En el mercado diario se integran las posiciones abiertas del mercado a plazo celebrado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Portugués, mediante la presentación de ofertas de adquisición o venta; se integran las subastas de emisiones primarias de energía por la parte que acude al mercado diario para vender o comprar la energía comprometida en dichas subastas; y también se integran las subastas de distribución por la parte de los productores que acuden al mercado diario para adquirir la energía para cumplir los compromisos de los contratos derivados de dichas subastas.

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica (recibidas antes de las 10:00 horas del día), por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que existan ofertas que incorporen condiciones complejas. El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada unidad de producción y adquisición para cada periodo horario de programación. El método de casación compleja obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añaden las condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de oferta casadas cumplen la condición de ingresos mínimos así como de parada programada, siendo esta solución la primera solución final provisional, obtenida considerando una capacidad ilimitada en las interconexiones internacionales. Mediante un proceso iterativo se obtiene la primera solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional, considerando tanto las ofertas realizadas al mercado diario, como las ejecuciones de contratos bilaterales físicos con afectación expresa a las interconexiones externas al Mercado Ibérico.

En caso de congestión interna en el Mercado Ibérico (congestión en la interconexión entre los sistemas eléctricos español y portugués) se repite el proceso descrito previamente realizándose una separación de mercados (Market Splitting) que obtiene un precio en cada zona del Mercado Ibérico, sin congestión interna entre ambos sistemas eléctricos.

El precio en cada periodo horario será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada, en caso de no existir separación de mercados. En caso de existir separación de mercados, el precio del país exportador se establecerá como el precio de la última oferta casada de venta de las localizadas en su zona, y el precio del país importador se establecerá como el máximo de los precios obtenidos en las dos casaciones correspondientes a ambas zonas.

Como resultado de la casación, el operador del mercado obtiene el Resultado de la Casación, entendiéndose por el mismo, la programación de entrada en la red establecida por el operador del mercado a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica y en el que se determina, para cada periodo horario de un mismo horizonte diario, el volumen de energía eléctrica que se requiere que se produzca para cubrir la demanda de dicha energía eléctrica.

El Programa Base de Funcionamiento es el programa diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa publicado a las 12:00, es establecido por los operadores del sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario realizado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo español, y la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales.

Dentro del proceso del mercado diario y a continuación de la obtención del Programa Diario Base de Funcionamiento los operadores del sistema obtienen antes de las 14:00 el Programa Diario Viable mediante la incorporación de las modificaciones necesarias para la resolución de las restricciones técnicas identificadas por criterios de seguridad, en su zona respectiva, y la aplicación del reequilibrio posterior de generación-demanda, en su zona respectiva.

2.4.2. EL MERCADO INTRADIARIO

El mercado intradiario, regulado en el artículo 15 del Real Decreto 2019/1997 como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo.

El mercado intradiario se estructura actualmente en seis sesiones con la siguiente distribución de horarios por sesión:

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análisis de Restricciones	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Análisis de Restricciones	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Los horarios son los establecidos en las Reglas de Funcionamiento del Mercado. Los que figuran en la tabla adjunta son los horarios límite posibles.

Por cada unidad de producción o adquisición se podrán presentar múltiples ofertas de compra o venta.

Ofertas de Venta

Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario y que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente o ejecutado un contrato bilateral, o que no hubieran participado por estar indisponibles y quedaran posteriormente disponible, y aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente sobre la que se abra sesión de mercado intradiario, o ejecutado un contrato bilateral físico. Los citados agentes sólo podrán participar en el mercado intradiario para los periodos horarios de programación que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron o no lo hicieron por estar indisponibles.

Las ofertas de venta de energía eléctrica que los vendedores en el mercado intradiario presentan al operador del mercado pueden ser simples o incluir condiciones complejas en razón de su contenido.

Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía, de 1 a 5 tramos, que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de venta o de adquisición de la que sean titulares. Estas ofertas simples expresan un precio y una cantidad de energía, siendo el precio creciente en cada tramo.

Las ofertas de venta que incluyen condiciones complejas son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan todas, algunas o alguna de las condiciones complejas siguientes:

- Gradiente de carga.
- Ingresos mínimos.
- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta.
- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta.
- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta.
- Energía máxima.

Las condiciones de gradiente de carga e ingresos mínimos son las mismas que las descritas en el mercado diario.

La condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta permite a las ofertas de venta fijar un perfil para el conjunto de todas las horas del mercado intradiario, que solo puede resultar casado en el caso de serlo en el primer tramo de todas las horas. Esto permite ajustar los programas de las unidades de producción o adquisición a un nuevo perfil, o en caso de no ser posible en una parte, dejar el programa previo sin modificación de algunas de las horas de forma individual. Se utiliza esta opción cuando la programación de unas horas solo es posible si también lo son en otras, como puede ser para adelantar el proceso de arranque o parada, evitar embotellamiento de caldera, etc.

La condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta, implica que solo será programado, en una hora determinada, el primer tramo en caso de ser casado en su totalidad, siendo retirados todos los tramos de dicha hora, y no siendo retirada la oferta realizada para el resto de las horas. Esta opción es útil para la programación de grupos que producen (mínimo técnico) o consumen (consumo de bombeo), un valor mínimo o nada. También puede ser igualmente útil para que los consumidores expresen una situación similar.

La condición de número mínimo de horas consecutivo con aceptación completa del primer tramo de la oferta se podría aplicar cuando la unidad de producción o adquisición debe producir o dejar de consumir de forma consecutiva al menos un número de horas. La misma condición sería aplicable a un consumidor que, por ejemplo, no puede poner en funcionamiento una fábrica por un número de horas inferior al especificado en la oferta.

La condición de energía máxima permite a unidades de oferta que tengan una limitación en la disponibilidad de energía, ofertar en todas las horas pero limitando el valor casado a un máximo global de energía. Esta condición es necesaria debido a la volatilidad de los precios del mercado intradiario entre horas, que no permiten conocer las horas en las que pueden casar las unidades de producción o adquisición, y sin embargo tiene un límite la energía que pueden vender, como puede ser el caso de las unidades de generación de bombeo.

Las ofertas de venta para cada sesión de mercado intradiario deben ser tales que el programa final resultante de la aceptación completa de la oferta más el programa previo de la unidad de venta o adquisición respete las limitaciones declaradas por los operadores del sistema para el horizonte de programación, o si no las cumple previamente a la realización de las ofertas, se aproxime al cumplimiento de éstas.

Ofertas de Adquisición

Podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario y que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente o ejecutado un contrato bilateral, o que no hubieran participado por estar indisponibles y quedaran posteriormente disponible, y aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente sobre la que se abra sesión de mercado intradiario, o ejecutado un contrato bilateral físico. Los citados agentes sólo podrán participar respecto de los periodos horarios de programación, comprendidos en la sesión del mercado intradiario, que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron o no lo hicieron por estar indisponibles.

Las ofertas de adquisición pueden ser simples o incorporar condiciones complejas. Las ofertas simples son ofertas económicas de compra de energía que los compradores presentan para cada periodo horario de programación y unidad de producción o de adquisición de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas que incorporen condiciones complejas de compra son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan todas, algunas o alguna de las condiciones complejas siguientes:

- Gradiente de carga.
- Pagos máximos.
- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de compra.
- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de compra.
- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación parcial o completa del tramo primero de la oferta de compra.
- Energía máxima.

Estas condiciones son las mismas que pueden utilizar las ofertas de venta, excepto en el caso de la condición de pago máximo, que es equivalente a la de ingreso mínimo aplicado a las compras de energía, que no saldrán casadas en caso de ser el coste superior a una valor fijo expresado en pesetas o euros, más un variable expresado en pesetas o céntimos de euro por kWh casado.

Las ofertas de adquisición para cada sesión de mercado intradiario deben ser tales que el programa final resultante de la aceptación completa de la oferta más el programa previo de la unidad de producción respete las limitaciones declaradas por el operador del sistema para el horizonte de programación, o si no las cumple previamente, se aproxime al cumplimiento de éstas.

Procesos de Casación y Resultados

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica, por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que incorporen condiciones complejas.

El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada oferta de compra y de venta, para cada periodo horario de programación.

El método de casación compleja obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añade la condición de gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de venta y adquisición casadas cumplen las condiciones complejas declaradas, siendo ésta solución la primera solución final provisional.

Mediante un proceso iterativo se obtiene la primera solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional con los sistemas eléctricos externos al Mercado Ibérico.

En caso de congestión interna en el Mercado Ibérico (congestión en la interconexión entre los sistemas eléctricos español y portugués) se repite el proceso descrito previamente realizándose una separación de mercados (Market Splitting) que obtiene un precio en cada zona del Mercado Ibérico, sin congestión interna entre ambos sistemas eléctricos.

Tanto en el método de casación simple como en el complejo se asegurará que no sea casada ninguna oferta que implique el no cumplimiento de las limitaciones impuestas por los operadores del sistema por seguridad, o que no pudiéndose cumplir dichas limitaciones las ofertas casadas permiten acercarse a su cumplimiento.

El precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de venta o adquisición cuya aceptación haya sido necesaria para atender total o parcialmente las ofertas de adquisición a un precio igual o superior al precio marginal, en caso de no existir separación de mercados. En caso de existir separación de mercados, el precio del país exportador se establecerá como el precio de la última oferta casada de venta de las localizadas en su zona, y el precio del país importador se establecerá como el máximo de los precios obtenidos en las dos casaciones correspondientes a ambas zonas

Esta secuencia de operaciones ha servido para definir la operación de los scripts de MATLAB que se han desarrollado para el cálculo de las predicciones empleadas para obtener la tarificación eléctrica del mercado diario, como puede comprobarse en el código fuente del script `predice.m`.

Las predicciones que se han realizado para cada sesión del mercado han empleado todos los datos correspondientes a los consumos horarios de los 30 días anteriores a la hora exactamente anterior a la hora de cierre de la sesión correspondiente que queremos predecir. Es decir, para predecir el consumo que solicitaremos en un día concreto para una sesión en concreto que se abre

en una hora en particular, el script recopila todos los datos desde los 30 días antes hasta la hora justo anterior a la de apertura de la sesión en la que realizaremos nuestra demanda de energía. Demanda de energía que realizaremos en función de lo que nos prediga el modelo, corregida con ciertas consideraciones que explicaremos más adelante (consideración de predicciones realizadas previamente, ajuste polinómico de la demanda, etc).

2.5. DETERMINACIÓN DEL PRECIO FINAL

El precio final de la energía se calcula por OMEL con carácter horario, incorporando los siguientes componentes:

- Precio de casación del mercado diario.
- Coste o ingreso resultante del proceso de solución de restricciones técnicas.
- Coste o ingreso del mercado de servicios complementarios.
- Precio de casación del mercado intradiario.
- Coste o ingreso de la garantía de potencia.
- Coste o ingreso de los procesos de operación técnica del sistema.
- Exceso o déficit de los contratos internacionales suscritos por Red Eléctrica.

OMEL realiza la liquidación con la información resultante de los procesos de casación de los mercados diario e intradiario, de la solución de restricciones técnicas y de la información que el operador del sistema pone a disposición del operador del mercado sobre los resultados de los procesos que son de su responsabilidad.

De esta manera cada agente del mercado tiene un precio horario final que es función de su participación en cada uno de los mercados y procesos de operación técnica.

2.6. MEDIDAS Y DESVÍOS DE MEDIDAS

El Mercado de Electricidad tiene la característica específica de que la contratación y la liquidación no son definitivas, hasta que no se produce efectivamente el suministro y queda reflejado en el correspondiente contador, que debe ser capaz de proporcionar medidas horarias para adaptarse al funcionamiento de los mercados.

El operador del mercado recibe los datos de medida del concentrador principal de medidas eléctricas gestionado por el operador del sistema, a efectos de determinación del precio final para cada agente y de su liquidación. Se considera desvío la diferencia entre la energía medida y la energía programada, es decir la diferencia entre la contratación y la producción o el consumo efectivamente realizado. Los desvíos deben reducirse al mínimo, vendiendo la energía excedente o comprando la que falte en el mercado de balances.

3. TIPOS Y ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

El punto anterior nos ha servido para conocer el mercado eléctrico, pero para enfrentarlo a la posibilidad del suministro a tarifa, debemos conocer con suficiente profundidad las tarifas a que podemos optar. Según las posibilidades de contratación con que cuentan en la actualidad los distintos tipos de consumidores, cabe distinguir entre tarifas de suministro y tarifas de acceso.

3.1. TARIFAS DE SUMINISTRO

En la actualidad, la definición de las tarifas vigente se encuentra recogida en la Orden de 12 de enero de 1995, con sus modificaciones posteriores.

3.1.1. ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS DE SUMINISTRO

La formación del precio final de la energía eléctrica consumida de acuerdo con nuestra actual estructura de tarifas parte de la facturación básica que tiene una fórmula binomial, con un término función de la potencia demandada y otro función de la energía consumida, a esta facturación básica se le suman algebraicamente los recargos o descuentos correspondientes a los cuatro complementos tarifarios existentes: energía reactiva, discriminación horaria, estacionalidad e interrumpibilidad, obteniendo así el precio final de la energía.

La factura eléctrica se completa con los importes, en su caso, del alquiler de los equipos de medida y los impuestos.

3.1.2. COMPLEMENTOS

3.1.2.1. Discriminación horaria

El complemento por discriminación horaria establecido en la actual estructura tarifaria, tiene en cuenta el distinto coste de la energía eléctrica en cada periodo horario. Su objetivo fundamental es lograr el aplanamiento de la curva de carga diaria, y, dependiendo de la modalidad, de la monótona del sistema eléctrico nacional.

Se valora como un descuento o recargo en pesetas función de la forma de consumo y del término de energía de media utilización del escalón correspondiente.

Existen diferentes tipos de discriminación horaria, siendo un derecho del consumidor elegir el que más se ajuste a sus necesidades:

- Tipo 1: Se aplica a los clientes que no hayan optado por otro tipo de complemento, tiene un recargo del 20% en toda la energía consumida. Se aplica a clientes de cualquier tarifa excepto las 1.0 y 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 (domésticos), que no hayan instalado contador discriminador y tengan una potencia inferior a 50 kW.
- Tipo 2: Diferencia dos periodos, por un lado la punta 4 horas al día con un recargo de 40% y por otro el llano y valle, sin recargo ni descuento. Los usuarios serían similares a los del Tipo 1.
- Tipo 3: Todos los días del año se dividen en tres periodos, la punta 4 horas al día con recargo del 70%, valle 8 horas al día con un descuento del 43% y llano 12 horas al día sin recargo ni descuento. El usuario tipo sería una pequeña o mediana industria.

- Tipo 4: Los días laborables de lunes a viernes se dividen en punta 6 h/día, llano 10 h/día y valle 8 h/día, los sábados, domingo y festivos se consideran valle las 24 horas, las horas punta tienen un recargo del 100%, y las valle un descuento del 43%.
Es una tarifa de uso habitual en la industria.
- Tipo 5: En este tipo se distribuyen los días del año en cuatro categorías, pico 70 días, alto 80 días, medio 80 días y bajo 135 días, dentro de cada categoría de días se determinan periodos de punta, llano y valle. Los recargos y descuentos correspondientes son los siguientes:
 - Punta de días pico..... 300% de recargo
 - Punta de días alto..... 100% de recargo
 - Llanos..... sin recargo ni descuento.
 - Valles..... 43% de descuentoUsada por grandes industrias con posibilidades de modulación.

Los horarios de aplicación de los distintos periodos de discriminación horaria, han sido modificadas por Orden ITC/2794/2007 de 27 de septiembre.

Adicionalmente, en el caso de las tarifas domésticas, se puede optar por la opción de doble discriminación horaria, que supone diferenciar entre las horas punta (10 al día) y horas valle (14 al día)

3.1.2.2. Energía reactiva

Está basado en unos recargos y descuentos porcentuales en función del factor de potencia y se aplica sobre la totalidad de la facturación básica. Varía entre un descuento del 4% para $\cos \varphi = 1$ a un recargo del 47% para $\cos \varphi = 0,5$. A las tarifas 1.0, 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 únicamente les es de aplicación el complemento por reactiva si se midiera un coseno de φ inferior a 0,8.

3.1.2.3. Complemento de estacionalidad

Prevé un descuento del 10% sobre el término de energía para los consumos efectuados en temporada baja y un recargo del 10% durante la temporada alta, solo aplicable a los clientes que facturen por el Modo estacional y es incompatible con la discriminación horaria Tipo 5

3.1.2.4. Complemento de interrumpibilidad

La Disposición transitoria primera del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, ha cerrado la nueva contratación, tanto del complemento de interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión como de la tarifa horaria de potencia, a partir del 1.1.2007, desapareciendo ambas al 1.7.08.

De aplicación a los grandes clientes en tarifas generales de A.T. (Potencia contratada en punta y llano 5MW). Se aplica sobre la facturación básica y consiste en que el cliente, a cambio de unos determinados descuentos en la factura, se compromete, durante 5 años, a reducir su demanda y no superar una potencia preestablecida ($P_{max.}$) en los periodos que se le solicite por parte de la empresa suministradora.

Los tipos de interrupciones normales a los que pueden acogerse los consumidores son los siguientes:

Tiempo de interrupción	Preaviso
TIPO A	12 horas - 16 horas
TIPO B	6 horas - 6 horas
TIPO C	3 horas - 1 hora
TIPO D	45 minutos - 5 minutos

Además, los tipos A y B anteriores tendrán la modalidad de aplicación flexible.

Los descuentos sobre la totalidad de la facturación básica que pueden obtenerse por este complemento son función:

- Del tipo o tipos a los que esté acogido.
- De la potencia ofertada en cada tipo (Diferencia entre la potencia contratada en punta y/o llano y la potencia residual Pmax.).
- De la utilización de la potencia contratada (Energía anual consumida dividido por la potencia contratada en punta y/o llano).
- Del número de interrupciones realizadas.

3.2. TARIFAS DE ACCESO

Según lo recogido en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los peajes de acceso a las redes serán únicos en todo el territorio nacional (principio de universalidad del suministro) y no incluirán ningún tipo de impuestos. Además, tendrán en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por horario y potencia.

La estructura de peajes de acceso a las redes actualmente en vigor se encuentra recogida en el 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. Las condiciones de aplicación se encuentran recogidas en dicho Real Decreto, completándose con lo establecido tanto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, como en el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión. Adicionalmente, los nuevos horarios de aplicación de estas tarifas se recogen en la Orden ITC/2794/200, de 27 de septiembre.

Las tarifas de acceso se clasifican en función del nivel de tensión de la siguiente manera:

TARIFAS DE BAJA TENSIÓN ($U \leq 1$ kV)

Tarifa 2.0 A: tarifa simple (1 ó 2 períodos horarios y Potencia contratada ≤ 15 kW)

Tarifa 3.0 A: tarifa general (3 períodos horarios)

TARIFAS DE ALTA TENSIÓN ($U > 1$ kV)

Tarifa 3.1 A: Tarifa específica (3 períodos horarios y potencia contratada ≤ 450 kW)

Tarifas 6: Tarifas generales para alta tensión (6 períodos horarios y 5 escalones de tensión)

3.2.1. ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS DE ACCESO

La estructura actual de tarifas de acceso tiene una fórmula binomia compuesta por un término de potencia, un término de energía activa y, en su caso, término de energía reactiva.

Término de Potencia: Para cada uno de los períodos tarifarios aplicables a las tarifas, se contratará una potencia, aplicable durante todo el año. El término de facturación de potencia será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia a facturar en cada período tarifario por el término de potencia correspondiente. La determinación de la potencia a facturar se realizará en función de las potencias contratadas en cada período tarifario y, en su caso, dependiendo de cada tarifa, las potencias realmente demandadas en el mismo durante el período de facturación considerado.

Término de energía activa: El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por contador en cada período tarifario por el precio término de energía correspondiente. El término de facturación de energía activa se facturará mensualmente, incluyendo la energía consumida en el mes correspondiente a cada período tarifario. En la tarifa simple de baja tensión, la facturación podrá ser bimestral.

Término de energía reactiva: El término de facturación por energía reactiva será de aplicación a cualquier tarifa, para lo cual se deberá disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado, excepto en el caso de la tarifa simple de baja tensión (2.0A). Este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado ($\cos \varphi < 0,95$) y únicamente afectará a dichos excesos.

Los suministros acogidos a la tarifa simple (2.0A de un solo periodo) deberán disponer de los equipos de corrección del consumo de energía reactiva adecuados para conseguir como máximo un valor medio del mismo del 50 por 100 del consumo de energía activa; en caso contrario, la empresa distribuidora podrá exigir al consumidor la instalación, a su costa, del contador correspondiente o bien instalarlo con cargo a dicho consumidor cobrando el alquiler legalmente establecido y efectuar en el futuro la facturación a este consumidor del término por energía reactiva correspondiente en los períodos de lectura en los que el consumo de reactiva exceda los límites fijados a la distribución en la regulación correspondiente. En el caso de suministros acogidos a tarifa simple nocturna, esto se aplicará sólo al período tarifario correspondiente a las horas diurnas.

Con carácter general, el contrato será anual, existiendo excepción a esta norma en los casos de contratos de temporada (<12 meses de forma repetitiva) y contratos eventuales (<12 meses para un fin concreto; transitorio y esporádico), que tienen un recargo en el término de potencia.

4. METODOLOGÍA

4.1. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA “CREACIÓN DE UN MODELO DE PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA, MEDIANTE ANÁLISIS DE SERIES TEMPORALES

Toda institución, ya sea la familia, la empresa o el gobierno, necesita realizar planes para el futuro si desea sobrevivir o progresar. La planificación racional exige prever los sucesos del futuro que probablemente vayan a ocurrir, y por lo general la previsión se suele basar en lo ocurrido en el pasado.

Antes de nada, es necesario saber que se denomina Serie Temporal (o histórica, cronológica o de tiempo) a un conjunto de datos, correspondientes a un fenómeno económico o pseudoaleatorio, ordenados en el tiempo.

Ejemplos:

- N° de accidentes laborales graves en las empresas de más de 500 empleados de España, durante los últimos 5 años.
- Ventas de nuestra empresa en los últimos 10 años.
- Consumos eléctricos horarios de nuestra empresa durante el último año.

Una metodología estadística comúnmente utilizada para hacer predicciones futuras sobre el futuro teniendo en cuenta lo ocurrido en el pasado es el Análisis de Series Temporales, que trata de estudiar la evolución de una determinada magnitud a lo largo del tiempo para posteriormente, hacer predicciones sobre esa magnitud, teniendo en cuenta sus características históricas o del pasado.

Esta metodología es particularmente útil para el análisis de variables econométricas como pueden ser el PIB de un país o las ventas de una empresa, pero también es muy frecuente su empleo para el análisis de variables energéticas como consumo de petróleo, precios del kWh, o para el caso que nos ocupa, consumo eléctrico. En este trabajo se propone el ajuste de las series observadas utilizando la metodología ARIMA (Auto Regressive Integrative Movile Average, es decir, AutoRegresivo Integrativo de Media Móvil) cuyo resultado final será la presentación de varios modelos que intenten predecir, a corto plazo y con cierta exactitud, el consumo eléctrico del campus del Hospital de Marina de la UPCT en base a los datos obtenidos de los consumos pasados.

La predicción del consumo eléctrico futuro es un problema cuya resolución puede aportar unos beneficios inmediatos bastante interesantes en cuanto a la planificación energética. Entre las conclusiones del estudio deben presentarse la adecuación de diversas las medidas que se pueden tomar, como pueden ser la selección de la tarifa más adecuada o incluso la posibilidad de participación en el mercado liberalizado de la energía eléctrica. También pueden derivarse del mismo, estudios que determinen la conveniencia del establecimiento de las mejores medidas de ahorro energético, como pueden ser la cogeneración, el empleo de energía solar fotovoltaica, microeólica u otras fuentes.

En nuestro caso, las observaciones con las que trabajaremos serán pares de datos de la forma $(x(t), t)$ donde “ $x(t)$ ” es la variable endógena o dependiente y “ t ” es la variable exógena o independiente. Si tenemos en cuenta que las observaciones se toman en instantes de tiempo equiespaciados en ocasiones se omite la segunda de las coordenadas.

En un análisis preliminar de una serie temporal (análisis clásico) se intentan estudiar características básicas de la misma, como son la tendencia, la variación cíclica, la variación estacional y la variación accidental. Veamos a qué nos referimos en cada caso.

- La tendencia es una componente de la serie temporal que refleja su evolución a largo plazo. Puede ser de naturaleza estacionaria o constante (se representa con una recta paralela al eje de abscisas), de naturaleza lineal, de naturaleza parabólica, de naturaleza exponencial, etc.
- La componente cíclica recoge las oscilaciones periódicas. Estas oscilaciones periódicas no son regulares y se presentan en los fenómenos económicos cuando se dan de forma alternativa etapas de prosperidad o de depresión. En el caso que nos ocupa, en la variable “consumo eléctrico” es clara la presencia de variaciones cíclicas, de frecuencia diaria (los lunes son similares a los martes), semanal (los lunes son similares a los lunes), e incluso intradiaria (las mañanas son similares a las tardes)
- La componente estacional recoge las oscilaciones que se producen alrededor de la tendencia, de forma repetitiva y en periodos iguales o inferiores a un año. Su nombre proviene de las estaciones climatológicas: primavera, verano, otoño e invierno y su influencia también es decisiva en el estudio del consumo eléctrico. Otros ejemplos de variaciones estacionales pueden ser:
 - En Navidad las ventas de establecimientos se suelen incrementar.
 - El consumo de gasolina aumenta la primera decena del mes y disminuye en la última.
 - El clima afecta a la venta de determinados productos: los helados se venden fundamentalmente en verano y la ropa de abrigo en invierno.
- La variación accidental es la componente de la serie que recoge movimientos provocados por factores imprevisibles (un pedido inesperado a nuestra empresa, una huelga, una ola de calor, etc). También reciben el nombre de variaciones irregulares, residuales o erráticas. Son impredecibles y quedan fuera del objeto de nuestro estudio. Por lo general, nos conformaremos con obtener modelos que describan con exactitud la tendencia y las variaciones cíclicas y estacionales.

Otro concepto importante que encontramos en este ámbito y que debemos tener en consideración, es el de procesos estacionarios. Si examinamos por ejemplo la temperatura para un determinado mes a lo largo de los años en una determinada zona geográfica, y se está produciendo un cambio climático, aunque haya fluctuaciones, habrá una tendencia creciente. De una manera informal, diremos que una serie es estacionaria cuando se encuentra en equilibrio estadístico, en el sentido de que sus propiedades no varían a lo largo del tiempo.

4.2. INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE SERIES TEMPORALES

Cuando hablamos de una secuencia de valores observados a lo largo del tiempo, y por tanto ordenados cronológicamente, la denominamos, en un sentido amplio, serie temporal. Resulta difícil imaginar una rama de la ciencia en la que no aparezcan datos que puedan ser considerados como series temporales.

Si, conocidos los valores pasados de la serie, no fuera posible predecir con total certeza el próximo valor de la variable, decimos que la serie es no determinista o aleatoria, y lógicamente es de éstas de las que se ocupa el cuerpo de doctrina denominado "análisis de series temporales" y al que vamos a dedicar esta breve introducción.

El análisis estadístico de series temporales se usa hoy día con profusión en muchas áreas de la ciencia, fundamentalmente en física, ingeniería y en economía. Los objetivos del análisis de series temporales son diversos, pudiendo destacar la predicción, el control de un proceso, la simulación de procesos, y la generación de nuevas teorías físicas o biológicas, entendiéndose por predicción o inferencia a la estimación de valores futuros de la variable en función del comportamiento pasado de la serie u otros valores o variables que afecten a la misma.

En la teoría de control de procesos, se trata de seguir la evolución de una variable determinada con el fin de regular su resultado. La simulación se emplea en investigación aplicada, cuando el proceso es muy complejo para ser estudiado de forma analítica. Evidentemente aunque el valor futuro de una serie temporal no sea predecible con total exactitud, para que tenga interés su estudio, el resultado tampoco puede ser completamente aleatorio, existiendo alguna regularidad en cuanto a su comportamiento en el tiempo, lo que hará posible su modelado y por ende, en su caso, la predicción. La búsqueda de regularidades y de patrones ha sido siempre una de las tareas básicas de la ciencia, y muchas veces se descubren simetrías que sirven de fundamento para la predicción del comportamiento de los fenómenos, incluso antes de que se entienda la razón o causa que justifica esa regularidad. Esto ocurrió, por ejemplo, con el sistema periódico de los elementos, descrito por Mendeleiev (1834–1907), quien organizó de forma muy correcta los elementos químicos en base a las simetrías observadas entre ellos, antes de que se comprendiese la razón de esas simetrías o periodicidad, razones que luego se fundamentaron sobre todo en trabajos de Schrödinger (1887–1961) y Pauli (1900–1958).

Por lo tanto, si podemos encontrar patrones de regularidad en diferentes secciones de una serie temporal, podremos también describirlas mediante modelos basados en distribuciones de probabilidad. Todo el análisis de series temporales se suele abordar desde una teoría más amplia conocida como Análisis de Procesos Estocásticos. Así, se denomina proceso estocástico a la secuencia ordenada de variables aleatorias $X(t)$ (ó X_i) cuya distribución de probabilidad asociada en cada instante se supone conocida y su distribución de probabilidad asociada, se denomina proceso estocástico. Un proceso estocástico es por tanto el modelo matemático para una serie temporal.

4.2.1. MODELADO CLÁSICO DE SERIES TEMPORALES

El primer paso obligatorio para analizar una serie temporal es presentar un gráfico de la evolución de la variable a lo largo del tiempo, como puede ser el de la figura:

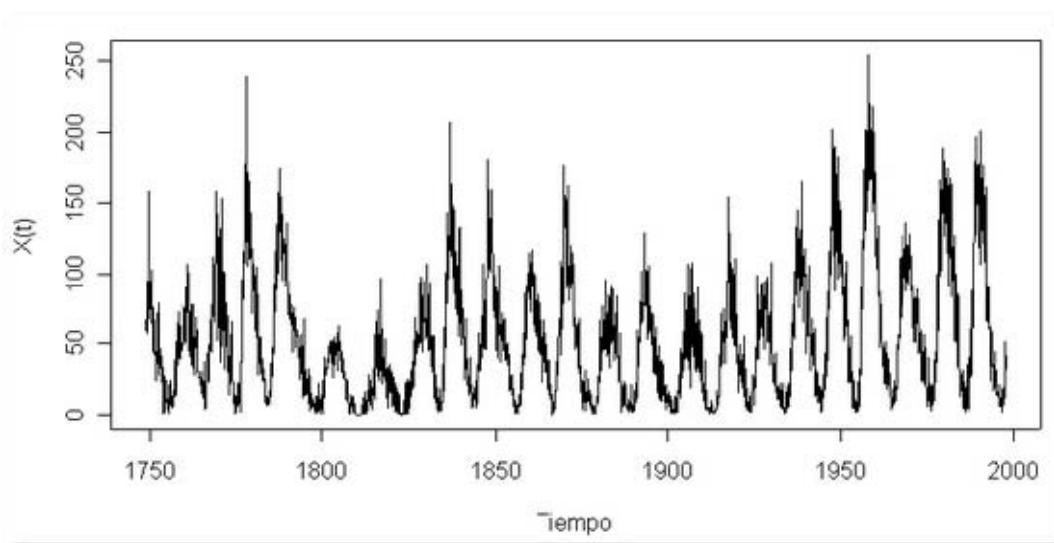


Fig. 4.1 Representación de una serie temporal

El siguiente paso consistirá en determinar si la secuencia de valores es completamente aleatoria o si, por el contrario, se puede encontrar algún patrón a lo largo del tiempo, pues sólo en este caso podremos seguir con el análisis.

La metodología tradicional para el estudio de series temporales es bastante sencilla de comprender, y fundamentalmente se basa en descomponer las series en varias partes: tendencia, variación estacional o periódica, y otras fluctuaciones irregulares.

- Tendencia. Es la dirección general de la variable en el periodo de observación, es decir el cambio a largo plazo de la media de la serie.
- Estacionalidad. Corresponde a fluctuaciones periódicas de la variable, en periodos relativamente cortos de tiempo.
- Otras fluctuaciones irregulares. Después de extraer de la serie la tendencia y variaciones cíclicas, nos quedará una serie de valores residuales, que pueden ser o no totalmente aleatorios.

Volvemos a estar como en el punto de partida, pues ahora también nos interesa determinar si esa secuencia temporal de valores residuales puede o no ser considerada como aleatoria pura.

En la figura 4.2 vemos un ejemplo de una serie temporal en la que se aprecia la existencia de las distintas componentes comentadas, y en la figura 4.3 podemos observar cada una de las tres componentes mencionadas.

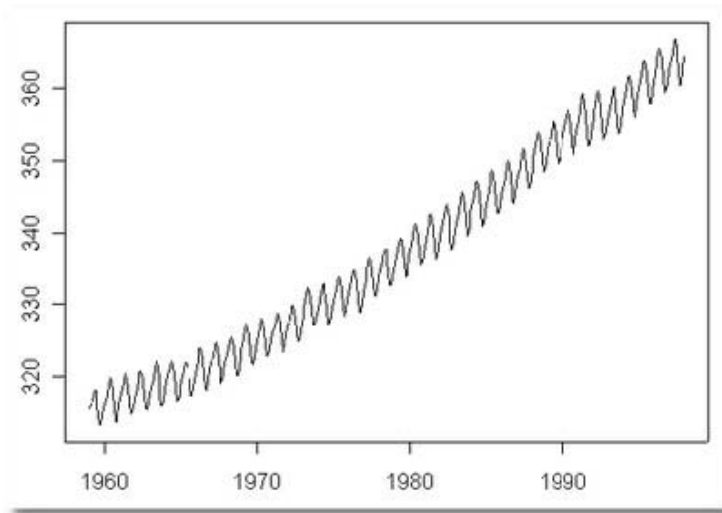


Fig. 4.2 Serie temporal con tendencia

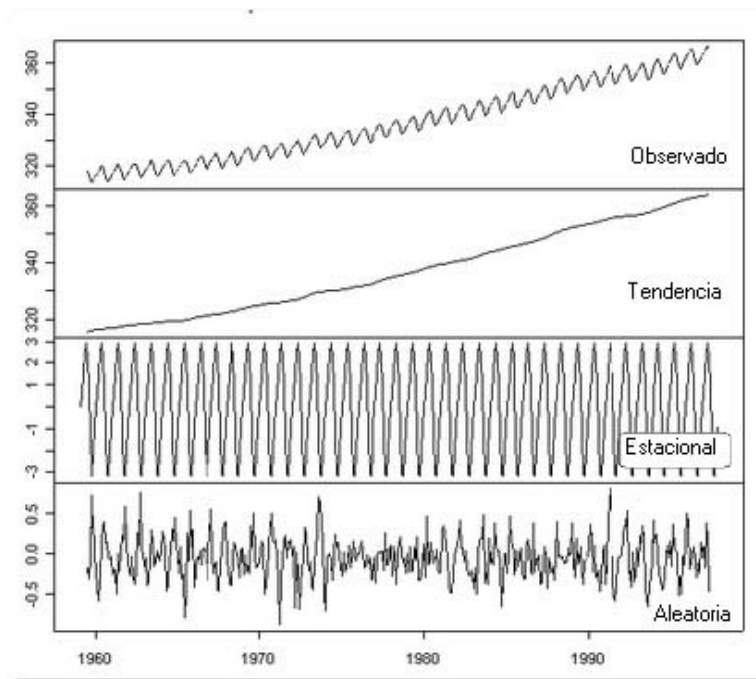


Fig. 4.3 Descomposición de una serie temporal en sus componentes

4.2.2. EL ENFOQUE ACTUAL DE LAS SERIES TEMPORALES: MODELOS ARIMA (METODOLOGÍA BOX-JENKINS)

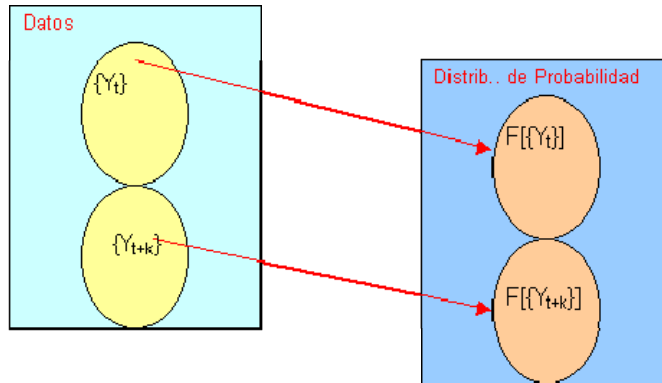
A comienzo de los años 70, G.E.P. Box, profesor de Estadística de la Universidad de Wisconsin, y G.M. Jenkins, profesor de Ingeniería de Sistemas de la Universidad de Lancaster, introdujeron una pequeña revolución en el enfoque del análisis de series temporales, en sus trabajos sobre el comportamiento de la contaminación en la bahía de San Francisco, con el propósito de establecer mejores mecanismos de pronóstico y control. El libro (1976) en el que describen la metodología, se convirtió rápidamente en un clásico, y sus procedimientos se utilizan ampliamente desde entonces en diferentes ramas de la ciencia, conociéndose como modelos ARIMA y también como modelos **Box-Jenkins**. Para explicar dicho modelo se hace necesario conocer ciertas definiciones.

- Proceso estocástico: llamamos proceso estocástico a una sucesión de variables aleatorias $\{x_t\}$ donde $t = \dots, -1, 0, 1, 2, \dots$

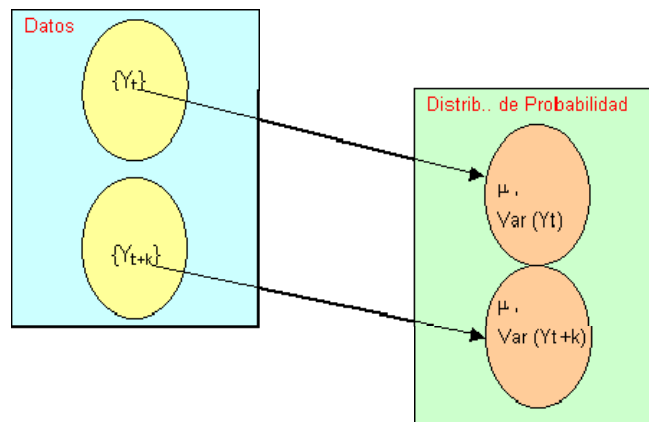
- **Ruido blanco:** se llama ruido blanco a una sucesión de variables aleatorias con esperanza cero, igual varianza e independientes en el tiempo $\{\varepsilon_t\}$
- **Paseo aleatorio:** llamamos paseo aleatorio a un proceso estocástico $\{x_t\}$ cuyas primeras diferencias forman un proceso ruido blanco.

$$x_t - x_{t-1} = z_t \rightarrow \Delta x_t = z_t$$

- Un proceso estocástico es **estacionario en sentido estricto** si para toda m-tupla (t_1, \dots, t_m) y todo entero k, el vector de variables $(x_{t_1}, \dots, x_{t_m})$ tiene la misma distribución de probabilidad conjunta que el vector $(x_{t_1+k}, \dots, x_{t_m+k})$.



- La **estacionariedad en sentido débil ó de segundo orden** se produce cuando los momentos de primer y de segundo orden del proceso estocástico son invariantes en el tiempo.



Para nuestro análisis vamos a exigir a las series que estudiemos que cumplan la condición de estacionariedad en sentido débil.

Otros conceptos a tener en cuenta a la hora de analizar series de tiempo son los siguientes:

- **La función de autocorrelación:** La función de autocorrelación mide la correlación entre los valores de la serie distanciados un lapso de tiempo k y se emplea para analizar la estacionalidad de una serie. Recordemos la fórmula del coeficiente de correlación simple, dados N pares de observaciones y,x:

$$\rho = \frac{\sum (y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x})}{\sqrt{\sum (y_i - \bar{y})^2 \sum (x_i - \bar{x})^2}}$$

De igual forma, dada una secuencia temporal de N observaciones $x_1 \dots x_N$, podemos formar $N-1$ parejas de observaciones contiguas (x_1, x_2) , (x_2, x_3) , ... (x_{N-1}, x_N) y calcular el coeficiente de correlación de estas parejas.

A este coeficiente lo denominaremos coeficiente de autocorrelación de orden 1 y lo denotamos como ρ_1 . Análogamente se pueden formar parejas con puntos separados por una distancia 2, es decir (x_1, x_3) , (x_2, x_4) , etc. y calcular el nuevo coeficiente de autocorrelación de orden 2. De forma general, si preparamos parejas con puntos separados una distancia k , calcularemos el coeficiente de autocorrelación de orden k .

Al igual que para el coeficiente de correlación lineal simple, se puede calcular un error estándar y por tanto un intervalo de confianza para el coeficiente de autocorrelación. La función de autocorrelación es el conjunto de coeficientes de autocorrelación r_k desde 1 hasta un máximo que no puede exceder la mitad de los valores observados, y es de gran importancia para estudiar la estacionalidad de la serie, ya que si ésta existe, los valores separados entre sí por intervalos iguales al periodo estacional deben estar correlacionados de alguna forma. Es decir que el coeficiente de autocorrelación para un retardo igual al periodo estacional debe ser significativamente diferente de 0.

Relacionada con la función de autocorrelación nos encontramos con la función de autocorrelación parcial. En el coeficiente de autocorrelación parcial de orden k , se calcula la correlación entre parejas de valores separados esa distancia pero eliminando el efecto debido a la correlación producida por retardos anteriores a k . En la figura 5 vemos una gráfica típica de la función de autocorrelación parcial, en la que se marcan los intervalos de confianza para ayudar a detectar los valores significativos y cuya posición en el eje X nos indicará la probable presencia de un factor de estacionalidad para ese valor de retardo.

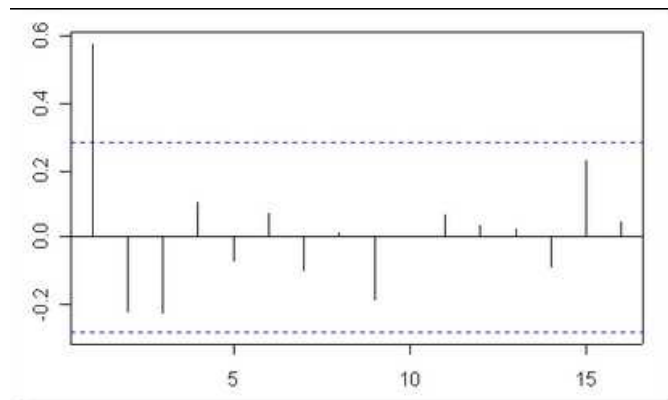


Fig. 4.5. Función de autocorrelación parcial

Una formulación más correcta de estos conceptos sería la siguiente:

Supongamos que la $E(x_t)=0 \rightarrow$ se define la autocovarianza para el retardo k :

$$\gamma_k = E(x_t x_{t-k}) \quad k = \dots, -2, -1, 0, 1, 2, 3, \dots \quad \text{cuando } k=0 \rightarrow \gamma_0 = E(x_t^2) = \sigma_x^2$$

- La función de autocorrelación (FAC) es una función compuesta por los llamados coeficientes de autocorrelación, que se calculan del siguiente modo:

$$\rho_k = \frac{\gamma_k}{\gamma_0}, \quad \text{donde } k = \pm 1, \pm 2, \dots$$

Tanto los coeficientes de la función de autocovarianza como los coeficientes de la función de autocorrelación son simétricos con respecto a k y supondremos, por ahora, que son independientes del subíndice t , es decir, que estos coeficientes son constantes a lo largo del tiempo y dependen solo de la longitud del retardo k .

Para procesos reales se cumple además:

$$\gamma_k = \gamma_{-k}; \rho_k = \rho_{-k}; \rho_0 = 1; |\rho_k| \leq 1$$

- Función de autocorrelación muestral: Se podrá calcular como:

$$\rho_k = \frac{\sum_{t=k+1}^T (x_t - X)(x_{t-k} - X)}{\sum_t x_t}; \text{ para } k = 1, 2, \dots$$

La representación gráfica de ρ_k , denominada correlograma muestral (figura 4.5), constituye un importante instrumento de análisis de series temporales.

Para obtener correlogramas, debe partirse en la práctica de muestras de tamaño suficientemente grandes. Algunos autores consideran que se necesitan al menos 50 observaciones. La función de autocorrelación muestral (FAC) no se puede calcular cuando $k > T-1$. En la práctica, no se debe calcular para $k > T/4$. Es decir si dispone de una serie de 100 observaciones, puede calcular los 25 primeros coeficientes de la FAC.

Otro concepto importante en este tipo de estudios es el siguiente:

- Ergodicidad: las series temporales que se manejan en econometría están constituidas por observaciones históricas, es decir, no proceden de la experimentación y por tanto, son irrepetibles. Una serie temporal puede contemplarse como una sola prueba de un experimento aleatorio multivariante y constituye lo que se denomina una realización del proceso.

Para hacer inferencias estadísticas en problemas donde interviene una sola variable aleatoria es necesario recurrir a la repetición de experimentos. Si esta repetición de pruebas fuese necesaria con todos los procesos estocásticos, la economía plantearía problemas de inferencia estadística inabordables.

Afortunadamente, esto no es así. Se puede demostrar que, cuando un proceso estocástico cumple ciertas condiciones, es posible estimar consistentemente sus características a partir de una realización del mismo. Los procesos que cumplen tales condiciones se denominan ergódicos.

Por ejemplo, un proceso estocástico estacionario es ergódico en la media, μ , si es posible estimar consistentemente este parámetro haciendo uso de la media muestral temporal:

$$X = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T x_t$$

De forma análoga puede hablarse de Ergodicidad respecto a la autocovarianza. En general las condiciones de Ergodicidad se cumplen para la clase de procesos que nos interesan.

Procesos no estacionarios homogéneos

A las series con las que vamos a trabajar les vamos a exigir que sean estacionarias en sentido débil (*la estacionariedad en sentido débil ó de segundo orden se produce cuando los momentos de primer y de segundo orden del proceso estocástico son invariantes en el tiempo*).

A las series que presentan una tendencia lineal se las suele someter a la siguiente transformación:

$$x_t - (x_{t-1}) \equiv \Delta x_t \equiv y_t$$

El símbolo Δ denota incremento, es un operador, que también lo podemos escribir en función del operador de retardos como:

$$\Delta = 1 - L \rightarrow \text{donde } L \text{ es el operador de retardos.}$$

Para no confundirnos, Δ lo único que hace es sobre los datos de una serie, a cada dato le resta el inmediatamente anterior. Se suele decir que se ha aplicado una primera diferencia sobre la serie original.

Si x_t muestra una tendencia lineal, la primera diferencia de la serie, y_t , ya no incorporará tendencia. En tal caso se dice que x_t es una serie temporal homogénea de primer orden.

Análogamente, si x_t presenta una tendencia exponencial, para eliminarla, se halla primero el logaritmo de la serie y luego la primera diferencia de la serie así calculada. Es decir si x_t presenta una tendencia exponencial:

$$\ln(x_t) - \ln(x_{t-1}) = y_t, \text{ donde } y_t \text{ tendrá la tendencia eliminada.}$$

Como ya se ha mencionado anteriormente, la eliminación de una tendencia cuadrática se consigue mediante doble diferenciación. Esta operación se realiza en dos etapas.

Primero se obtiene $y_t = \Delta x_t$ y a continuación $z_t = \Delta y_t$ donde z_t es la serie estacionaria.

Si x_t muestra una tendencia cuadrática, $\Delta^2 x_t$ no tiene tendencia. En este caso se dice que x_t es homogénea de segundo orden.

Análogamente, una tendencia cúbica se elimina llevando a cabo una triple operación de diferenciación.

En general, un proceso no estacionario que se convierte en estacionario después de h operaciones de diferencia, se denomina homogéneo de orden h ó integrado de orden h .

Hay que señalar que, en la práctica, es difícil determinar si se han realizado el número de diferencias adecuado para transformar la serie en estacionaria. Es posible quedarse corto, o por el contrario, llegar a una "sobrediferenciación" de la serie.

El instrumento que suele utilizarse para detectar el número adecuado de diferencias, es simplemente la inspección visual del gráfico de la serie y de su correlograma.

Paseo Aleatorio

Como hemos mencionado con anterioridad, se define el paseo aleatorio como un proceso del tipo: $x_t = x_{t-1} + \varepsilon_t$, donde ε_t era un proceso ruido blanco y $\sigma^2 = \text{Var}(\varepsilon_t)$ que supondremos constante a lo largo del tiempo.

Este proceso se ha utilizado con cierta frecuencia como modelo para las cotizaciones en bolsa. Como vamos a comprobar, se trata de un proceso no estacionario homogéneo de primer orden.

La media de este proceso es cero. En cambio, la varianza no es constante, pues:

$$\begin{aligned} \gamma_t = E(x_t^2) &= E(x_{t-1} + \varepsilon_t)^2 = E(x_{t-1}^2) + E(\varepsilon_t^2) = E(x_{t-1}^2) + \sigma^2 = E(x_{t-2} + \varepsilon_t)^2 + \sigma^2 = E(x_{t-2}^2) + 2\sigma^2 = \\ &= E(x_{t-k})^2 + k \cdot \sigma^2 = \gamma_{t-k} + k \cdot \sigma^2 \end{aligned}$$

Obsérvese que la varianza aumenta indefinidamente con el retardo temporal k .

Aplicando primeras diferencias, resulta que:

$$\Delta x_t = x_t - x_{t-1} = \varepsilon_t$$

Y puesto que ε_t es un proceso puramente aleatorio, x_t es integrado de primer orden.

Obsérvese también que, en este proceso, la operación de tomar diferencias tiene como consecuencia la estabilización de la varianza.

En general, la aplicación de diferencias finitas a un proceso no estacionario cualquiera, produce hasta cierto grado, reducciones en la varianza. La “sobrediferenciación” se advierte porque se suele producir el efecto contrario.

Corrección de variaciones estacionales

La eliminación de las variaciones estacionales, para inducir la estacionariedad, suele hacerse mediante un procedimiento de autoajuste, del mismo modo que el comentado para tendencia, denominado “diferenciación estacional”.

Lo primero que conviene hacer es eliminar la tendencia de la serie, ya que, de otra forma, la diferencia entre los datos relativos al mismo mes (o fracción del año) sería significativa, sin que esto implique evidencia de variaciones estacionales.

Si los datos son mensuales, la diferenciación estacional, consiste en calcular: $y_t = x_t - x_{t-12}$, mientras que con datos trimestrales: $y_t = x_t - x_{t-4}$

Si después de efectuar esta transformación, la serie sigue presentando evidencia de variaciones estacionales, es posible aplicar de nuevo el procedimiento, es decir, calcular las diferencias de segundo orden y así sucesivamente.

Ya hemos visto la función de autocorrelación simple, y su estimación a través de la función de autocorrelación muestral. Ahora vamos a introducir una nueva función, fundamental para el análisis de series temporales.

La función de autocorrelación parcial (FACP)

La función de autocorrelación de un proceso estocástico $\{x_t\}$ es una función que para cada instante t y cada entero k , toma un valor igual a la correlación entre x_t e x_{t-k} ajustada por el efecto de los retardos intermedios $x_{t-1}, \dots, x_{t-k-1}$

El interés en que el proceso sea estacionario es que las FAC y las FACP son independientes del tiempo, lo que es fundamental para calcular los coeficientes de ambas funciones.

Cálculo de los coeficientes de la FACP

Los coeficientes de la FACP los podemos calcular de dos maneras. A partir de regresiones o a través de las ecuaciones de Yule Walker.

Método 1- A partir de regresiones

Vamos a operar en desviaciones con respecto a la media (X):

Llamamos $y_t = x_t - X$

- Para calcular el primer coeficiente de la FACP Φ_{11} estimamos la siguiente ecuación:

$$y_t = \Phi_{11} y_{t-1} + \varepsilon_t \rightarrow \text{estimamos } \Phi_{11}$$

Podemos comprobar como el primer coeficiente de la FACP coincide con el primer coeficiente de la FAC

- Para calcular el segundo coeficiente de la FACP, planteamos la siguiente ecuación:

$$y_t = \Phi_{21} y_{t-1} + \Phi_{22} y_{t-2} + \varepsilon_t \rightarrow \text{y estimamos } \Phi_{22} \text{ el segundo coeficiente de la FACP}$$

Se procede de forma similar para el cálculo de coeficientes de orden superior.

Método 2- A partir de las ecuaciones de Yule-Walker

Estas ecuaciones nos indican la relación existente entre cada γ_i y el resto de los γ (del mismo modo se podría escribir como la relación entre cada ρ_i y el resto de los ρ):

$$\gamma_1 = \Phi_1 * \gamma_0 + \Phi_2 * \gamma_1 + \dots + \Phi_p * \gamma_{p-1}$$

$$\gamma_2 = \Phi_1 * \gamma_1 + \Phi_2 * \gamma_0 + \dots + \Phi_p * \gamma_{p-2} \text{ donde } \gamma_i = \gamma_{-i}$$

...

$$\gamma_k = \Phi_1 * \gamma_{k-1} + \Phi_2 * \gamma_{k-2} + \dots + \Phi_p * \gamma_{k-p}$$

Para $k=p$ tenemos el siguiente sistema (escrito en forma matricial)

$$\begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \\ \dots \\ \gamma_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma_0 & \gamma_1 & \dots & \gamma_1 \\ \gamma_1 & \gamma_0 & \dots & \gamma_1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \gamma_{p-1} & \gamma_{p-2} & \dots & \gamma_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \dots \\ \phi_p \end{bmatrix}$$

Para calcular los coeficientes de la FACP, vamos dando sucesivamente distintos valores a p , $p=1,2,3,\dots$ y resolvemos el sistema para dichos valores.

Por ejemplo,

$$p=1 \rightarrow \hat{\gamma}_1 = \hat{\gamma}_0 \cdot \hat{\phi}_{11} \Rightarrow \hat{\phi}_{11}$$

$$p=2 \rightarrow \begin{bmatrix} \hat{\gamma}_1 \\ \hat{\gamma}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{\gamma}_0 & \hat{\gamma}_1 \\ \hat{\gamma}_1 & \hat{\gamma}_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\phi}_{12} \\ \hat{\phi}_{22} \end{bmatrix} \Rightarrow \hat{\phi}_{22}$$

$$p=3 \rightarrow \begin{bmatrix} \hat{\gamma}_1 \\ \hat{\gamma}_2 \\ \hat{\gamma}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{\gamma}_0 & \hat{\gamma}_1 & \hat{\gamma}_2 \\ \hat{\gamma}_1 & \hat{\gamma}_0 & \hat{\gamma}_1 \\ \hat{\gamma}_2 & \hat{\gamma}_1 & \hat{\gamma}_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\phi}_{13} \\ \hat{\phi}_{23} \\ \hat{\phi}_{33} \end{bmatrix} \Rightarrow \hat{\phi}_{33}$$

De forma análoga se pueden calcular Φ_{44} , Φ_{55} , etc

En un principio, si hay evidencia de que $\Phi_{kk}=0$ para todo $k > p^* \rightarrow$ el proceso generador de datos, es un proceso autorregresivo de orden p^* .

Tipos de Procesos de Series Temporales

Hemos hablado antes de “procesos autorregresivos” como aquellos en los que los valores actuales de la serie dependen de la historia de la misma, pero no siempre se tiene esta dependencia. En este sentido vamos a distinguir tres tipos de procesos:

- Procesos Autorregresivos (AR)
- Procesos de Medias Móviles (MA) esto es por el inglés “moving averages”
- Procesos Autorregresivos y de Medias Móviles (ARMA)

Procesos Autorregresivos AR(p)

Se define un modelo AR de orden p , también escrito AR(p), como:

$$x_t = \phi_1 x_{t-1} + \phi_2 x_{t-2} + \dots + \phi_p x_{t-p} + \varepsilon_t, \text{ donde } \varepsilon_t \text{ es ruido blanco}$$

Es decir, escribimos x_t en función de los valores pasados de la propia serie, e incluimos en la expresión un término de perturbación o error, ε_t , que suponemos se comporta como ruido blanco.

Un proceso autorregresivo de orden p , también podemos expresarlo en función del operador de retardos.

$$\text{Si } \Phi(L) = 1 - \phi_1 L - \phi_2 L^2 - \dots - \phi_p L^p \text{ donde } L^p x_t = x_{t-p}$$

De modo que un modelo AR(p) en forma compacta, se puede escribir como:

$$\Phi(L)x_t = \varepsilon_t$$

Procesos de Medias Móviles MA(q)

Pasamos a definir ahora los ya conocidos “procesos de medias móviles”. Un proceso de medias móviles de orden q, tiene la forma general:

$$x_t = \varepsilon_t + \varphi_1 \varepsilon_{t-1} + \varphi_2 \varepsilon_{t-2} + \varphi_3 \varepsilon_{t-3} + \dots + \varphi_q \varepsilon_{t-q} \text{ donde } \varepsilon_t \text{ es ruido blanco.}$$

Definiendo el operador $\varphi(L)$ como:

$$\varphi(L) = 1 + \varphi_1 L + \varphi_2 L^2 + \varphi_3 L^3 + \dots + \varphi_q L^q \text{ donde } L \text{ es el operador de retardos.}$$

Podemos expresar un modelo MA(q) en forma compacta como:

$$x_t = \varphi(L) \varepsilon_t$$

Es decir, en un proceso MA(q) cada componente de la serie analizada x_t se explica en función del ε_t de otra serie y de los q anteriores.

Procesos ARMA (p,q)

El proceso que nos queda por definir es el tipo ARMA (p,q), que consiste en un proceso que combina las características de los dos modelos vistos anteriormente, Así formalmente un proceso ARMA (p,q) se podrá escribir como:

$$x_t = \phi_1 x_{t-1} + \phi_2 x_{t-2} + \dots + \phi_p x_{t-p} + \varepsilon_t + \varphi_1 \varepsilon_{t-1} + \varphi_2 \varepsilon_{t-2} + \varphi_3 \varepsilon_{t-3} + \dots + \varphi_q \varepsilon_{t-q}$$

Y en forma compacta se puede escribir como:

$$\phi(L)x_t = \varphi(L)\varepsilon_t, \text{ donde } L \text{ es el operador de retardos visto anteriormente.}$$

Identificación de los procesos AR, MA y ARMA

A partir de las figuras de las FAC y de las FACP, tendremos que intentar identificar el proceso generador de la serie. Para ello podemos hacer uso de la siguiente tabla:

	FAC	FACP
AP(p)	Decrecimiento rápido de tipo geométrico puro, y geométrico con alternancia de signos, sinusoidal o mezcla de varios tipos.	Se anula para retardos superiores a p
MA(q)	Se anula para retardos superiores a q.	Decrecimiento rápido de tipo exponencial y/o sinusoidal
ARMA(p,q)	Los primeros valores iniciales no tienen patrón fijo y van seguidos de una mezcla de oscilaciones sinusoidales y/o exponenciales amortiguadas	Los primeros valores iniciales no tienen patrón fijo y van seguidos de una mezcla de oscilaciones sinusoidales y/o exponenciales amortiguadas.

4.3. OBTENCIÓN DEL MODELO

Ahora expondremos el protocolo para la obtención de modelos ARIMA en series temporales (según los pasos de Box-Jenkins), el cual hemos implementado en los scripts de MATLAB.

1. Para este tipo de modelos, el primer paso consiste en convertir nuestra serie de observaciones en una serie estacionaria, que es aquella en la que ni la media, ni la varianza, ni las autocorrelaciones dependen del tiempo. Por lo tanto lo que hemos de hacer es representar gráficamente la serie, su función de autocorrelación simple (FAC) y su función de autocorrelación parcial (FACP). La gráfica de la serie nos indica si la serie es estacionaria o no. Según sean los motivos por los que la serie no sea estacionaria, será necesario aplicar uno de los siguientes procedimientos hasta hacerla estacionaria.

- a) Si tiene tendencia: Tomaremos diferencias regulares hasta que desaparezca. Normalmente el orden de la diferencia será 1, y raramente será mayor a 3.
- b) Si es heterocedástica, es decir, no tiene varianza constante, habrá que transformar la serie. Con tomar el logaritmo es suficiente en nuestro caso, aunque existen algunas transformaciones más complejas, como las de Box-Cox.
- c) Si es estacional: Tomaremos diferencias estacionales hasta que desaparezca el patrón que se repite. En la práctica es muy raro tener que aplicar más de una diferencia estacional.

Una vez "estabilizada" la serie mediante las transformaciones adecuadas, se procede a estudiar la presencia de regularidades en la serie, para identificar un posible modelo matemático. Para ello se calculan y representan la función de autocorrelación simple y parcial, y se compara su forma con un catálogo de patrones gráficos, que son típicos de los diferentes modelos propuestos, seleccionando el modelo que más se adecue a la forma de las funciones de autocorrelación que hemos obtenido con nuestros datos, de modo que podemos intentar deducir su estructura observando la FAC y la FACP, teniendo en cuenta que:

- a) El decrecimiento de la autocorrelación en el tiempo (expresada en la altura de las barras) debe ser exponencial. También suelen aparecer una alternancia de los signos o una forma sinusoidal

Si no hay decrecimiento exponencial, suele deberse a que la serie es integrada; para éstas el decrecimiento es lineal, no exponencial. Una serie es integrada cuando al tomar d diferencias se convierte en una serie estacionaria; si la serie diferenciada obtenida de la serie original siguen un modelo ARMA(p,q) decimos que la serie observada sigue un modelo ARIMA(p,d,q).

- b) Una de las dos funciones de autocorrelación va a mostrar una estructura como la descrita en a), mientras que la otra mostrará algunos valores que salen de la banda de confianza. Según sea la FAC la que presenta la estructura de a) o sea la FACP, diremos que el proceso es AR o MA, respectivamente.
- c) Hay situaciones que no son muy claras, en estos casos puede tratarse de un modelo con las dos partes, la AR y la MA. Estos son los modelos ARMA(p,q). Sus funciones FAC y FACP son combinaciones de las de ambas partes, por lo que son difíciles de identificar a simple vista.

d) La FAC y la FACP de un ruido blanco (serie de datos procedentes de variables sin ninguna estructura común, es decir, independientes entre sí) tiene todos los coeficientes nulos en teoría, o no significativos en nuestras gráficas. Respecto a la banda de significatividad, estos límites sobrestiman la varianza en los retardos pequeños, un valor próximo a los límites de confianza en los retardos iniciales debe considerarse un indicio claro de que el modelo es inadecuado.

e) Hay que tener en cuenta que las bandas de confianza que aparecen en las gráficas de las funciones de autocorrelación suelen determinar una zona del 95%, es decir, el coeficiente que sobresale se puede considerar no nulo con un 95% de seguridad. Esto implica que puede haber un 5% de valores que sobresalgan sin motivo real.

2. Observando las tres gráficas anteriores podemos hacernos una idea de qué modelo subyace a nuestra serie, o al menos de cuáles son los primeros candidatos que debemos probar. Para comprobar analíticamente (no visualmente) un modelo, vamos a intentar ajustar un modelo ARIMA(p,d,q) y donde el valor de “d” es el número de diferencias regulares que hayamos tenido que tomar para hacer la serie estacionaria, “p” es el orden de la parte AR y “q” el de la parte MA. Frecuentemente vamos a tener que probar varios modelos ARIMA(p,d,q) hasta que encontremos el modelo que nos convenza.

Una vez estimados los parámetros del modelo se pasa a validar el mismo, comprobando que todos los parámetros resultan significativamente no nulos y que los residuos verifican las hipótesis de estacionariedad en media y varianza, así como independencia. Es necesario recordar que si se ha transformado la serie original, el modelo encontrado es el de la transformación, no el de la serie original.

Puesto que no hay un único modelo correcto (que explica suficientemente bien los datos), de la misma manera que no hay una única función que pase por varios puntos que tracemos en un sistema de ejes XY, algunos criterios que se pueden seguir para elegir un modelo satisfactorio son:

- Debe verificar las condiciones gráficas y numéricas necesarias.
- Sus residuos después de ajustar el modelo deben ser ruido. Un valor próximo a los límites de confianza en los retardos iniciales debe considerarse un indicio claro de que el modelo es inadecuado.
- Entre los que verifican las mismas condiciones numéricas más o menos, queremos tomar el más sencillo posible, es decir, el que necesite menos parámetros. Los parámetros que necesita un modelo ARMA(p,q) son “p+q”.
- Cuando el orden de una parte, AR ó MA, es muy alto, podemos probar a añadir algún término de la otra parte y restarle orden a ésta.
- En último término, la elección del modelo final debe ser un equilibrio entre simplicidad y eficacia, lo que en el campo de la estadística se define como modelo más parsimonioso.

Una vez determinado un modelo suficientemente válido a priori sobre la serie, procedemos a deshacer la transformación efectuada previamente para estabilizar la serie. Entonces comprobaremos si los pronósticos realizados con ese modelo se parecen a los datos reales. En caso de que no sea así, buscaremos y ensayaremos otro modelo. Se trata por tanto de un proceso iterativo de mejora del modelo.

En general, en un modelo ARMA, cada valor tomado por la variable en un instante dado, está influido por los valores de la variable en momentos anteriores, así como los errores cometidos en esos instantes, expresándose como una relación lineal, función de:

- Valores recientes de la variable (x_t)
- Ruidos o errores en valores recientes de la variable (z_t)
- Valores remotos de la variable
- Ruidos o errores en valores remotos de la variable

El esquema general del modelo ARMA es el siguiente:

$$x_t = a_1x_{t-1} + a_2x_{t-2} + \dots + a_px_{t-p} + z_t + b_1z_{t-1} + \dots + b_qz_{t-q}$$

Está constituido por una combinación de p términos AR (proceso autorregresivo), y q términos MA (proceso de medias móviles). La parte AR modela la influencia de los valores anteriores de la serie (x_{t-1} hacia atrás), y la parte MA modela la influencia del error cometido en instantes anteriores de la serie (z_{t-1} hacia atrás), junto con el término z_t que corresponde al error esperado en el mismo momento t en el que se estima el nuevo valor de la variable x.

Una de las ventajas de estos modelos es su gran simplicidad (sumas de términos), frente a los modelos propuestos en la formulación clásica.

4.4. PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA

En esta sección realizaremos una somera descripción de los scripts de MATLAB que hemos utilizado para realizar tanto las predicciones como la facturación del consumo. Posteriormente incluiremos una descripción de los ficheros de datos que hemos utilizado. El programa con el que se ha realizado el modelo de previsión, así como el cálculo de las distintas opciones de tarificación y su comparativa consiste en una serie de scripts de MATLAB, junto con algunos archivos de datos relativos a consumos del edificio Hospital de Marina, precios horarios del mercado durante el período estudiado, etc. Para poder ejecutar dichos scripts es necesario que se encuentren todos en el directorio de trabajo de MATLAB (o redirigir el directorio de trabajo al directorio donde se encuentren los scripts)

Los resultados del análisis para todo el año 2004 están dentro de la carpeta “*predicciones*” la cual contiene la información de todos los cálculos y gráficas que conducen a la obtención de las predicciones de consumo eléctrico de los 366 días del año 2004.

4.4.1. SCRIPTS EMPLEADOS

En este apartado presentaremos por orden alfabético los scripts que hemos desarrollado para el cálculo de los modelos de predicción, las predicciones y los cálculos económicos para cada día del año 2004.

arima.m

Este script se encarga de calcular los coeficientes del polinomio con el que realizaremos las predicciones. Dichos coeficientes se calculan mediante las ecuaciones de Yule-Walker, cuyo procedimiento se encuentra implementado en ciertas funciones de MATLAB. El script de lo que se encarga realmente es de adecuar los datos para ejecutar dichas funciones y presentar adecuadamente los resultados y graficas correspondientes a cada paso del cálculo. Además puesto que MATLAB es capaz de generar informes en texto plano, se añadirán etiquetas HTML a la presentación de resultados para permitir un visionado conjunto de los datos, las tablas y las graficas en cualquier navegador HTML. El script realiza de forma sucesiva las siguientes operaciones:

- 0.- Se realizan unos pasos previos al cálculo del modelo. Limpieza de variables, cálculo de los datos horarios, gestión de archivos que harán las funciones de buffer, etcétera.
- 1.- Muestra la grafica completa de la serie de datos.
- 2.- Muestra la grafica de la serie de datos a estudiar.
- 3.- Muestra las FAC y FACP de dicha serie.
- 4.- Realiza una diferenciación semanal (de orden 168) sobre dicha serie para eliminar la influencia de sábados y domingos.
- 5.- Muestra las FAC y FACP de la serie diferenciada.
- 6.- Después introduce dicha serie diferenciada en la función de MATLAB "arx.m" y obtiene el polinomio AR que mejor ajusta el modelo.
- 7.- Entonces realiza una estimación de los valores de la serie calculados mediante dicho polinomio para evaluar la bondad de la aproximación y presenta los resultados mediante las FAC y FACP de los errores.
- 8.- Muestra un histograma de los residuos (errores) para comprobar que siguen una distribución semejante a una normal.
- 9.- Se calculan los polos del polinomio para comprobar su estacionariedad.
- 10.- Se calculan los p-valores de los coeficientes del polinomio para comprobar su significatividad.
- 11.- Por último se muestran las graficas correspondientes a la serie de datos real y ajustada para poder compararlas.

coefgpot.m

Este script se emplea para obtener el coeficiente a aplicar para obtener el coeficiente de Garantía de Potencia, según el Real Decreto correspondiente, en base a parámetros que dependen del hito (hora del año) que estemos considerando

comparativa.m

Este script realiza una comparativa de las distintas modalidades de tarificación analizadas para cada uno de los meses del año, devolviendo un fichero ASCII con todos los datos, listo para ser analizados.

factura.m

Esta función carga en una matriz todos los datos correspondientes al mismo mes para facilitar su facturación MENSUAL. Será llamada posteriormente por "comparativa.m" para la obtención de los datos de todo el año

Esta función realiza el cálculo de la facturación de las tres modalidades descritas, esto es: a tarifa, mediante pacto con comercializador y acudiendo al mercado diario. Se encuentran implementadas en su código todas las componentes calculadas según la legislación vigente, incluyendo toda clase de parámetros (temporalidad, discriminación horaria, complementos varios, etc.)

farima.m

Esta función tiene básicamente dos atribuciones. La primera consiste en facilitar la introducción de datos en el script arima.m, permitiendo el empleo de fechas en un formato más cómodo que los hitos con los que realmente trabaja el programa. Además de ello, se encarga de determinar la validez o no del modelo calculado por el script arima.m mediante la comprobación de los p-valores correspondientes a cada coeficiente, reduciendo en uno el orden AR y repitiendo el cálculo en caso de que estos p-valores no sean adecuados.

fecha.m

Esta función devuelve todos los parámetros necesarios para identificar correctamente el hito introducido como dato. Dichos parámetros son el día del mes, el mes (tanto en número como en nombre), la hora del día, el día de la semana y el año.

Todos estos parámetros serán invocados por diversas funciones de gestión del calendario para facilitar a las personas la lectura de los datos. Dichas funciones son:

fehacif.m -> Devuelve la fecha en formato cifras (p.ej '03_05·11-04', es decir, 3 de Mayo a las 11 de la mañana (año 2004))

fechanom.m -> Devuelve la fecha en formato texto

fehadia.m -> Devuelve la fecha correspondiente a la primera hora del día que contiene al hito introducido

fpredice.m

Esta función hace algo parecido a lo que hace *farima.m* con el script *arima.m*, es decir facilitar su uso permitiendo hacerlo en forma de función dando como argumento únicamente el horizonte de predicción

hito.m

Este algoritmo pretende convertir una fecha y horas determinadas (expresadas en un cierto formato especial) en su "hito". Definimos el "hito" como el ordinal que corresponde a una determinada hora del año esto es: a la hora 1 del 1 de Enero le corresponde un hito=1, a las seis de la tarde del mismo día, el hito vale 18, y así sucesivamente. Es útil, pues supone una forma más intuitiva y cómoda de introducir valores en el modelo

Es muy importante que la fecha este expresada entre comillas simples y con las cifras correspondientes separadas (y expresadas con 0 delante si son menores que diez. El formato es 'ddXmmXhh', donde X puede sustituirse por cualquier carácter alfanumérico. Por ejemplo '12-08-02' sería la hora 02 del día 12 del mes 08, del año 2004 (por defecto)

En caso de querer introducir fechas correspondientes a 2003, será necesario introducir el año empleando el formato 'ddXmmXhhXaa' (aa es el año expresado en dos cifras, por ejemplo '12-08-02-03' sería la hora 02 del día 12 del mes 08, del año 2003

periodo.m

Este script identifica el hito con su periodo de facturación. La tarifa que emplearemos es de 6 periodos, por lo que será necesario conocer en cada instante a que periodo se puede imputar un consumo determinado para tarificarlo correctamente. Los periodos tarifarios son los establecidos en el Real Decreto correspondiente.

predice.m

Algoritmo de predicción:

x es la serie de datos observados, m es el orden estacional y $[c, a(1) \dots a(n)]$ son los coeficientes del polinomio obtenido, de modo que el modelo AR(n) con una componente estacional de orden "m" puede escribirse de la siguiente manera:

$x(t) = x(t-m) + c + a(1) * [x(t-1) - x(t-m-1)] + \dots + a(n) * [x(t-n) - x(t-m-n)]$, expresión que puede ponerse como un producto escalar de dos vectores.

$x(t) = \text{coeficientes_ar} * \text{datos}$, donde cada uno de estos vectores se define de esta manera:

- $\text{coeficientes_ar} = [c \ a1 \ a2 \ \dots \ an \ 0 \ \dots \ (m-n-1 \ \text{ceros}) \ \dots \ 0 \ 1 \ -a1 \ -a2 \ \dots \ -an]$ (vector fila de orden $m+n+1$)
- $\text{datos}' = [1 \ x(t-1) \ x(t-2) \ \dots \ x(t-n) \ \dots \ x(t-m) \ x(t-m-1) \ x(t-m-2) \ \dots \ x(t-m-n)]$ (vector columna de orden $m+n+1$) en el que los datos $x(t-1)$, $x(t-2)$... son los valores de la serie de datos anteriores a $x(t)$, que es el primer valor que desconocemos y que pretendemos predecir

El vector coeficientes se mantiene constante (mientras no realicemos un nuevo análisis) mientras que el vector de datos se irá actualizando desplazando hacia abajo todos los datos una

posición a partir del tercer lugar, y añadiendo en la posición segunda el resultado obtenido en la iteración anterior (valor predicho)

De esta manera se obtiene una serie de valores que conforman la predicción buscada. Esos valores se pueden tratar posteriormente haciéndose pasar por dos procesos.

Primero se comprueba que el día en el que se realiza la predicción no es víspera de festivo. En caso afirmativo, los datos predichos se procesan haciéndolos pasar por una función empírica que los reduce y los ajusta más a los datos de consumo de un día festivo. Dicha función empírica consiste simplemente es una transformación logarítmica de los datos, con un desplazamiento y cambio de escala.

Posteriormente se realiza un ajuste regresivo por mínimos cuadrados que pretende "filtrar" las variaciones de alta frecuencia mejorando sensiblemente la predicción y ajustándola mucho más al valor real. La experiencia ha demostrado que este procedimiento si bien reduce las variaciones de alta frecuencia suavizando la curva de predicción de consumo en momentos de consumo estable, también obvia variaciones bruscas reales de consumo, por lo que se ha optado por realizarlo únicamente cuando la desviación estándar de los datos supera un determinado límite de seguridad.

Por último se hace un cálculo del error cometido (paso que podemos realizar puesto que todas las predicciones que haremos serán simulaciones, ya que disponemos de los valores reales. En un caso real no podríamos calcular los errores hasta conocer los valores reales de consumo, obtenidos al día siguiente al de la predicción) mostrándose la representación gráfica de los resultados obtenidos.

proceso.m

Este script hace las funciones de "director de orquesta" gobernando y gestionando la información del resto de los mismos. Lo primero que hace es encargarse de comprobar que los datos introducidos no son erróneos, realizando una breve pero rigurosa comprobación de fechas.

Posteriormente se encarga de gestionar los directorios y archivos asociados a todo el proceso para enseguida comenzar con las siete iteraciones que tendrán como resultado las siete predicciones correspondientes a la del mercado diario, y cada una de las seis sesiones del intradiario. Hay una serie de parámetros comunes a todas las iteraciones, los cuales vienen también definidos en este script y que pueden modificarse a voluntad, influyendo en el resultado de todas las operaciones posteriores. Cada una de esas iteraciones consiste en un cálculo del modelo considerando los parámetros y la serie de datos definidos en función de en que sesión se está participando y sus resultados son incluidos en dos tablas destinadas a mostrar las conclusiones del estudio.

Existen determinados consumos para los que se realizan varias predicciones. Para intentar obtener el valor más correcto, se realizan promedios ponderados en función de la proximidad del comienzo del horizonte de predicción al punto estimado, de forma que se da más peso a las predicciones realizadas con modelos calculados con datos más próximos al valor cuya predicción deseamos, pero sin dejar de considerar las predicciones realizadas con modelos anteriores.

Por último, los resultados se almacenan en tablas y se muestran por pantalla y en el informe HTML. También se acompañan de graficas explicativas.

visper.m

Esta sencilla función únicamente sirve para confirmar si un día en concreto es víspera de festivo, lo que modifica un poco el método de predicción, añadiendo una función empírica que reduce los valores de consumo hasta los niveles mínimos de los festivos.

Dicha fórmula empírica se aplica al valor obtenido normalmente en la predicción y es la siguiente

$$x_pred(j)=abs(50+10*\log(x_pred(j)));$$

4.4.2. FICHEROS DE DATOS EMPLEADOS

Los documentos con extensión .dat encontrados en la carpeta de trabajo no realizan operaciones, sino que contienen la información con la que trabajan los scripts. De esta manera:

consumo.dat Contiene los consumos horarios en kW empleados a cada hora (obtenidos realizando la media de los consumos cuarto-horarios, en los que consistían los datos originales) desde el 1 de diciembre de 2003 a la 0 horas, hasta el 31 de diciembre de 2004 a las 24 horas.

reactiva.dat Ídem, pero en cuanto a los consumos de reactiva (que necesitaremos para obtener el factor de potencia).

kvar.dat Esta tabla contiene la operación $\sqrt{(\text{consumo}^2 + \text{reactiva}^2)}$, es decir el consumo de potencia absoluta en kVAr

potcon.dat Dicha tabla contiene los seis valores de potencia contratada, uno por periodo.

precios.dat Esta tabla contiene los precios para cada una de las sesiones del mercado, diario, intradiarios y balances, para cada hora desde el 1 de enero de 2004 a las 0 h, hasta el 31 de diciembre a las 24 h. Se completa con filas de ceros correspondientes a las horas de diciembre, ya que al no ser necesario realizar la facturación de dicho mes, no ha sido necesario recopilar la información de los precios correspondientes.

tarif6.dat Ésta tabla contiene los términos de potencia y de energía de los peajes de acceso aplicables según la normativa vigente en 2004.

tarifgat.dat Ésta tabla contiene los términos de potencia y energía aplicables según la tarifa general de alta tensión.

4.4.3. SCRIPTS AUXILIARES

Además de los descritos, han sido desarrollados otros scripts, cuya utilidad se ha centrado únicamente en la adecuación de los datos, la comprobación y corrección de errores en los mismos y la puesta a prueba de ciertos trozos de código complicados, cuya explicación no tiene interés en la explicación del proyecto, ya que no han sido utilizados más allá que para obtener los ficheros de datos o como pruebas. A pesar de todo, los incluiremos en el listado de archivos del proyecto, anteponiéndoles a su nombre el carácter “%”

4.4.4. FICHEROS DE RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES

Dentro de la carpeta “\predicciones” puede encontrarse toda la información obtenida mediante el empleo de los scripts y los ficheros de datos antes descritos. Pueden hallarse 366 archivos .res que contienen las predicciones para cada uno de los días del año 2004, dispuestas en columnas. Son tablas de 40 filas (correspondientes a los hitos desde las 8 de la mañana del día anterior al que está predicho, hasta las 24 h de dicho día) por 9 columnas (hito, predicción del mercado diario, 6 predicciones del intradiario y por último una columna con la ponderación ya descrita).

Además de esos archivos .res, encontraremos otros 366 archivos .jpg con la representación de las predicciones frente a los consumos reales, así como los errores obtenidos (cuyo nombre será *PROM_VS_MEDIDA_MM_DD.jpg*), y otros tantos en los que representaremos las siete predicciones, incluyendo además la promediada (cuyo nombre será *MATRIZ_PRED_MM_DD.jpg*)

Asimismo, se encuentran allí otras 366 subcarpetas, correspondientes a cada uno de los días del año 2004, en cuyo interior se encuentran los informes html generados por el programa, para cada predicción. Dichos informes tienen el formato siguiente: “*pred_XXX_MM_DD.html*” donde XXX indica la predicción realizada (mercado diario, 1ª sesión del intradiario, 2ª sesión del intradiario, etc), MM indica el mes y DD indica el día. A su vez, en dicha carpeta se encuentran todos los archivos .jpg en los que vienen representadas todas las gráficas utilizadas, y unos cuantos archivos .bin, empleados durante la ejecución del programa.

4.5. FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA

El tratamiento de los datos con MATLAB ha necesitado de un trabajo previo para adecuar los datos registrados al formato de una serie temporal. Para esto se han realizado una serie de scripts que han conseguido un tratamiento eficaz de las fechas, introduciendo el concepto de “hito”, básico para entender los scripts venideros. Para convertir las fechas en hitos y viceversa se han creado varios scripts (*hito.m*, *fecha.m*, *fechacif.m*, *fehadia.m* y *fechanom.m*), cuya descripción exhaustiva está presente en la cabecera del código del script correspondiente.

Denominamos “hito” al ordinal correspondiente a la hora del año que estemos considerando. La serie de datos con la que vamos a trabajar principalmente contiene todos los consumos eléctricos (kW) efectuados por el edificio del hospital de marina del campus de la UPCT, desde el 1 de diciembre de 2003 (a las 00:00) hasta el 31 de diciembre de 2004 (a las 24:00), por lo que se trabajado con series de 9528 datos (esto es $(31+366)*24$ datos).

El hito primero (1) se corresponde con el consumo realizado entre las 0 horas y la 1 de la madrugada del día 1 de diciembre de 2003. Al consumo (en kWh) efectuado entre la 1 y las 2 de la madrugada le corresponde el hito numero 2. El hito 25 sería el correspondiente al consumo efectuado entre las 0 horas y la 1 del día 2 de diciembre, etc. De esta manera todos los datos implicados en el proyecto (consumos de potencia activa, reactiva, precios, factores de los complementos de la tarifa, etc, etc) tienen asociado un “hito” que permite relacionarlos de una manera más cómoda para los métodos computacionales.

Una vez obtenidos todos los datos y dispuestos de manera adecuada en archivos .dat se ha procedido a realizar los scripts de predicción. El primero que se desarrolló fue el script “*arima.m*” cuya función era únicamente obtener el modelo de predicción adecuado a la serie temporal que se le introdujese como dato. Los datos con los que trabajará el modelo arima para calcular el modelo correspondiente a una predicción en concreto serán los consumos reales hasta el consumo anterior al primer valor que se pretende predecir comenzando por el dato situado 720 horas antes (es decir,

30 días). De modo que emplearemos todos los consumos correspondientes al mes anterior al primer dato que pretendemos predecir, para calcular el modelo que lo prediga adecuadamente.

El modelo ARIMA que se obtiene tiene un orden $I=168$ (una estacionariedad de 168 datos) es decir semanal, con lo que estamos suponiendo de antemano que los lunes son similares a los lunes, los martes a los martes y así sucesivamente. Además, realizando esa diferenciación, nos deshacemos de la influencia desestabilizante de sábados y domingos, que introducen perturbaciones en el modelo.

El modelo a calcular, será un modelo AR, sin parte de media móvil, y comenzaremos evaluando un AR 4. Si el AR 4 obtenido, no cumple las condiciones de estacionariedad y significatividad (es decir, todos sus polos son mayores en módulo a 1 y los p-valores menores a 0.05), reducimos en uno el orden AR y recalculamos. Y así sucesivamente hasta llegar a orden 1 (orden en el que siempre se cumplen las condiciones). En cualquier caso, una descripción exhaustiva del funcionamiento de dicho script puede encontrarse en la cabecera del código del mismo.

Una vez que el script “arima.m” devuelve el polinomio con el que obtener los datos siguientes de predicción, el script “predice.m” se encarga de realizar la predicción y de calcular los errores cometidos. El cálculo de los errores es algo que obviamente no podría hacerse si no dispusiésemos de los consumos reales, pero que, al tenerlos en realidad, nos facilitan la evaluación continua del modelo.

Tanto los scripts “arima.m” como “predice.m” han sido “sumergidos” bajo dos funciones de matlab “farima.m” y “fpredice.m” que los gobiernan y que gestionan los datos de entrada y de salida de los scripts, para posibilitar la automatización del proceso de adquisición y tratamiento de los datos que componen la serie a analizar y de la realización y presentación de las predicciones obtenidas como resultado.

Una de las atribuciones de la función “fpredice.m” ha sido el tratar las distintas predicciones obtenidas para el mismo día. Para un mismo día se realizan gran cantidad de operaciones destinadas a calcular todas las predicciones del mismo. En concreto, para un solo día se realizan 7 predicciones, una correspondiente al mercado diario y otras 6 correspondientes a cada sesión del intradiario. La primera se realiza con un horizonte de predicción de 40 horas (porque el último dato con el que se cuenta es el correspondiente a las 8 de la mañana del día anterior al día que pretendemos predecir). Las siguientes, tienen horizontes menores (y disponen por tanto de series de datos más actualizadas) por lo que es lógico suponer que una predicción posterior será un tanto más precisa que una anterior. Por lo tanto, los consumos predichos definitivos para cada hora se obtienen realizando un promedio ponderado de todas las predicciones de que se disponga para dicha hora. Es decir, si para una hora determinada se dispone por ejemplo de cuatro predicciones (la del mercado diario y las de tres sesiones del intradiario) el consumo predicho que emplearemos es la media ponderada de los consumos predichos con anterioridad, dando más importancia a la predicción realizada más tarde, de la siguiente manera:

Si denominamos P_{1j}, P_{2j}, P_{3j} y P_{4j} a las predicciones para una hora (j) determinada, obtenidas cronológicamente (es decir, P_1 se obtuvo antes que P_2 , y así sucesivamente) la predicción final P_{Fj} se obtendrá mediante la siguiente fórmula:

$$P_{Fj} = 1 \cdot P_{1j} + 2 \cdot P_{2j} + 3 \cdot P_{3j} + 4 \cdot P_{4j} / (1+2+3+4)$$

De esta manera aumentamos la importancia de las predicciones realizadas más tarde, pero sin olvidar la influencia de las realizadas previamente.

Los resultados con todas las predicciones, promediado incluido se almacenan en archivos .res, dentro del directorio “predicciones”, con la fecha del día predicho como título (en formato *predic_mm_dd.res*, donde mm y dd son el día y mes predicho). Esos archivos .res se emplearán más adelante para obtener los costes de la energía cuando acudimos al mercado diario.

Una parte importante del proyecto queda cerrada cuando conseguimos disponer de las predicciones para cada sesión del mercado diario e intradiario para cada día del año 2004. En total se han realizado $366 \cdot 7 = 2562$ predicciones, para cada una de las cuales, se ha desarrollado un modelo ARIMA distinto.

En muchos de los scripts antes mencionados se han incluido órdenes que permitan la generación, para cada una de las predicciones realizadas, de informes HTML accesibles desde cualquier navegador de Internet. Dichos informes incluyen todas las gráficas y todos los cálculos necesarios para la realización del modelo y su posterior empleo en la predicción, y están disponibles para su consulta digital en los ficheros anexos al presente proyecto, contenidos en carpetas cuyo título es la fecha correspondiente al día que queramos visualizar en el formato “/mm_dd”. Al tratarse de aproximadamente cien páginas por cada día predicho, no se ha estimado oportuno el imprimir toda esa información, aunque sí se ha incluido la documentación generada para una predicción de una sesión del mercado de un día ejemplo en la sección 5 del presente documento.

En resumen, el procedimiento presentado para el cálculo del modelo de predicción de un día puede resumirse de la siguiente manera:

Paso 1: Recopilación de datos

Nos situamos en el hito correspondiente a la hora en la que emitiremos la predicción. Dicha hora depende de la sesión del mercado para la que queremos participar. El procedimiento sitúa el último valor de consumo utilizado en la hora anterior a la hora de cierre de la sesión del mercado correspondiente. Por ejemplo, para emitir la predicción con la que participaremos en el mercado diario para un día en concreto, el último valor real empleado es el correspondiente a las 8h de la mañana del día anterior (puesto que esa es la hora de apertura de la sesión del mercado diario).

Dichos datos quedan recogidos en una serie, que será la que utilicemos para realizar el modelo de predicción para los consumos siguientes hasta completar el día, es decir, para todos los consumos restantes del día más los del día siguiente, cuyos resultados serán los que realmente utilicemos para incurrir en el mercado diario de electricidad. Es decir, de los 40 datos predichos en la predicción para el mercado diario, solamente utilizaremos los 24 últimos.

Paso 2: Obtención del modelo de predicción

Una vez definida una serie de datos de trabajo, realizaremos una diferenciación semanal (de orden 168) de la misma obteniendo una nueva serie diferenciada. La diferenciación semanal se realiza para eliminar la influencia de sábados y domingos y bajo la suposición de que los mismos días de la semana, en semanas diferentes, tienen comportamientos similares.

Tras esa diferenciación intentaremos encontrar el modelo autorregresivo que mejor se ajusta a dicha serie diferenciada. La experiencia demuestra que el modelo adecuado tendrá únicamente componente AR, por lo que obviamos de antemano la posibilidad de que existan términos de media móvil.

El proceso comienza evaluando un modelo AR 4, y realizando los gráficos FAC y FACP, el cálculo de los coeficientes AR, los residuos, etc. En caso de que los parámetros de control (p-valores de los coeficientes, raíces del polinomio característico) no cumplan con

las condiciones de aceptación se repite este paso, reduciendo en 1 el orden autorregresivo, hasta dar con el modelo más adecuado. Una vez obtenido dicho modelo, se deshace la diferenciación desarrollando el modelo a aplicar a la serie de consumos y se realizan las predicciones correspondientes al modelo.

Pase 3: Realización de la predicción

Una vez hallado el modelo que mejor se ajusta a la serie, procedemos a su utilización. El empleo del modelo consiste en la particularización del polinomio obtenido con los valores de la serie de datos diferenciada consumo eléctrico, lo que resulta en la obtención de un valor de consumo predicho. Desplazándonos sobre la serie de datos, generaremos tantas predicciones como sean necesarias. El valor definitivo de la predicción que aceptaremos como válido será un promedio ponderado de todas las predicciones disponibles para una hora en concreto, asignando más importancia a las predicciones realizadas más recientemente, como se explicó en el apartado 4.5.1

Pase 4: Cálculo de costes

Una vez que disponemos de las predicciones correspondientes a todos los días del año 2004, podemos simular las peticiones de oferta que habríamos realizado al operador del mercado, para evaluar el coste que esto nos hubiese supuesto.

El script facturas.m se encarga de realizar ese cálculo. Dicho script sólo necesita como dato de entrada el número de mes que queremos calcular, y él solo recoge los datos de predicciones, consumos reales, precios, correspondientes a dicho mes y los utiliza adecuadamente.

5. OBTENCIÓN DE LAS PREDICCIONES

5.1. PREDICCIONES PARA UN DÍA EN CONCRETO

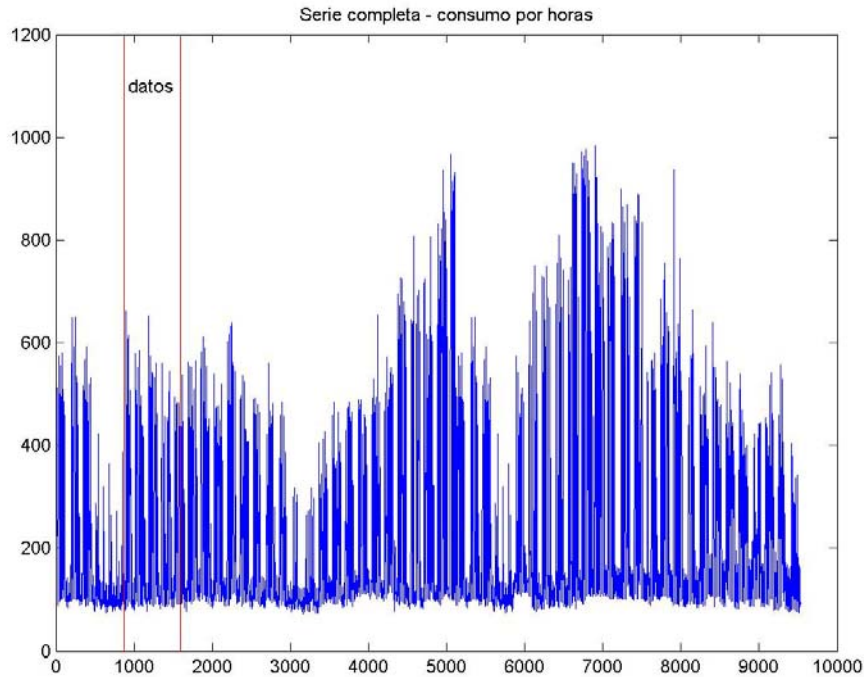
Todos los informes .html generados mediante los scripts presentados se entregan en formato digital junto con la redacción y los scripts del proyecto, en la carpeta \predicciones. Como ejemplo de la información generada por el programa, explicaremos uno de dichos informes. El día escogido es el 5 de Febrero de 2004 para el cual realizaremos la obtención y predicción del mercado diario.

Si calculamos el proyecto (ejecutamos “proceso.m” dando como datos de entrada 2,5 (5 de Febrero) “proceso(2,5)”, el informe .html generado para el modelo diario devuelve lo siguiente:

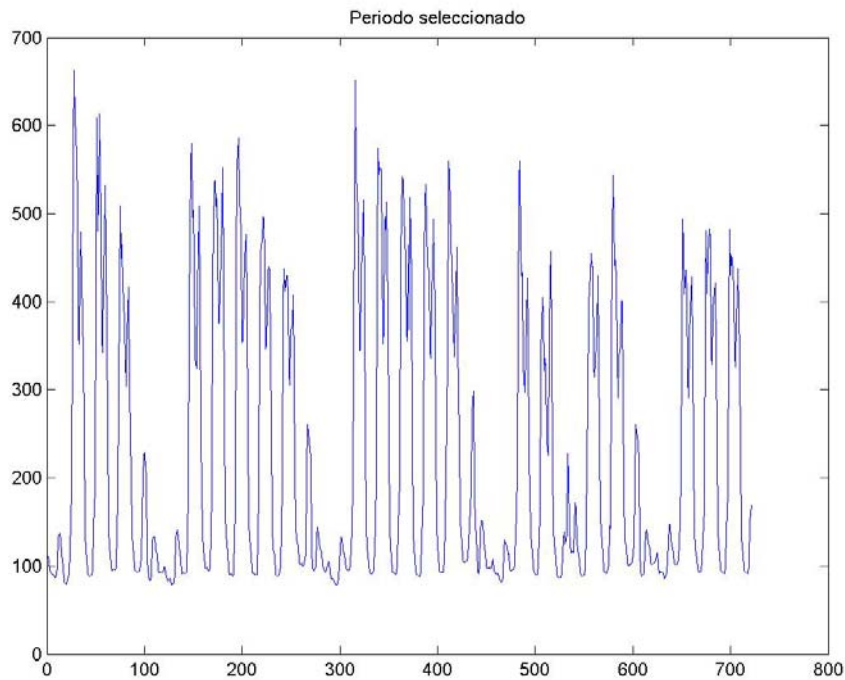
OBTENCION DEL MODELO PARA EL MERCADO DIARIO

La serie de datos que emplearemos para estimar el modelo abarca:
 Desde b1=872 (Martes_6_de_Enero_de_2004-hora_8)
 Hasta b2=1592 (Jueves_5_de_Febrero_de_2004-hora_8)
 Orden estacional m=168
 Orden autorregresivo n=4

Aquí indicamos los parámetros con los que calcularemos el modelo de predicción para el período considerado

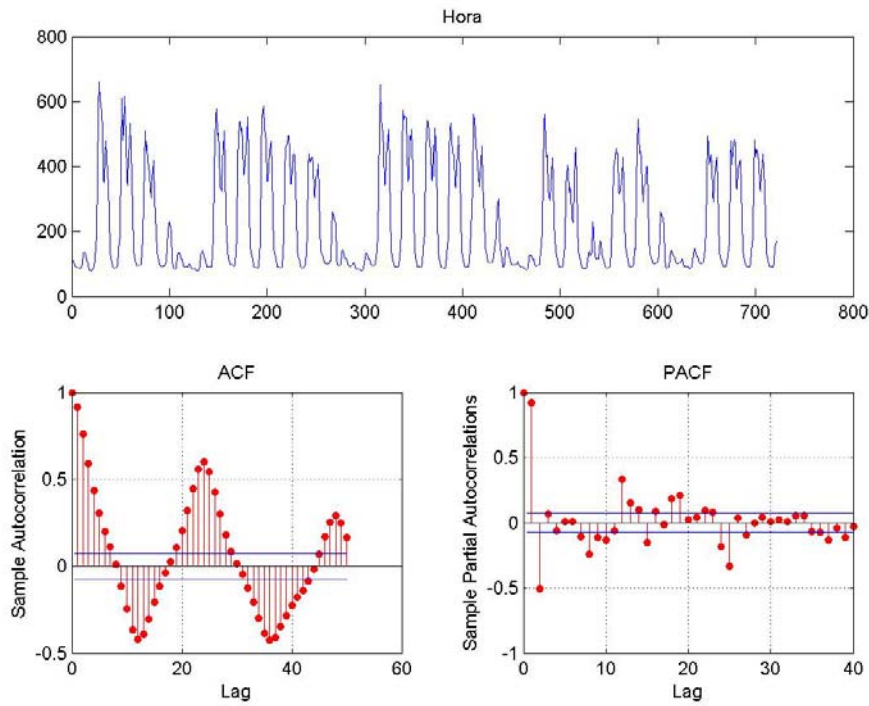


Serie completa (TOT_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

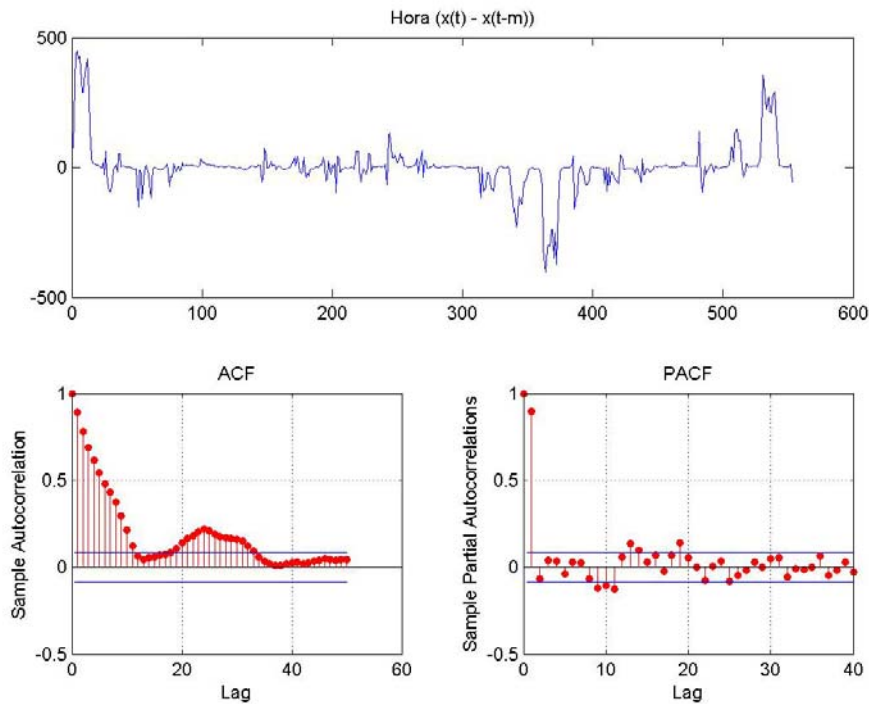


Periodo seleccionado (DAT_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

Para la obtención de los parámetros del modelo, comenzaremos siempre mostrando la serie completa delimitando el trozo que usaremos como datos, y después mostrando un detalle de dicho trozo.



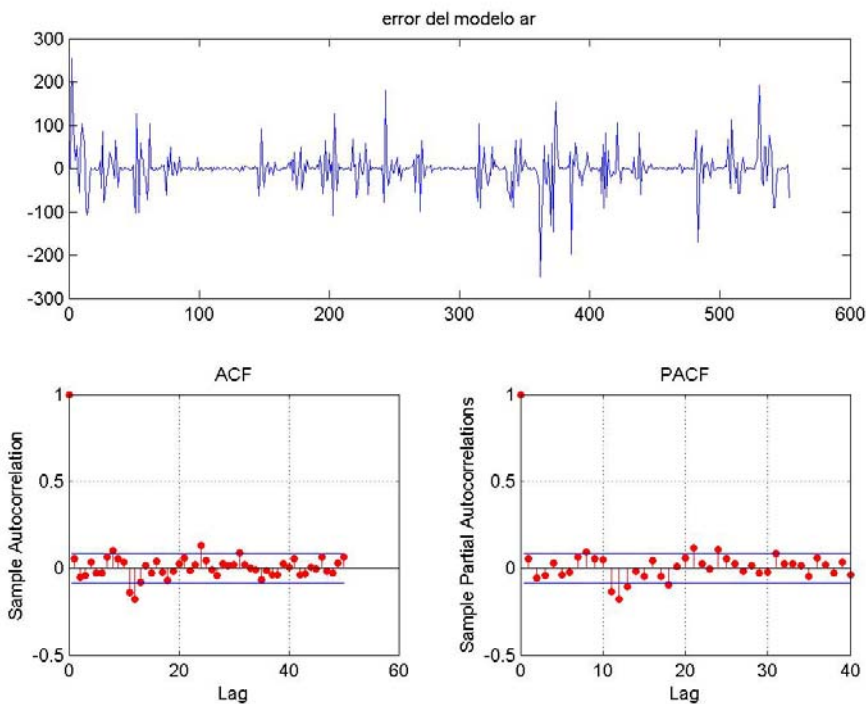
FAC y FACP de la serie (ACFyPACF_x_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)



FAC y FACP de la serie diferenciada con m=168 (ACFyPACF_y_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

Discrete-time IDPOLY model: $A(q)y(t) = e(t)$ $A(q) = 1 - 0.8954 (+/-0.04281) q^{-1} + 0.07328 (+/-0.05744) q^{-2} - 0.02389 (+/-0.05713) q^{-3} - 0.03349 (+/-0.04071) q^{-4}$ Estimated using ARX from data set serie2 Loss function 1475.15 and FPE 1496.65 Sampling interval: 1 Created: 08-Sep-2008 23:38:16 Last modified: 08-Sep-2008 23:38:17

El siguiente paso consiste en mostrar la serie de datos original y su correspondiente diferenciada semanal (orden 168) y bajo ellas las gráficas de autocorrelación (FAC) y autocorrelación parcial (FACP). Puede observarse claramente una mejora en tanto en cuanto las autocorrelaciones disminuyen y quedan mejor acotadas en los límites de confianza (representados por las líneas paralelas al eje X de la FACP). Las tres líneas de texto posteriores son la salida del módulo de MATLAB que realiza el cálculo de las gráficas FAC y FACP.



FAC y FACP del error (ACFyPACF_err_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

a) COEFICIENTES AUTOREGRESIVOS (AR)

1.00 -0.90 0.07 -0.02 -0.03

b) TABLA RESUMEN DE LA ESTIMACION

Coef.	estimac.	error std	T	p-valor
AR(1)	-0.90	0.04	-20.92	0.00
AR(2)	0.07	0.06	1.28	0.20
AR(3)	-0.02	0.06	-0.42	0.68
AR(4)	-0.03	0.04	-0.82	0.41

NOTA: Los p-valores deben ser menores que 0,05 para que los coeficientes sean significativos.

c) ESTACIONARIEDAD DEL PROCESO

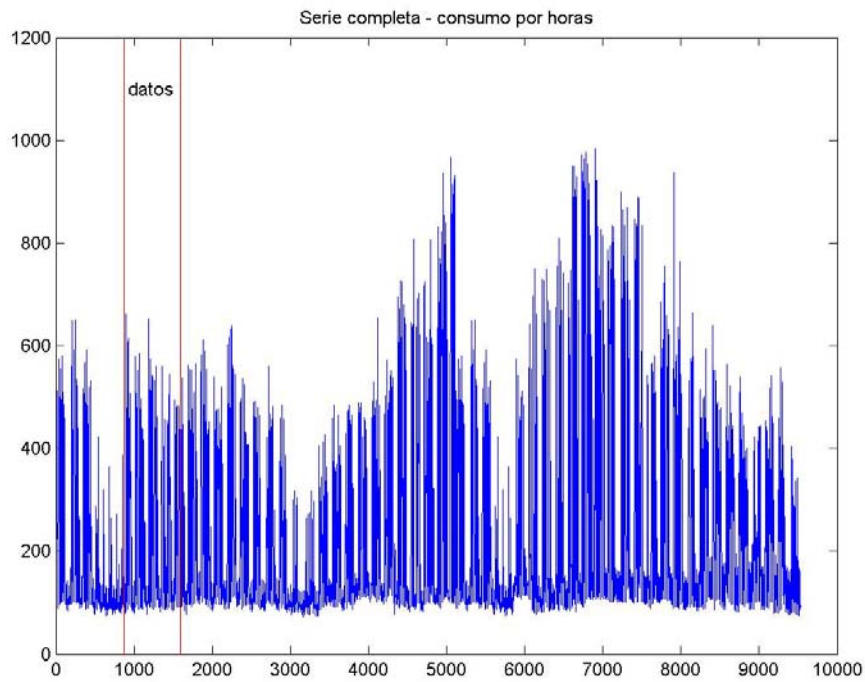
Para que sea estacionario todas las raíces del polinomio característico deben ser en modulo mayores que la unidad. Para este caso, el menor modulo de las raíces del polinomio característico es 1.122756

El modelo no cumple la condición del p-valor. Reduciremos en uno el orden AR y recalcularemos.

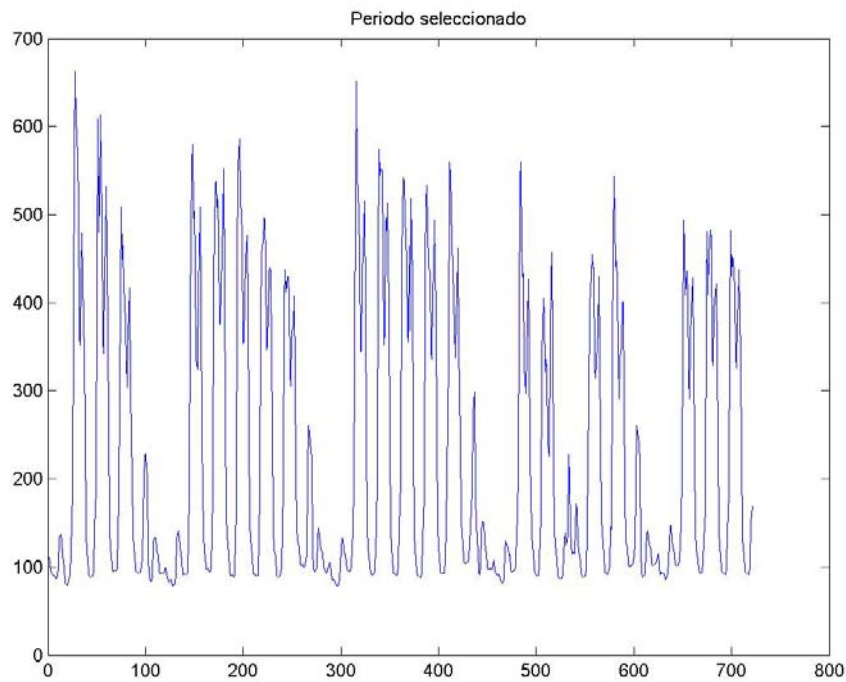
Una vez ensayado el modelo obtenido de orden 4 se evalúan los errores obtenidos (también mediante FAC y FACP) y además se realizan otros test como el de significatividad del p-valor y de estacionariedad del proceso. Si el modelo falla alguno de esos tests, se recalcula reduciendo en 1 el orden AR, volviéndose a efectuar todos estos pasos.

La serie de datos que emplearemos para estimar el modelo abarca:
 Desde b1=872 (Martes_6_de_Enero_de_2004-hora_8)
 Hasta b2=1592 (Jueves_5_de_Febrero_de_2004-hora_8)
 Orden estacional m=168
 Orden autorregresivo n=3

Como podemos observar, todos los parámetros permanecen iguales, salvo el orden autorregresivo

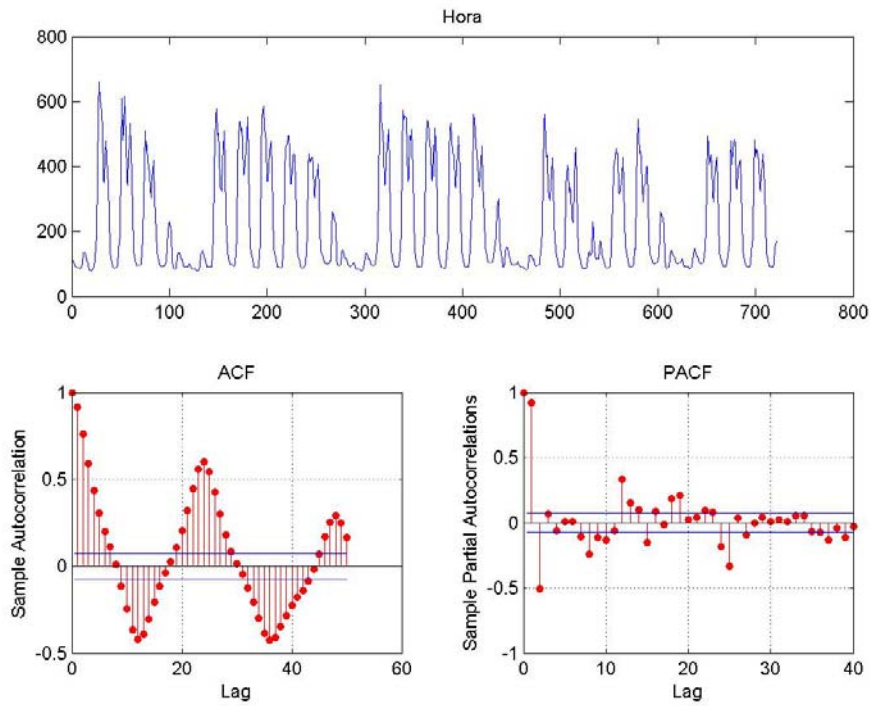


Serie completa (TOT_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

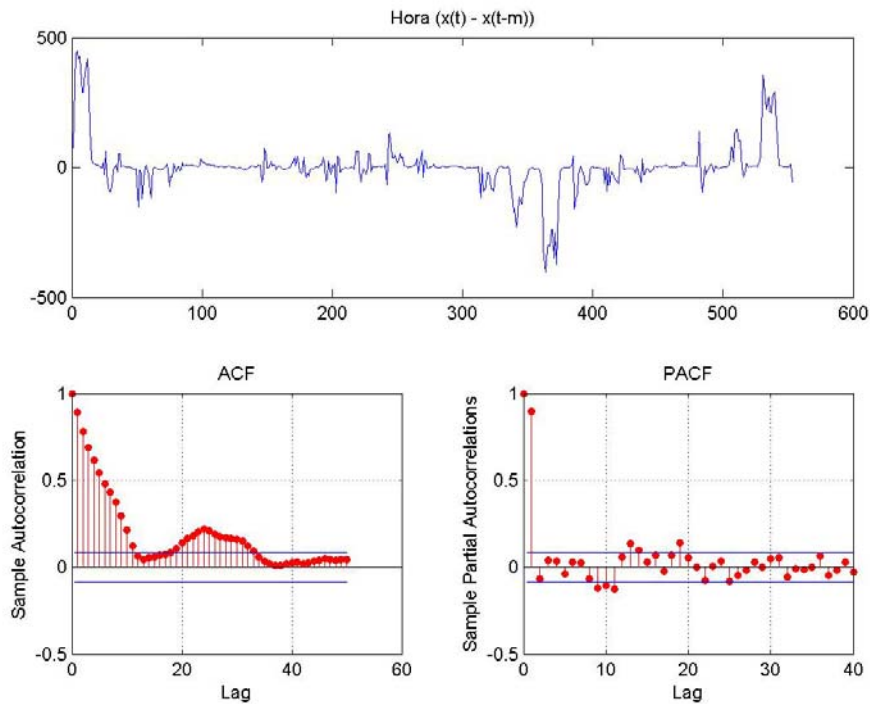


Periodo seleccionado (DAT_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

Ahora repetiremos todos los pasos efectuados antes.

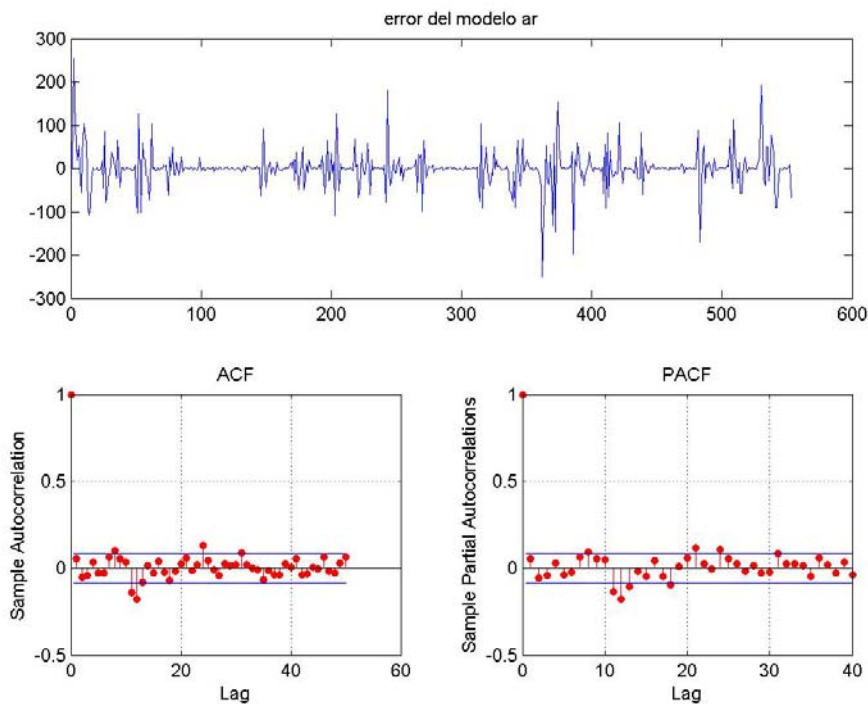


FAC y FACP de la serie (ACFyPACF_x_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)



FAC y FACP de la serie diferenciada con m=168 (ACFyPACF_y_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

Discrete-time IDPOLY model: $A(q)y(t) = e(t)$ $A(q) = 1 - 0.9088 (+0.04229) q^{-1} + 0.06843 (+0.05714) q^{-2} - 0.04025 (+0.04074) q^{-3}$ Estimated using ARX from data set serie2 Loss function 1485.2 and FPE 1501.4 Sampling interval: 1 Created: 08-Sep-2008 23:38:20 Last modified: 08-Sep-2008 23:38:20



FAC y FACP del error (ACFyPACF_err_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

a) COEFICIENTES AUTOREGRESIVOS (AR)

1.00 -0.91 0.07 -0.04

b) TABLA RESUMEN DE LA ESTIMACION

Coef.	estimac.	error std	T	p-valor
AR(1)	-0.91	0.04	-21.49	0.00
AR(2)	0.07	0.06	1.20	0.23
AR(3)	-0.04	0.04	-0.99	0.32

NOTA: Los p-valores deben ser menores que 0,05 para que los coeficientes sean significativos.

c) ESTACIONARIEDAD DEL PROCESO

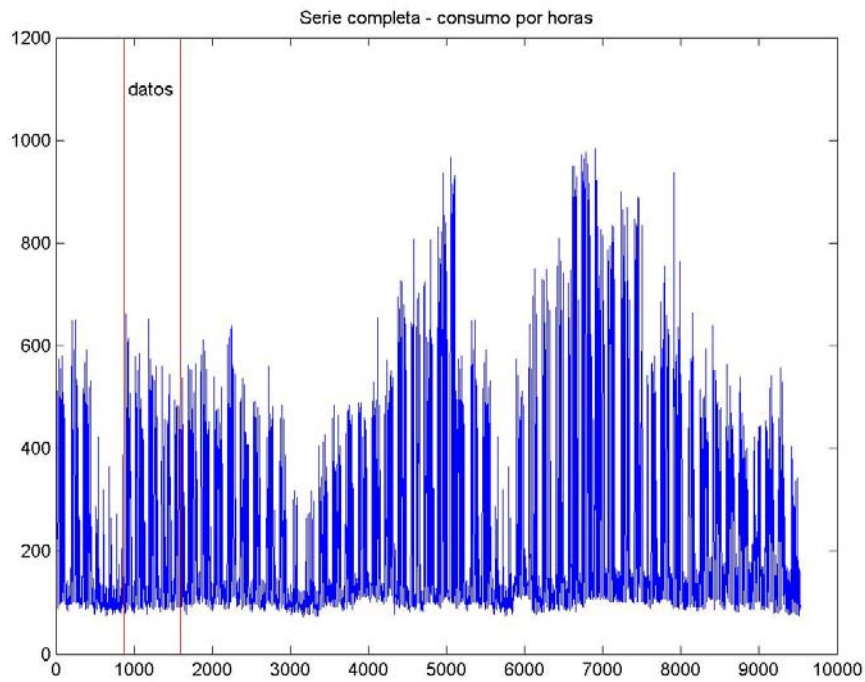
Para que sea estacionario todas las raíces del polinomio característico deben ser en modulo mayores que la unidad. Para este caso, el menor modulo de las raíces del polinomio característico es 1.132627

El modelo no cumple la condición del p-valor. Reduciremos en uno el orden AR y recalcularemos.

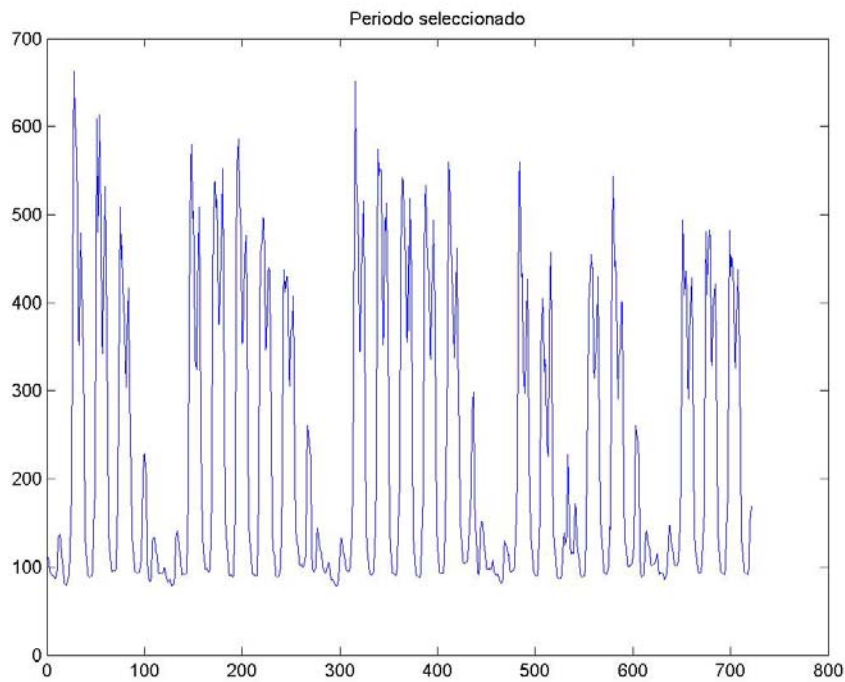
Seguimos sin tener un modelo que pase todos los tests. Reduciremos en uno el orden autorregresivo y repetiremos todos los pasos efectuados antes.

La serie de datos que emplearemos para estimar el modelo abarca:
Desde b1=872 (Martes_6_de_Enero_de_2004-hora_8)
Hasta b2=1592 (Jueves_5_de_Febrero_de_2004-hora_8)
Orden estacional m=168
Orden autorregresivo n=2

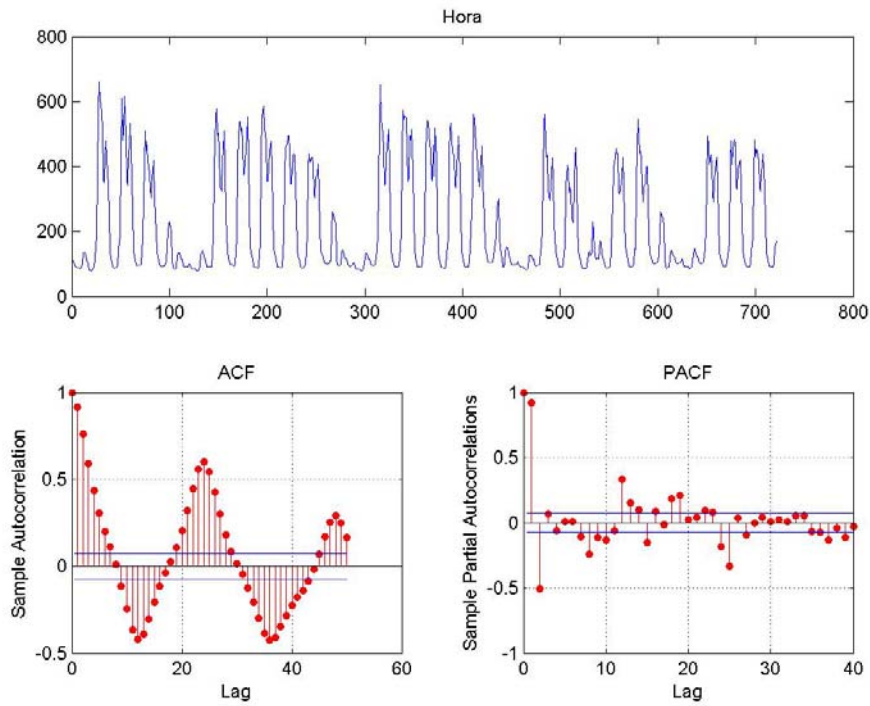
Como podemos observar, todos los parámetros permanecen iguales, salvo el orden autorregresivo



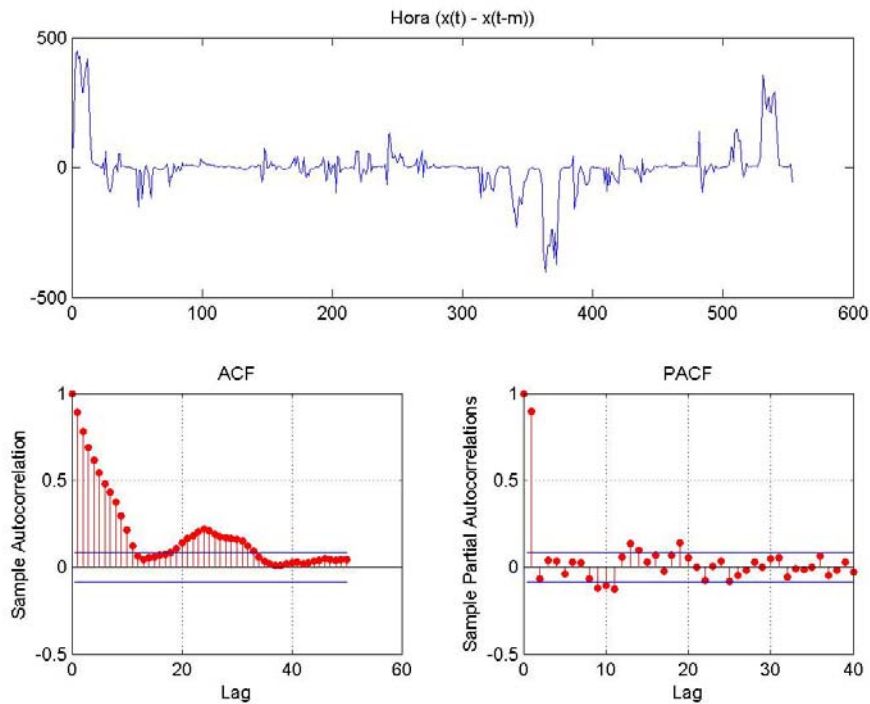
Serie completa (TOT_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)



Periodo seleccionado (DAT_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

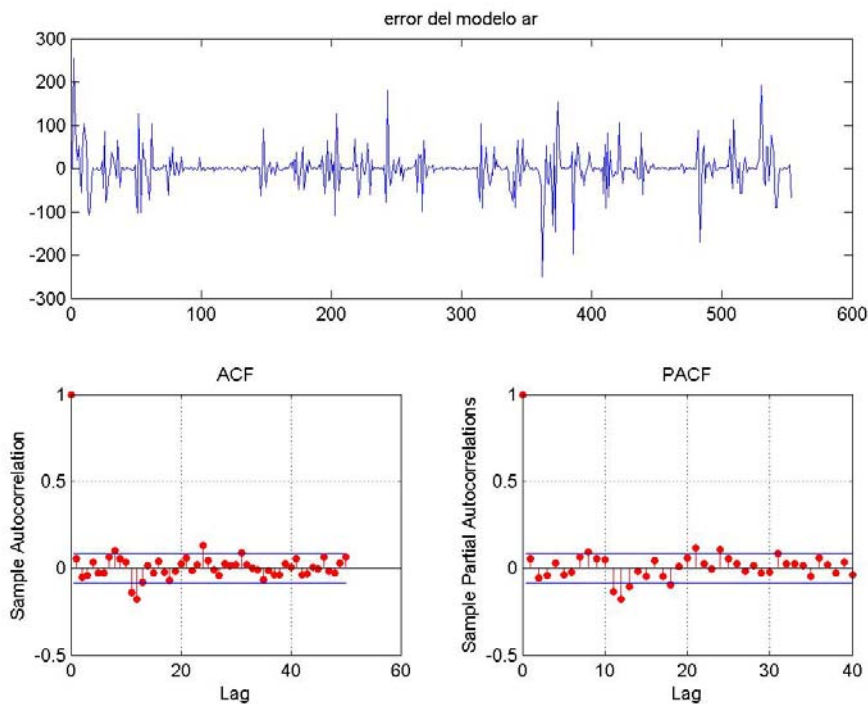


FAC y FACP de la serie (ACFyPACF_x_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)



FAC y FACP de la serie diferenciada con m=168 (ACFyPACF_y_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

Discrete-time IDPOLY model: $A(q)y(t) = e(t)$ $A(q) = 1 - 0.9483 (+0.04115) q^{-1} + 0.06523 (+0.04113) q^{-2}$ Estimated using ARX from data set serie2 Loss function 1526.32 and FPE 1537.41 Sampling interval: 1 Created: 08-Sep-2008 23:38:23 Last modified: 08-Sep-2008 23:38:23



FAC y FACP del error (ACFyPACF_err_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

a) COEFICIENTES AUTOREGRESIVOS (AR)

1.00 -0.95 0.07

b) TABLA RESUMEN DE LA ESTIMACION

Coef.	estimac.	error std	T	p-valor
AR(1)	-0.95	0.04	-23.04	0.00
AR(2)	0.07	0.04	1.59	0.11

NOTA: Los p-valores deben ser menores que 0,05 para que los coeficientes sean significativos.

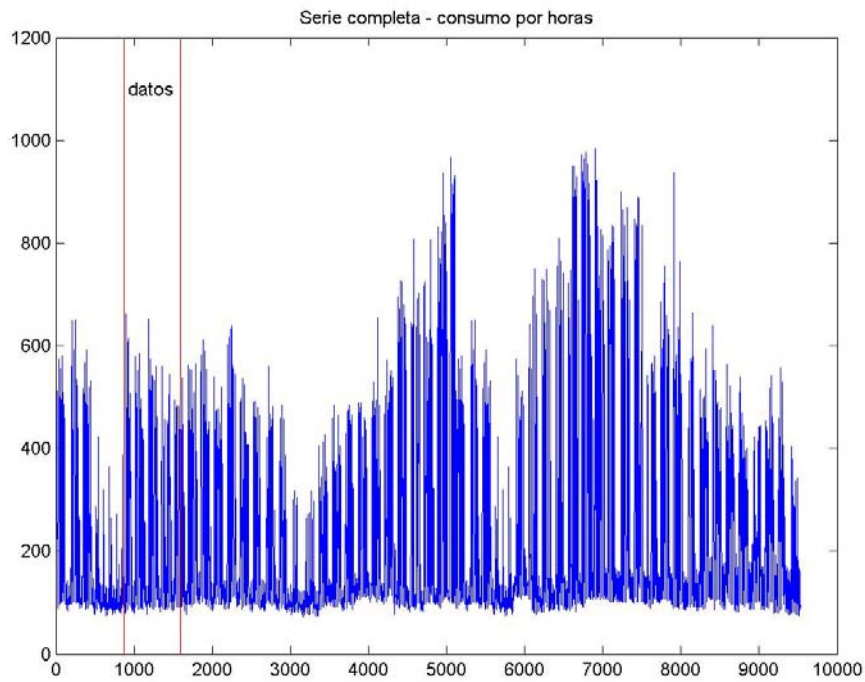
c) ESTACIONARIEDAD DEL PROCESO

Para que sea estacionario todas las raíces del polinomio característico deben ser en modulo mayores que la unidad. Para este caso, el menor modulo de las raíces del polinomio característico es 1.144689
El modelo no cumple la condición del p-valor. Reduiremos en uno el orden AR y recalcularemos.

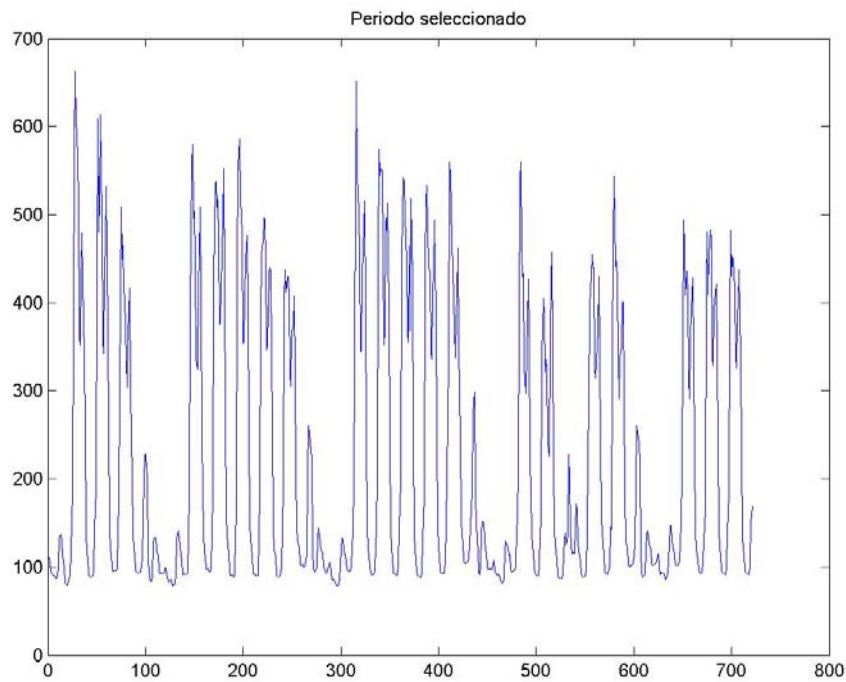
Seguimos sin tener un modelo que pase todos los tests. Reduiremos en uno el orden autorregresivo y repetiremos todos los pasos efectuados antes.

La serie de datos que emplearemos para estimar el modelo abarca:
 Desde $b1=872$ (Martes_6_de_Enero_de_2004-hora_8)
 Hasta $b2=1592$ (Jueves_5_de_Febrero_de_2004-hora_8)
 Orden estacional $m=168$
 Orden autorregresivo $n=1$

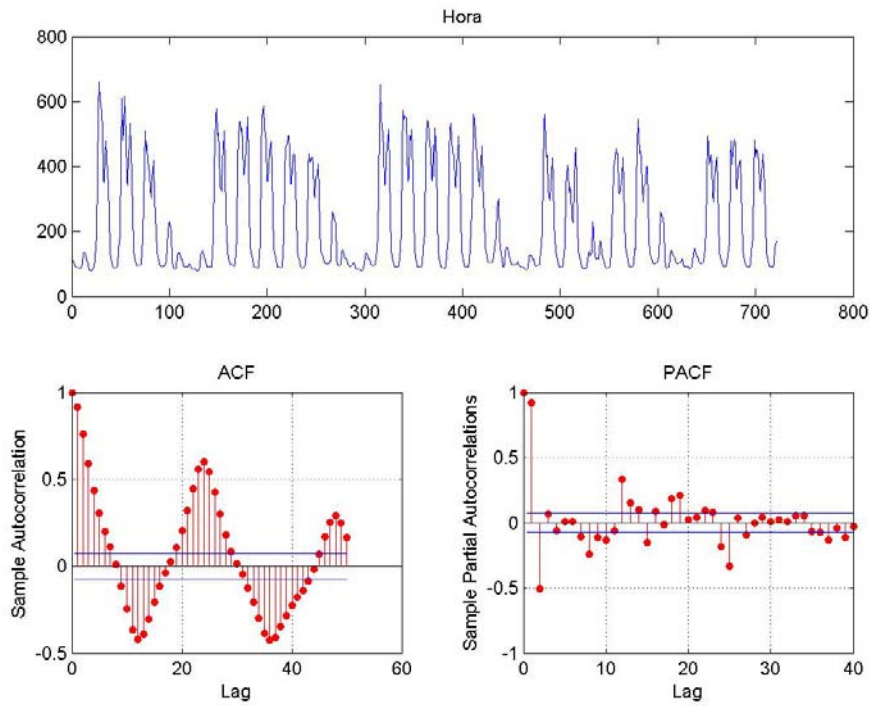
Como podemos observar, todos los parámetros permanecen iguales, salvo el orden autorregresivo



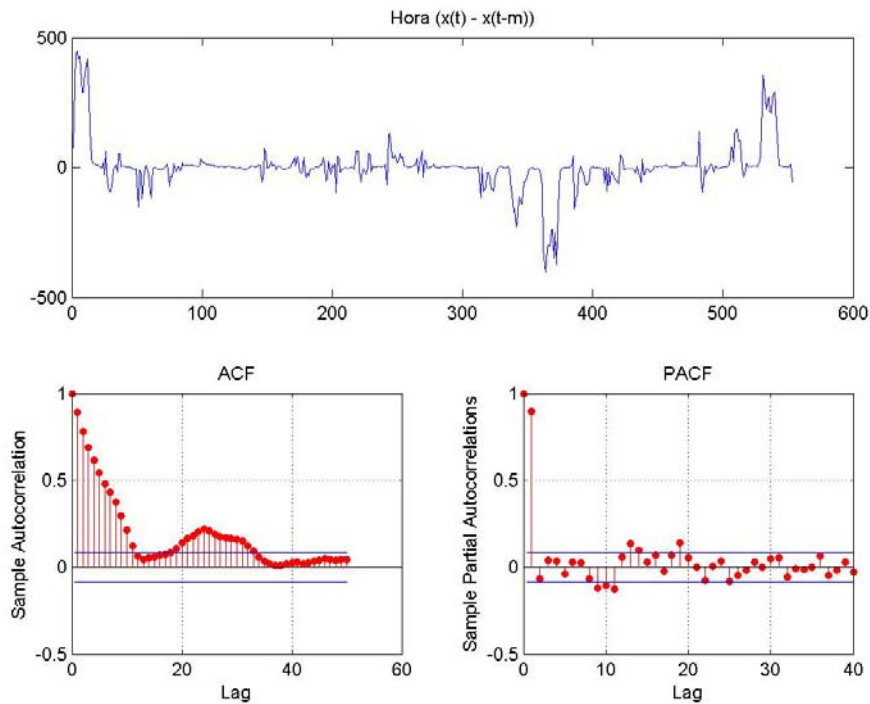
Serie completa (TOT_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)



Periodo seleccionado (DAT_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

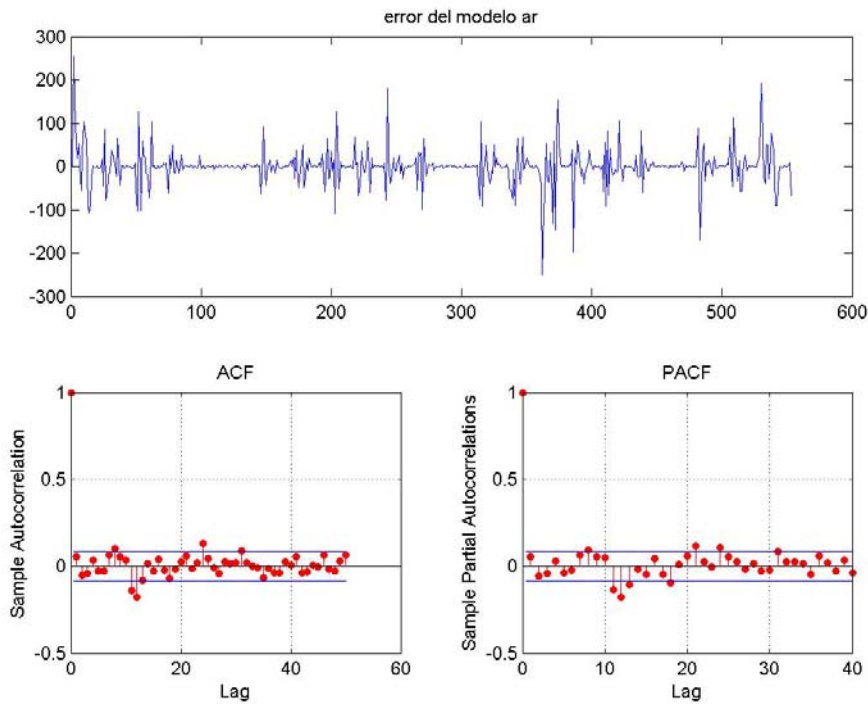


FAC y FACP de la serie (ACFyPACF_x_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)



FAC y FACP de la serie diferenciada con m=168 (ACFyPACF_y_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

Discrete-time IDPOLY model: $A(q)y(t) = e(t)$ $A(q) = 1 - 0.894 (+0.01906) q^{-1}$ Estimated using ARX from data set serie2 Loss function 1650.08 and FPE 1656.06 Sampling interval: 1 Created: 08-Sep-2008 23:38:26 Last modified: 08-Sep-2008 23:38:26



FAC y FACP del error (ACFyPACF_err_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

a) COEFICIENTES AUTOREGRESIVOS (AR)

1.00 -0.89

b) TABLA RESUMEN DE LA ESTIMACION

Coef.	estimac.	error_std	T	p-valor
AR(1)	-0.89	0.02	-46.91	0.00

NOTA: Los p-valores deben ser menores que 0,05 para que los coeficientes sean significativos.

c) ESTACIONARIEDAD DEL PROCESO

Para que sea estacionario todas las raíces del polinomio característico deben ser en modulo mayores que la unidad. Para este caso, el menor modulo de las raíces del polinomio característico es 1.118507

¡Modelo para periodo desde Martes_6_de_Enero_de_2004-hora_8 hasta Jueves_5_de_Febrero_de_2004-hora_8, con m=168 y n=1 encontrado!. Ahora procederemos a ensayarlo para obtener predicciones

Este último modelo (orden 1) sí cumple todos los test, por lo tanto los coeficientes autorregresivos obtenidos en el apartado a) son los que asignaremos al polinomio interpolador, con el cual realizaremos las predicciones en el siguiente paso.

Una vez definido el modelo que describe el comportamiento de la serie de datos, procederemos a su explotación, particularizando el modelo con los valores de la serie que sean requeridos en función del instante que intentemos predecir.

De esta manera, dado que el modelo es: $y_t - 0.89 \cdot y_{t-1} = \epsilon_t$, siendo $y_t = x_t - x_{t-168}$, entonces,

$$x_t - x_{t-168} = 0.89 \cdot (x_{t-1} - x_{t-169}); \quad x_t = x_{t-168} + 0.89 \cdot (x_{t-1} - x_{t-169})$$

$$x_t = 0.89 \cdot x_{t-1} + x_{t-168} - 0.89 \cdot x_{t-169}$$

La serie de datos con la que trabajamos, era, como ya dijimos [x_{872}, \dots, x_{1592}], es decir los valores de consumo desde el hito b1=872 (Martes 6 de Enero de 2004-hora 8) hasta el hito b2=1592 (Jueves 5 de Febrero de 2004-hora 8)

Por tanto la predicción que haremos consistirá en los 40 valores siguientes (desde x_{1593} hasta x_{1632})

Para calcular cada uno de los datos, particularizaremos el modelo, de modo que:

$$x_{1593} = 0.89 \cdot x_{1592} + x_{1425} - 0.89 \cdot x_{1424}$$

$$x_{1594} = 0.89 \cdot x_{1593} + x_{1426} - 0.89 \cdot x_{1425}$$

Todas las predicciones a partir de ésta, utilizan datos NO REALES, concretamente todos los consumos a partir del x_{1593} , que es el primero de los consumo predichos, ya que la serie de datos reales (es decir, medidos) termina en x_{1592}

Del mismo modo se calculan todos los demás consumos del día siguiente

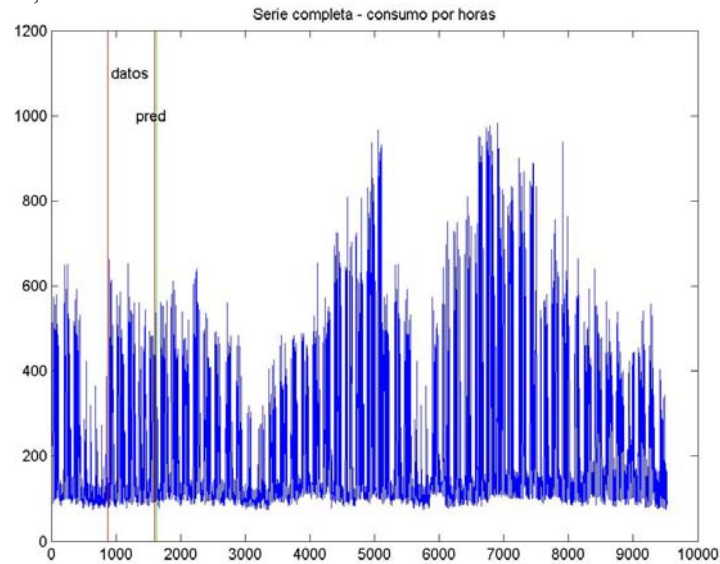
$$x_{1595} = 0.89 \cdot x_{1594} + x_{1427} - 0.89 \cdot x_{1425}$$

...

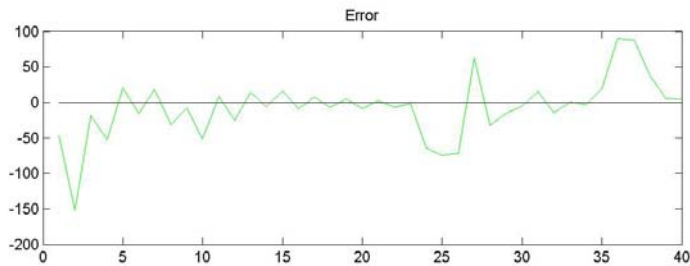
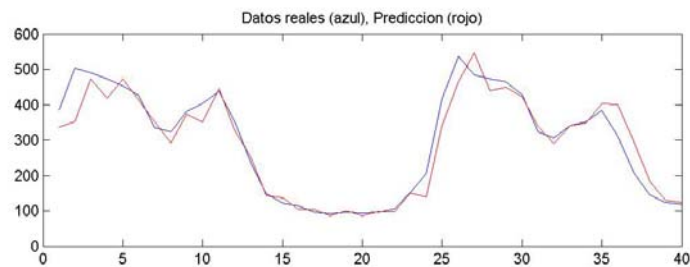
$$x_{1632} = 0.89 \cdot x_{1631} + x_{1464} - 0.89 \cdot x_{1463}$$

Implementando este proceso iterativo en el script “*predice.m*”, obtenemos lo siguiente:

PREDICCIÓN A 40 HORAS, MERCADO DIARIO



Serie completa y periodo de predicción (DATPRED_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)



Predicciones y error (RESPRED_06_01-08-04_05_02-08-04.jpg)

El error medio para un horizonte de predicción a 40 horas es 28.4. La desviación estándar de la predicción suavizada a 40 horas es 139.4

La primera de las gráficas representa la serie completa de consumos, delimitada en rojo por el trozo con el que hemos calculado los parámetros del modelo de predicción y en verde con los consumos que pretendemos predecir con dicho modelo. La segunda gráfica enfrenta los valores reales del consumo (en azul) con los predichos por nuestro modelo (en rojo). Podemos observar que la predicción en este caso es bastante fiable, y para que quede constancia de su validez representamos también los errores cometidos en cada una de las cuarenta horas predichas (tercera gráfica). Un análisis cualitativo de las predicciones nos ha llevado a pensar que la bondad de las predicciones puede estar determinada por ciertos factores como existencia de períodos festivos en los datos, uniformidad de los consumos, época del año, períodos de exámenes, etc, que trataremos con más profundidad en las conclusiones de nuestro estudio.

5.2. PREDICCIÓN PONDERADA

En esta sección presentaremos el resultado final de la predicción para el día escogido, el cual ha sido obtenido mediante una ponderación con todos los valores predichos disponibles para una misma hora en concreto.

La tabla siguiente muestra toda la información referente a todas las predicciones realizadas para un día en concreto. La columna “hito” representa la hora del año en la que predecimos, la columna “medida” nos muestra el consumo realizado en dicha hora. La columna “pr_dia” representa la predicción estimada efectuando la predicción en el instante de apertura del mercado diario, y las seis columnas siguientes muestran las predicciones realizadas en el instante de apertura de cada sesión del intradiario.

hito	medida	X _{día}	X _{intrad_1}	X _{intrad_2}	X _{intrad_3}	X _{intrad_4}	X _{intrad_5}	X _{intrad_6}	X _{pred_prom}
1593.00	385.00	337.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	337.07
1594.00	504.00	352.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	352.34
1595.00	491.00	472.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	472.92
1596.00	472.00	419.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	419.41
1597.00	453.00	472.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	472.82
1598.00	427.00	411.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	411.66
1599.00	334.00	352.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	352.34
1600.00	324.00	292.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	292.45
1601.00	381.00	373.16	344.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	354.37
1602.00	402.00	350.08	375.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366.87
1603.00	437.00	446.02	423.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	431.03
1604.00	352.00	326.78	346.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	340.18
1605.00	238.00	252.71	234.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	240.75
1606.00	149.00	142.74	158.77	155.89	0.00	0.00	0.00	0.00	154.66
1607.00	121.00	137.06	122.75	125.31	0.00	0.00	0.00	0.00	126.42
1608.00	113.00	104.11	116.90	114.61	0.00	0.00	0.00	0.00	113.62
1609.00	96.00	103.95	92.53	94.56	0.00	0.00	0.00	0.00	95.45
1610.00	93.00	86.00	96.21	94.39	93.11	0.00	0.00	0.00	93.40
1611.00	96.00	100.26	91.14	92.76	93.90	0.00	0.00	0.00	93.64
1612.00	94.00	85.51	93.65	92.21	91.20	0.00	0.00	0.00	91.42
1613.00	96.00	98.91	91.63	92.92	93.83	91.33	0.00	0.00	92.86
1614.00	105.00	97.72	104.22	103.07	102.26	104.49	0.00	0.00	103.12
1615.00	152.00	150.83	145.02	146.05	146.76	144.78	0.00	0.00	146.00
1616.00	204.00	139.68	144.87	143.96	143.32	145.09	0.00	0.00	144.00
1617.00	416.00	340.97	336.33	337.15	337.72	336.14	283.64	0.00	321.83
1618.00	537.00	465.45	469.59	468.87	468.36	469.77	516.55	0.00	482.52
1619.00	485.00	547.28	543.58	544.22	544.68	543.43	501.73	0.00	532.06
1620.00	472.00	440.07	443.37	442.80	442.40	443.51	480.67	0.00	453.64
1621.00	465.00	449.72	446.77	447.29	447.65	446.65	413.54	421.34	433.56
1622.00	428.00	422.56	425.20	424.74	424.42	425.31	454.82	447.80	436.96
1623.00	323.00	338.28	335.93	336.34	336.62	335.83	309.54	315.85	325.46
1624.00	305.00	289.96	292.06	291.70	291.45	292.15	315.58	309.90	301.38
1625.00	340.00	340.93	339.05	339.38	339.60	338.98	318.09	323.20	330.77
1626.00	352.00	349.27	350.95	350.66	350.46	351.02	369.63	365.04	358.33
1627.00	383.00	402.65	401.15	401.41	401.59	401.09	384.50	388.64	394.59
1628.00	311.00	400.53	401.87	401.64	401.48	401.92	416.70	412.99	407.71
1629.00	206.00	293.42	292.23	292.43	292.58	292.18	279.01	282.35	287.03
1630.00	145.00	183.73	184.80	184.61	184.49	184.84	196.58	193.58	189.42
1631.00	124.00	129.24	128.29	128.45	128.57	128.25	117.79	120.49	124.17
1632.00	118.00	122.89	123.74	123.60	123.50	123.78	133.10	130.67	127.40

La última columna nos muestra el valor ponderado, la cual se calcula de la siguiente manera:

- Para predecir los valores desde x_{1593} hasta x_{1600} , para los cuales solamente tenemos una predicción (la correspondiente al mercado diario), el valor de la predicción ponderada es igual al de la única predicción disponible para dichos hitos.

$$x_{pred_prom} = x_{dia}$$

- Para predecir los valores desde x_{1601} hasta x_{1605} , para los cuales disponemos de dos predicciones (la del mercado diario más la de la primera sesión del intradiario), el valor que tomaremos como predicción válida será el siguiente:

$$x_{pred_prom,t} = \frac{1 \cdot x_{dia,t} + 2 \cdot x_{int rad_1,t}}{1 + 2}$$

- Para predecir los valores desde x_{1606} hasta x_{1609} para los cuales disponemos de tres predicciones (mercado diario, 1ª sesión del intradiario, 2ª sesión del intradiario), de modo que el valor que tomaremos como predicción válida será el siguiente:

$$x_{pred_prom,t} = \frac{1 \cdot x_{dia,t} + 2 \cdot x_{int rad_1,t} + 3 \cdot x_{int rad_2,t}}{1 + 2 + 3}$$

- Para predecir los valores desde x_{1610} hasta x_{1612} para los cuales disponemos de cuatro predicciones (mercado diario, 1ª sesión del intradiario, 2ª sesión del intradiario, 3ª sesión del intradiario), de modo que el valor que tomaremos como predicción válida será el siguiente:

$$x_{pred_prom,t} = \frac{1 \cdot x_{dia,t} + 2 \cdot x_{int rad_1,t} + 3 \cdot x_{int rad_2,t} + 4 \cdot x_{int rad_3,t}}{1 + 2 + 3 + 4}$$

- Para predecir los valores desde x_{1613} hasta x_{1616} para los cuales disponemos de cinco predicciones (mercado diario, 1ª sesión del intradiario, 2ª sesión del intradiario, 3ª sesión del intradiario, 4ª sesión del intradiario), de modo que el valor que tomaremos como predicción válida será el siguiente:

$$x_{pred_prom,t} = \frac{1 \cdot x_{dia,t} + 2 \cdot x_{int rad_1,t} + 3 \cdot x_{int rad_2,t} + 4 \cdot x_{int rad_3,t} + 5 \cdot x_{int rad_4,t}}{1 + 2 + 3 + 4 + 5}$$

- Para predecir los valores desde x_{1617} hasta x_{1620} para los cuales disponemos de seis predicciones (mercado diario, 1ª sesión del intradiario, 2ª sesión del intradiario, 3ª sesión del intradiario, 4ª sesión del intradiario, 5ª sesión del intradiario), de modo que el valor que tomaremos como predicción válida será el siguiente:

$$x_{pred_prom,t} = \frac{1 \cdot x_{dia,t} + 2 \cdot x_{int rad_1,t} + 3 \cdot x_{int rad_2,t} + 4 \cdot x_{int rad_3,t} + 5 \cdot x_{int rad_4,t} + 6 \cdot x_{int rad_5,t}}{1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6}$$

- Para predecir los valores desde x_{1621} hasta x_{1632} para los cuales disponemos de siete predicciones (mercado diario, 1ª sesión del intradiario, 2ª sesión del intradiario, 3ª sesión del intradiario, 4ª sesión del intradiario, 5ª sesión del intradiario, 6ª sesión del intradiario), de modo que el valor que tomaremos como predicción válida será el siguiente:

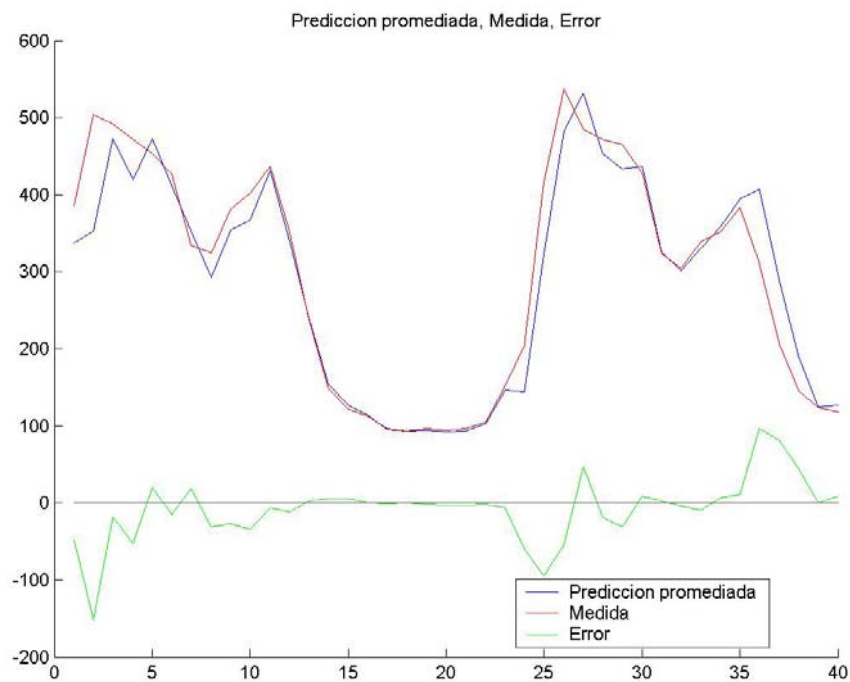
$$x_{pred_prom,t} = \frac{1 \cdot x_{dia,t} + 2 \cdot x_{int rad_1,t} + 3 \cdot x_{int rad_2,t} + 4 \cdot x_{int rad_3,t} + 5 \cdot x_{int rad_4,t} + 6 \cdot x_{int rad_5,t} + 7 \cdot x_{int rad_6,t}}{1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7}$$

Operando de esta manera nos aseguramos de que la última predicción realizada sea la que más peso tenga a la hora de decidir el valor definitivo que consideraremos como definitivo, sin olvidar los valores obtenidos para anteriores predicciones.

Si representamos gráficamente los valores del promedio ponderado, en el eje X representamos el hito futuro que estamos prediciendo, a partir de las 8h del día anterior al escogido. Es decir, el hito 0 corresponde a las 8 de la mañana del 4 de Febrero y el 40 representa las 24 horas del día 5 de Febrero. Los datos que emplearemos realmente para introducir en el cálculo económico son únicamente los 24 últimos, es decir, desde el 17 hasta el 40 ambos incluidos.

La línea azul representa los valores de consumo predichos para cada hora que predecimos, mientras que la roja representa los valores de consumo reales. La línea azul la conoceremos completa en el hito 0, mientras que la línea roja va apareciendo en la realidad conforme avanza el tiempo.

Como podemos comprobar en este caso, la predicción se ajusta con bastante exactitud a los valores de consumo alcanzados realmente.



Promedios vs Medidas (PROM_VS_MEDIDA_03_15.jpg)

6. CÁLCULO DE LOS COSTES

Para identificar cual es la mejor alternativa, es necesario calcular el coste económico que nos supone el consumo eléctrico. Para evaluar el coste a tarifa general o mediante pacto con el comercializador (los cuales

A tarifa

En el capítulo 3 del presente proyecto se han explicado las tarifas aplicables actualmente. Los cálculos que realiza son la obtención del coste acudiendo la tarifa general de alta tensión (según Real Decreto 1802-2003, anexo V) suponiendo una zona horaria 4 y discriminación horaria tipo 4 también. La hemos utilizado por considerarla la más completa y la que más posibilidades tendría de ser usada por empresas del ámbito industrial.

Todos los parámetros de cálculo de dicha tarifa (complementos, temporadas, nivel de utilización, temporalidades, etc) están contemplados en el script de cálculo de costes "*facturas.m*", como podrá comprobarse revisando el código.

El cálculo de la tarifa general termina con la obtención del coste justo antes del IVA, cuyo cálculo se ha desestimado en todos los casos. Sí se ha calculado sin embargo el Impuesto especial de electricidad.

Mediante pacto con comercializador

Al no disponer de los términos de potencia y energía que el cliente (en este caso la UPCT) pactó con su comercializador (Iberdrola S.A.), la tarifa pactada con el comercializador se ha realizado extrapolando los datos de que disponemos, que son correspondientes al año 2002.

Lo que se ha propuesto es calcular las relaciones existentes entre los términos de potencia y de energía correspondientes a los peajes por acceso a las redes y los ofrecidos por el comercializador en dicho año y aplicar dichas relaciones a los términos de potencia y energía de los peajes de acceso en el año 2004.

Los datos conocidos, es decir los precios de los términos de potencia y de energía pactados por la UPCT con su comercializador Iberdrola S.A. son los siguientes:

Período	1	2	3	4	5	6
TP	9,5380621	4,77804623	3,49188033	3,49188033	3,49188033	1,59268208
TE	0,07819167	0,07019821	0,0696573	0,06280576	0,06124313	0,04705925

Mientras que la tarifa general de alta tensión, según el Real Decreto 1483/2001

Período	1	2	3	4	5	6
TP	9,955645	4,983051	3,649706	3,649706	3,649706	1,662760
TE	0,017046	0,015948	0,014222	0,009360	0,006118	0,004758

Calculando la relación entre los términos, obtenemos:

Período	1	2	3	4	5	6
TP	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
TE	4,59	4,40	4,90	6,71	10,01	9,89

Operando de ésta manera y empleando un punto de vista conservador, se ha estimado que el término de potencia ofrecido por el comercializador es aproximadamente un igual al término de potencia del peaje (incrementado en un 5%) y el de energía es aproximadamente 5 veces el de la tarifa de acceso peaje.

Es por ello que si los peajes que se satisfacen en 2004 son (según Real Decreto 1802-2003):

Período	1	2	3	4	5	6
TP	10,317234	5,164035	3,782263	3,782263	3,782263	1,723151
TE	0,017665	0,016527	0,014738	0,0097	0,00634	0,004931

Entonces, las tarifas pactadas con el comercializador se estiman (realizando la operación inversa) en:

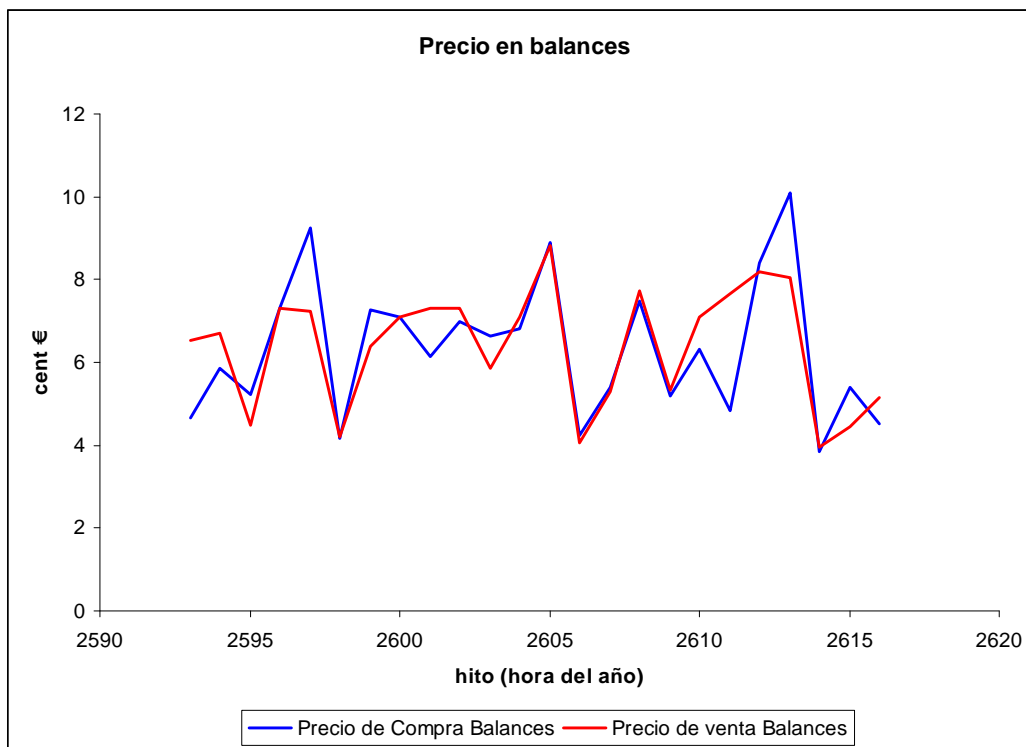
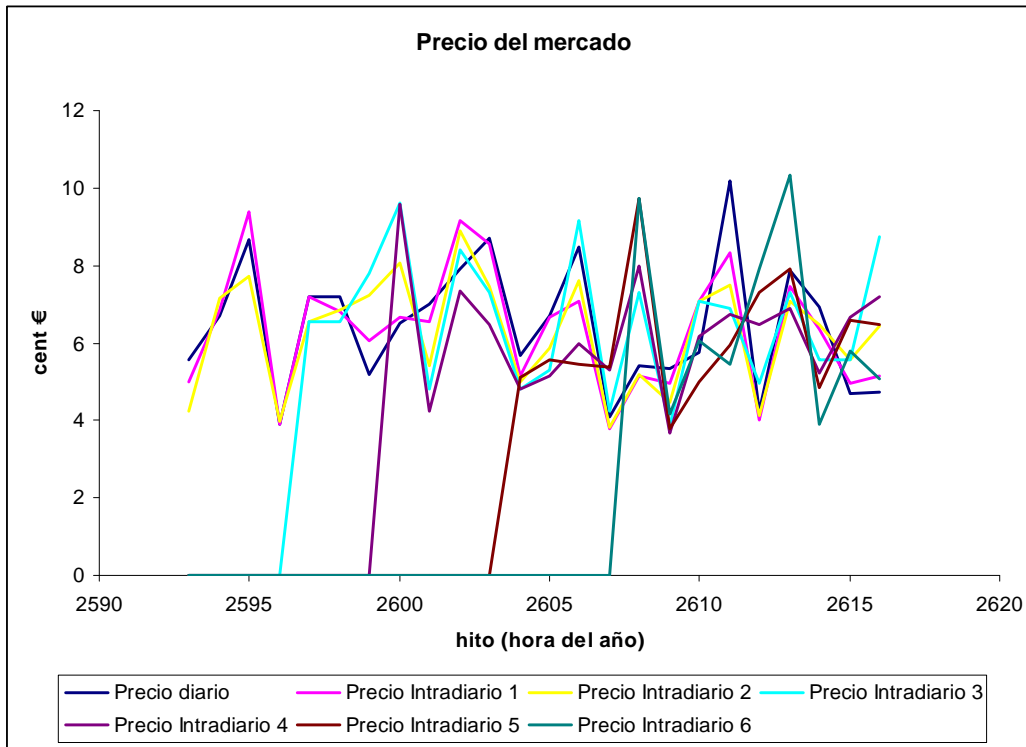
Período	1	2	3	4	5	6
TP	10,833096	5,422237	3,971376	3,971376	3,971376	1,809309
TE	0,088325	0,082635	0,073690	0,048500	0,031700	0,024655

Con dichos valores, se ha obtenido para cada mes el montante económico que pagaríamos al comercializador, en caso de elegirlo como alternativa. Debido a que los niveles de potencia contratados quedan siempre por encima de la potencia consumida, el recargo correspondiente al exceso de potencia consumida es siempre cero.

Acudiendo al mercado eléctrico

En cuanto al coste debido a acudir al mercado diario de electricidad, son varios los términos a tener en cuenta. Primeramente, deben considerarse los peajes, que dependen de la potencia contratada y de la energía que consumamos. Además hay que añadir las pérdidas, puesto que la energía que se factura se hará en barras de central, con lo que siempre asumimos las pérdidas por transporte (un 6.5% aprox.).

Tras considerar los peajes, tenemos que realizar el pago de la energía consumida. El coste de la misma depende de si se ha solicitado en el mercado diario, intradiario o de balances, obteniéndose precios distintos para cada mercado. En el siguiente gráfico representamos la evolución de los distintos tipos de precios durante el año estudiado.



En teoría, el precio de la energía en el mercado diario debería ser menor al del intradiario y éstas a su vez menores a las de compra en el mercado secundario o de balances. En dicho caso, cuanto mayor fuese nuestra afinación en las predicciones, mayor sería el ahorro correspondiente, pero lamentablemente, los precios que se ofrecían en el mercado en el año 2004 no seguían dicha regla, como puede comprobarse en los gráficos anteriores. Los precios del mercado diario eran en ocasiones mayores incluso a los del intradiario, y lo que es aún peor, mayores a los del mercado de balances, lo que hacía antieconómico el predecir con exactitud, siendo en muchas ocasiones preferible quedarse corto en la energía solicitada al mercado, comprando lo que nos faltase en el mercado de balances.

A todas luces, esta situación inestable se debía a la escasa proporción de energía que se ponía en venta en el mercado durante el año 2004 (lo que también es más o menos comprensible, ya que únicamente hacía un año desde que todos los consumidores adquirieron la condición de cualificados).

Por todo esto, la energía que hemos considerado adecuado comprar en el mercado eléctrico es el 85% de la energía que se estima como necesaria. La energía restante hasta completar el consumo requerido (que no necesariamente es igual al 15% restante de la predicción) la compraremos en el mercado de balances. Ese porcentaje (85%) se ha postulado basándonos en que las predicciones, suelen, por lo general sobreestimar el consumo, considerando además que la compra de energía en el mercado de balances es ventajosa económicamente respecto de la venta.

7. CONCLUSIONES

7.1. MODELOS DE PREDICCIÓN

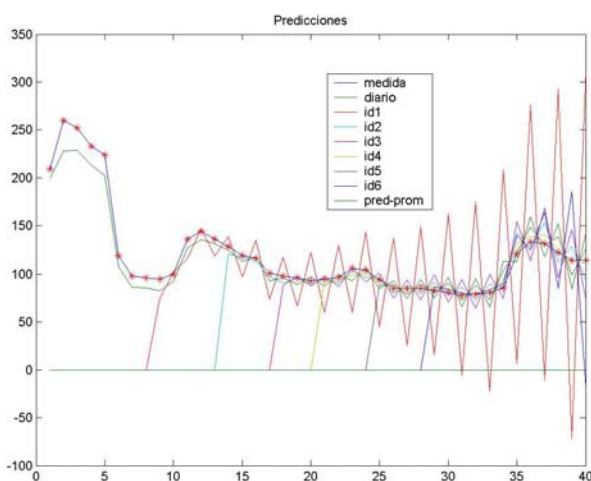
El éxito, o quizá la mayor ventaja que aporta el procedimiento expuesto en el presente proyecto no consiste en la obtención de un único y complejo modelo válido para todas y cada una de las predicciones de cada día del año, tarea que además se presenta en exceso compleja. Un único modelo que caracterizase el comportamiento de toda la serie de consumos, sería probablemente tremendamente complejo y seguramente no podría explicar todas las variaciones estacionales presentes en la serie, y en caso de hacerlo, lo haría con un margen de error excesivo para el problema que nos ocupa.

El presente trabajo sin embargo se ha centrado en la obtención de un procedimiento automático de generar tantos modelos como predicciones sean necesarias de una manera sencilla, incluyendo por supuesto el tratamiento de la información necesaria para alimentar el modelo y también el tratamiento adecuado de los resultados de modo que los presenta de manera secuencial a partir de las observaciones realizadas por lo que es útil como herramienta de decisión en tiempo real.

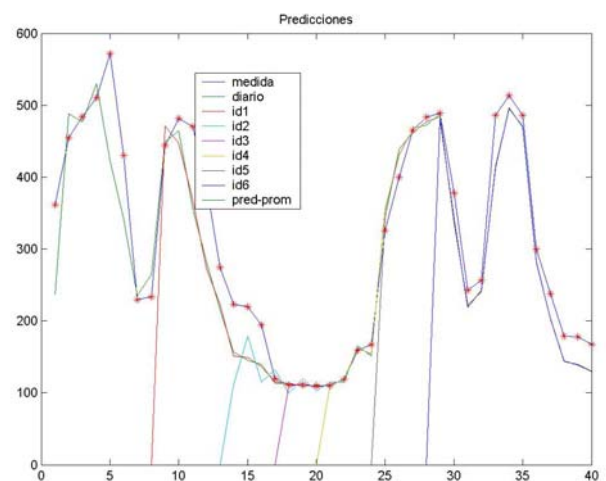
7.2. PREDICCIONES REALIZADAS

Debido a la naturaleza del tipo de modelo utilizado, la bondad de las predicciones realizadas varía notablemente. Existen algunas realmente certeras, con márgenes de error de menos de 50 kWh, y otras en las que el modelo no ha sido capaz de estabilizarse lo suficiente y que oscilan amplificándose alrededor del valor real (aproximadamente un 10%, como podrá comprobarse en los documentos informáticos anexos). Los modelos poco adecuados (los cuales se descubren a posteriori, es decir, una vez se ha recopilado la información real de los consumos) están motivados por datos de origen a su vez irregulares. Intentar predecir un día laboral empleando como datos de partida los consumos de un festivo, por ejemplo, suele desembocar en predicciones erráticas y a menudo bastante inciertas.

A pesar de que esas predicciones no son del todo útiles, el procedimiento de obtención del modelo no pierde validez pues de una manera más o menos acertada, podemos ser capaces de decir de antemano el nivel de confianza que podemos asignarle a una predicción en concreto. Además, la predicción misma nos informa de su validez, pues observando la gráfica que se obtiene, si vemos grandes oscilaciones de alta frecuencia y que se van amplificando, podemos asegurar que esa predicción no será muy válida.



Predicción del mercado diario no válida



Predicciones válidas

Una de las soluciones que se propuso para las predicciones con oscilaciones de alta frecuencia fue introducir la posibilidad de calcular el polinomio interpolador que se obtiene con los puntos de predicción reales, y recalculer los valores de predicción a partir de dicho polinomio, de modo que el resultado obtenido es una función que ve muy amortiguadas las oscilaciones, pero que a cambio no reacciona de manera adecuada a los cambios bruscos en el consumo eléctrico que sí pueden darse en realidad. En cualquier caso, las predicciones que presentan dichas oscilaciones no se desestiman, pues el promediado reduce en gran medida la influencia de las mismas en la predicción final.

7.3. RESULTADOS FINALES

Los resultados económicos finales (en euros) correspondientes a todo el año se presentan en la tabla siguiente:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
FB1	1691,57	1660,38	704,25	704,25	149,14	173,11	704,25	168,44	177,79	993,36	1695,47	1660,38	10482,39
FB2	10696,9	11244,41	10541,39	7372,05	11400,77	15199,71	9711,78	11960,28	18466,31	13905,31	11885,36	9742,92	142127,19
FB	12388,47	12904,8	11245,64	8076,3	11549,91	15372,83	10416,03	12128,72	18644,1	14898,67	13580,83	11403,3	152609,6
CDH	2166,63	2219	2088,14	1717	3107,43	5119,88	2693,24	4171,46	6563,64	3073,28	2418,36	1463,67	36801,73
CER	-493,56	-515,13	-448,59	-322,05	-424,62	-613,63	-408,39	-480,77	-716,49	-587,71	-537,82	-451,09	-5999,85
CEST	1238,85	1290,48	-1124,56	-807,63	0	0	-1041,6	0	0	-1489,87	1358,08	1140,33	564,08
CIRR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IETG	782,31	812,92	601,32	442,97	727,72	1016,42	596,14	808,85	1252,24	812,68	859,98	693,13	9406,68
COST_TGAT	13170,78	13717,72	11846,97	8519,27	12277,63	16389,24	11012,17	12937,56	19896,34	15711,35	14440,81	12096,43	162016,27
TCP	1966,1	1966,1	1966,1	1966,1	1966,1	1966,1	1966,1	1966,1	1966,1	1966,1	1966,1	1966,1	23593,2
TCE	7545,33	9696,83	8062,86	5006,83	8814,42	10974,55	8090,95	9248,75	13735,9	10509,53	9050,8	6760,56	107497,31
COST_TPCC	9511,43	11662,92	10028,95	6972,93	10780,51	12940,65	10057,04	11214,85	15702	12475,62	11016,89	8726,65	131090,44
MERCADO	3518,67	4903,67	5734,7	2762,85	4168,71	6296,01	7962,71	4752,82	8086,98	5098,8	3405,72	1650,75	58342,39
PEAJECP	1872,47	1872,47	1872,47	1872,47	1872,47	1872,47	1872,47	1872,47	1872,47	1872,47	1872,47	1872,47	22469,64
PEAJECE	1509,07	1939,37	1612,57	1001,37	1762,88	2194,91	1618,19	1849,75	2747,18	2101,91	1810,16	1352,11	21499,47
GP	523,86	588,14	229,08	105,55	214,43	311,48	146,33	20,04	375,96	307,68	632,99	340,42	3795,96
COST_CCME	7803,67	9779,35	9931,94	6035,84	8428,49	11220,67	12192,79	8929,44	13751,51	9860,5	8116,14	5482,43	111532,77
31,16%	de ahorro frente a tarifa general												
19,09%	de ahorro frente a tarifa pactada con comercializador												
FB1	Parte de la tarifa general debida al termino de potencia												
FB2	Parte de la tarifa general debida al termino de energía												
FB	Suma de ambos terminos (Factura básica)												
CDH	Complemento por discriminacion horaria (Tipo 4, zona horaria 4)												
CER	Complemento por energía reactiva												
CEST	Complemento por estacionalidad												
CIRR	Complemento por interrumpibilidad												
IETG	Impuesto especial sobre la energía eléctrica												
COST_TGAT	Coste Tarifa General Alta Tensión (sin IVA)												
TCP	Término de potencia contratada												
TCE	Término de energía consumida												
COST_TPCC	Coste tarifa pactada con comercializador												
MERCADO	Coste energía comprada directamente al mercado eléctrico												
PEAJECP	Peaje cprrepondiente al término de potencia												
PEAJECE	Peaje cprrepondiente al término de energía												
GP	Garantía de potencia												
COST_CCME	Coste energía comprada tras añadir impuestos y complementos												

Las celdas en verde corresponden al cálculo de los costes para cada mes utilizando la tarifa general de alta tensión. Las celdas en azul contienen la información referente a la tarifa pactada con el comercializador y las de color naranja contienen la información correspondiente a la facturación del mercado diario de electricidad.

Como se puede observar, la opción más rentable económicamente es obviamente la adquisición de energía directamente en el mercado diario de electricidad. El ahorro que obtenemos es de más del 31%, frente al 19% de ahorro empleando la tarifa pactada con el comercializador. El coste que acarrea para el consumidor es escaso, limitándose a la realización de diversos trámites administrativos, por lo tanto, es de suponer que incluso para consumos de tamaño medio, la opción más ventajosa desde el punto de vista económico es sin duda la adquisición directa de la energía en el mercado diario de electricidad.

El inconveniente que acarrea tal alternativa consiste, como ya indicamos previamente, en un esfuerzo por parte del cliente en forma de instalación de equipos de medida especializados y destinados a la recopilación de la información referida a los consumos, realización del modelo predictivo, aplicación del mismo en la redacción de las ofertas, comunicación de las mismas en los plazos definidos por el operador, etc.

8. BIBLIOGRAFÍA

EZEQUIEL URIEL (1984): Análisis de Series Temporales, modelos ARIMA
Ed. Paraninfo, Valencia 1984

PÁGINA WEB DE OMEL: <http://www.omel.es>

ROSARIO ESPÍNOLA SÁNCHEZ (2004). Predicción a corto plazo de los precios de la energía eléctrica (Tesis doctoral)

PULIDO, A. Y PÉREZ GARCÍA, J. (2001): Modelos Econométricos
Ed. Pirámide, Madrid 2001

9. ANEXOS

ANEXO 1. Real Decreto 1802-2003 (Tarifas aplicables en 2004)

ANEXO 2. Guía de acceso al mercado eléctrico

ANEXO 3. Listado de los scripts de MATLAB

DISPONIBLE ÚNICAMENTE EN FORMATO ELECTRÓNICO

ANEXO 4. Listado completo del proyecto (scripts, ficheros de datos, resultados, gráficas, etc).

Artículo 4. *Datos en las listas de votación.*

1. Las listas de los españoles residentes en el municipio, incluirán para cada elector los siguientes datos personales:

- a) Número de orden.
- b) Indicador de voto por correo.
- c) Apellidos y nombre.
- d) Fecha de nacimiento: día, mes y año.
- e) Número del documento nacional de identidad.

2. Las listas de los españoles residentes en el extranjero incluirán los siguientes datos:

- a) Número de orden.
- b) Apellidos y nombre.
- c) Fecha de nacimiento.
- d) País de residencia.

3. Las listas de electores nacionales de otros Estados incluirán los siguientes datos:

- a) Número de orden.
- b) Indicador de voto por correo.
- c) Apellidos y nombre.
- d) Fecha de nacimiento: día, mes y año.
- e) País de nacionalidad.

Artículo 5. *Copias del censo electoral.*

En las copias del censo electoral que se faciliten en virtud de lo dispuesto en los apartados 4 y 5 del artículo 41 de la Ley Orgánica del Régimen Electoral General, los electores estarán ordenados de igual forma que en las listas de votación y serán los mismos que los incluidos en estas listas, con excepción de lo previsto en el artículo 41.6 de la citada ley orgánica y el artículo 6 de este real decreto.

Los datos de cada elector serán los siguientes:

1. Electores residentes en España (españoles y nacionales de otros Estados con derecho de voto en España).

- a) Número de orden.
- b) Apellidos y nombre.
- c) Provincia y municipio de residencia.
- d) Distrito, sección y mesa electoral.
- e) Domicilio.
- f) Fecha de nacimiento: día, mes y año.
- g) País de nacionalidad, para los electores nacionales de otros Estados.

2. Electores residentes en el extranjero.

- a) Número de orden.
- b) Apellidos y nombre.
- c) Provincia y municipio de inscripción a efectos electorales.
- d) Distrito, sección y mesa electoral (en elecciones locales).
- e) Domicilio.
- f) País de residencia.
- g) Fecha de nacimiento: día, mes y año.

Artículo 6. *Personas excluidas en las copias del censo electoral.*

1. De acuerdo con el artículo 41.6 de la Ley Orgánica del Régimen Electoral General, podrá excluirse de las copias del censo electoral a las personas que pudieran ser objeto de amenazas o coacciones que pongan en peligro su vida, su integridad física o su libertad.

2. Las decisiones de exclusión adoptadas por la autoridad competente, según la Orden INT/646/2003,

de 14 de marzo, serán remitidas a la Oficina del Censo Electoral conforme se vayan produciendo y serán también remitidas o puestas en conocimiento de los solicitantes de dicha exclusión.

3. A los efectos de conformar las copias del censo electoral que se entreguen en un proceso electoral, la Oficina del Censo Electoral repercutirá en éstas las decisiones de exclusión recibidas de la Secretaría de Estado de Seguridad antes del décimo sexto día posterior a la convocatoria electoral.

En otro caso, la exclusión tendrá efecto en próximas convocatorias electorales.

Disposición transitoria única. *Disponibilidad de listados.*

Los ayuntamientos y las oficinas consulares y secciones consulares que opten por primera vez por el servicio de consulta informática del censo electoral podrán disponer también de los listados correspondientes, si así lo manifiestan.

Disposición final primera. *Facultades de desarrollo y aplicación.*

Se faculta al Ministro de Economía para dictar las normas de desarrollo que sean necesarias para el cumplimiento de este real decreto.

Se faculta al Presidente del Instituto Nacional de Estadística, para dictar las resoluciones precisas para la aplicación de este real decreto, exclusivamente en las materias propias de su competencia.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, a 26 de diciembre de 2003.

JUAN CARLOS R.

El Vicepresidente Segundo del Gobierno
y Ministro de la Presidencia,
JAVIER ARENAS BOCANEGRA

MINISTERIO DE ECONOMÍA

23716 REAL DECRETO 1802//2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el apartado 2 del artículo 17 establece que «Anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante real decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia».

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica ha hecho efectiva desde el 1 de enero de 1998 la introducción a la competencia en el sector eléctrico mediante la creación de un mercado competitivo de generación de energía eléctrica, según lo previsto en los artículos 23 y 24 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comer-

cialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, viene establecido el procedimiento de reparto de los fondos que ingresan los distribuidores y comercializadores entre quienes realicen las actividades del sistema, de acuerdo con la retribución que les corresponda percibir en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, así como la cuantía de las cuotas destinadas a los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Igualmente, en dicho real decreto se prevé que en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, se fijen las exenciones en las cuotas para los distribuidores a los que no les fuera de aplicación el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, regula la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia en el período 2003-2010, incluye desde el 1 de enero de 2003, como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como la anualidad que resulta para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 y en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002, considerando estos costes a efectos de su liquidación y cobro, como ingresos de las actividades reguladas.

Por su parte, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, fija los criterios en desarrollo del artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, antes citada, para efectuar la modificación de la tarifa media o de referencia.

La Ley 9/2001, de 4 de junio, modifica, entre otros, la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que reconoció los costes de transición a la competencia a las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas a 31 de diciembre de 1997, en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, permite mantener la estructura de tarifas de suministro que venían aplicándose con anterioridad a la entrada en vigor de la misma, de acuerdo con la disposición transitoria primera de la citada ley, que prevé que «En tanto no se dicten las normas de desarrollo de esta ley que sean necesarias para la puesta en práctica de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica».

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y

distribución de energía eléctrica, determina los elementos que integran las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, estableciendo el marco económico de dichas actividades garantizando la adecuada prestación del servicio y su calidad.

Por su parte, el 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, establece que el Gobierno, al aprobar la tarifa eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley del Sector Eléctrico, fijará los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, a aplicar en cada período tarifario de las diferentes tarifas de acceso definidas en el Real Decreto 1164/2001 citado.

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y los Tránsitos de Energía Eléctrica y la Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias a dicho reglamento, prevén unas verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida para los cuales resulta necesario actualizar los precios que permitan al Operador del sistema, como empresa verificadora facturar los servicios prestados a los agentes, a excepción de los costes reconocidos en el artículo 26 del citado reglamento.

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, prevé en su artículo 6 una primera verificación cuyo precio se fija cada año.

Por todo ello, en este real decreto se establece el incremento promedio de la tarifa media o de referencia para la venta de energía eléctrica, que para el año 2004 se fija en un 1,72 por ciento sobre la que entró en vigor el 1 de enero de 2003, así como su aplicación a la estructura de tarifas vigentes, la cuantía destinada para el 2004 a las actividades reguladas y las cuotas destinadas a satisfacer los costes permanentes, los costes por diversificación y seguridad de abastecimiento, las exenciones de dichas cuotas para determinados distribuidores, y la aplicación de las tarifas a dichos distribuidores.

El Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, entre otras medidas, establece en su artículo 19.4 que el 1 de enero de 2007 desaparecerán las tarifas de suministro de energía eléctrica de alta tensión, por ello si bien la tarifa horaria de potencia y el complemento por interrumpibilidad se mantienen cerrados a nuevos clientes, se sigue contemplando su extinción en la citada fecha, estableciendo una adaptación de la aplicación del sistema de interrumpibilidad.

Se mantienen los precios de los alquileres de los equipos de medida y control y los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación se incrementan el 1,54 por ciento.

Asimismo se revisan los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa y reactiva, a aplicar en los peajes regulados en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, resultando el incremento promedio de estas tarifas, sobre las que entraron en vigor el 1 de enero de 2003, el 1,60 por ciento.

Se incrementan los precios de venta de las instalaciones acogidas al régimen especial para el régimen transitorio del Real Decreto 2366/1994 en una cuantía igual al incremento medio de las tarifas. No se modifican las primas establecidas en el Real Decreto 2818/1998, por estar próximo el desarrollo de una nueva metodología de cálculo de los precios y primas de este tipo

de instalaciones que permita dar previsibilidad a su evolución.

La compensación prevista para los sistemas insulares y extrapeninsulares, se determinará de forma provisional hasta tanto se desarrolle su régimen singular reglamentariamente de acuerdo con la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico y modificaciones posteriores, en 242.586 miles de euros.

Se actualizan los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida a realizar por el Operador del sistema, así como los precios de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas, incrementándose el 1,54 por ciento.

Vistos el informe de la Comisión Nacional de Energía y de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Economía y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 26 de diciembre de 2003,

DISPONGO:

Artículo 1. *Revisión de la tarifa media o de referencia para 2004.*

1. Las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el año 2004, se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 1,54 por ciento sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 2003 en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas en el año 2004 se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 1,60 por ciento sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 2003 en virtud de lo dispuesto en el citado real decreto.

2. Los costes máximos reconocidos para el 2004 destinados a la retribución de la actividad de transporte ascienden a 833.608 miles de euros, de los que 625.653 miles de euros corresponden a la retribución de la actividad de transporte de Red Eléctrica de España, S.A., 140.649 miles de euros a la actividad del transporte del resto de empresas peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y 67.306 miles de euros a las empresas insulares e extrapeninsulares.

3. Los costes reconocidos para el 2004 destinados a la retribución de la distribución ascienden a 3.283.657 miles de euros, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación, alquiler de aparatos de medida, incluyendo 50.000 miles de euros como costes destinados a planes de mejora de calidad del servicio a los que hace referencia el artículo 4 de este real decreto y 10.000 miles de euros como costes destinados a gestión de la demanda a los que referencia el artículo 5 de este real decreto, 157.495 miles de euros corresponden a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, 242.756 miles de euros corresponden al coste de distribución de las empresas insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre y 2.823.406 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Las cantidades asignadas a cada una de las empresas o agrupaciones de empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto

2017/1997, de 26 de diciembre es la establecida en el anexo VIII de este real decreto.

4. Los costes reconocidos para el 2004 destinados a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 285.614 miles de euros, de los que 18.126 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, y 267.487 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

5. La retribución fija a percibir por las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 10 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, se estima para el 2004 en un importe máximo de 309.272 miles de euros, deducidos los excesos de las primas por consumo de carbón autóctono, correspondientes a años anteriores, de acuerdo con la disposición transitoria sexta de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, en la redacción que le fue dada por la Ley 9/2001, de 4 de junio.

6. La anualidad para 2004 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como el de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 y en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, se fija en un máximo de 229.273 miles de euros.

A los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán un ingreso de las actividades reguladas.

7. La revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2003, a tenor de lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, ascienden a 46.410 miles de euros, desglosados en -82.636 miles de euros en concepto de corrección de demanda en consumidor final y +129.046 miles de euros en concepto de sobrecoste de las primas del régimen especial. De la aplicación de estos criterios de revisión se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 0,29 por ciento.

8. Como consecuencia de las modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se produce un sobrecoste de 4.545 miles de euros consecuencia de considerar unos nuevos costes al Operador del sistema, por la operación del sistema extrapeninsular. De la aplicación de estos nuevos costes se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 0,03 por ciento.

Artículo 2. *Revisión de tarifas y precios regulados.*

1. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas para la venta de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.1 de este real decreto entre las distintas tarifas es la que se establece en el anexo I de este real decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de los términos de potencia y energía. Asimismo en dicho anexo se precisan las condiciones de aplicación de las tarifas de venta a los distribuidores que no se encontraban sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que

se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El precio de los alquileres de los equipos de medida es el que se detalla en el anexo II de este real decreto y las cantidades a satisfacer por cuotas de extensión y acceso y derechos de enganche y verificación definidos en el 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, para nuevas instalaciones, quedan fijados a la entrada en vigor del mismo en las cuantías que figuran en el anexo III de este real decreto.

2. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución a que se refiere el artículo 1.1 de este real decreto entre las distintas tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, es la que se fija en el anexo VII de este real decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de sus términos de potencia y energía, activa y reactiva, en cada período tarifario, diferenciando, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, en la redacción que le fue dada por en el artículo primero, apartado 4 de la Ley 9/2001, de 4 de junio, los precios correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por el consumidor cualificado directamente o a través del comercializador con países de la Unión Europea del resto de contratos.

3. Las primas y precios establecidos en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración se mantienen. Sus valores se establecen en el apartado 1 del anexo IV de este real decreto.

Se varían los precios de los términos de potencia y energía para aquellas instalaciones acogidas al régimen establecido en el 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 incrementándose el 1,54 por ciento. Sus valores figuran en el apartado 2 del anexo IV de este real decreto.

4. Se cuantifican las pérdidas de transporte y distribución, homogéneas por cada tarifa de suministro y/o de acceso, para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Los coeficientes para el cálculo de dichas pérdidas se fijan en el anexo V de este real decreto.

Artículo 3. Costes con destinos específicos.

1. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, se establecen para el 2004 en los porcentajes siguientes:

Porcentajes para el 2004

	Porcentaje sobre tarifa
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	1,490
Operador del Sistema	0,203
Operador del Mercado	0,057
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,069

	Porcentaje sobre tarifa
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	3,540
Segunda parte del ciclo de combustible nuclear	0,715
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,103

2. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores cualificados y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, se establecen para el 2004 en los porcentajes siguientes:

Porcentajes para el 2004

	Porcentaje sobre peajes
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares	4,128
Operador del Sistema	0,563
Operador del Mercado	0,159
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,201
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	3,540
Segunda parte del ciclo de combustible nuclear	1,981
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,286

El 3,540 por ciento de la cuota de la moratoria nuclear debe aplicarse igualmente sobre las cantidades resultantes de la asignación de la energía adquirida por los comercializadores o consumidores cualificados en el mercado de la electricidad o a las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

3. Exenciones sobre las cuotas a aplicar a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa y a la empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L., para sus suministros a tarifa en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

a) Con carácter general las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa quedan exentas de hacer entrega de las cuotas expresadas como porcentaje de la factura en concepto de moratoria nuclear, según se establece en el apartado anterior.

b) Las empresas clasificadas en el grupo 1, de acuerdo con la disposición adicional del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, quedan exentas de

hacer entrega de las cuotas previstas en dicho real decreto, según se establece en el apartado anterior.

c) Para las empresas clasificadas en el grupo 2, de acuerdo con la disposición adicional primera de este real decreto, la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la Comisión Nacional de Energía podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía a que se refiere el apartado 1 de este artículo.

d) Las restantes empresas distribuidoras que adquieran energía a tarifas ingresarán la totalidad de las cuotas a excepción de la establecida con carácter general en el apartado 3.a) de este artículo.

e) La empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L., por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla quedan exentas de ingresar la cuota correspondiente a su propia compensación por extrapeninsularidad.

Artículo 4. *Planes de calidad de servicio.*

De acuerdo con el artículo 48.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y su normativa de desarrollo, se incluye en la tarifa del año 2004, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución, una partida específica que no podrá superar los 50.000 miles de euros con objeto de mejorar la calidad del servicio en zonas donde se superen los límites de los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución.

La ejecución de esta partida deberá realizarse en régimen de cofinanciación con las comunidades autónomas o ciudades autónomas, mediante convenios de colaboración que contemplen planes de mejora de calidad de servicio suscritos entre la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa del Ministerio de Economía y las comunidades y Ciudades de Ceuta y Melilla que incluyan inversiones en instalaciones de distribución en las zonas citadas.

La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante circular publicada en el «Boletín Oficial del Estado», donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin. Dicha cuenta se irá liquidando a las empresas distribuidoras una vez realizada la puesta en marcha de las instalaciones incluidas en los convenios citados.

Artículo 5. *Programas nacionales de gestión de la demanda.*

Se faculta al Ministerio de Economía, de conformidad con lo establecido en el artículo 46 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo, para establecer programas nacionales de incentivación de gestión de la demanda a través del sistema tarifario, con objeto de promover la eficiencia en el ahorro de energía eléctrica y el desplazamiento adecuado de la curva de carga del sistema.

La cuantía destinada a la incentivación de estos programas no excederá de 10.000 miles de euros. Esta cuantía será distribuida con carácter objetivo y previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos, entre las empresas distribuidoras y sometidas al proceso de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante circular publicada en el «Boletín Oficial del Estado», donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin. Dicha cuenta se irá liquidando a las empresas distribuidoras una vez realizada la puesta en marcha de las instalaciones incluidas en los convenios citados.

Artículo 6. *Información.*

1. Con objeto de poder dar cumplimiento a la información que requiere la Directiva 90/377/CEE sobre transparencia de precios aplicables a los consumidores industriales de gas y electricidad, las empresas distribuidoras de energía, así como los comercializadores o productores remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas la información que establece la Orden de 19 de mayo de 1995 sobre información de precios aplicables a los consumidores industriales finales de electricidad, así como cualquier otra información sobre precios, condiciones de venta aplicables a los consumidores finales, distribución de los consumidores y de los volúmenes correspondientes por categorías de consumo que se determine por el Ministerio de Economía.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar a las empresas que realizan actividades en el sector eléctrico información para el seguimiento del mercado, de las instalaciones de régimen especial, elaboración de la propuesta de tarifas, así como para la aprobación de las compensaciones por extrapeninsularidad, a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa por la energía adquirida a instalaciones en régimen especial y la energía suministrada a consumidores acogidos a tarifas interrumpibles.

3. Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica remitirán mensualmente a cada ayuntamiento un listado de la facturación de energía eléctrica a sus clientes, clasificado por tarifas eléctricas donde se haga constar para cada una de ellas los conceptos de facturación correspondientes a los suministros realizados en su término municipal y los correspondientes a los peajes por acceso a las redes correspondientes a los suministros realizados en su término municipal.

Artículo 7. *Comprobaciones e inspecciones de la Comisión Nacional de Energía.*

1. La Comisión Nacional de Energía, anualmente:

a) Efectuará la comprobación de las declaraciones de los ingresos realizados por las empresas distribuidoras que tengan obligación de entregar los porcentajes sobre la facturación que se establece en el artículo 3 de este real decreto a los efectos de comprobar la recaudación de las mismas. Anualmente remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe sobre las declaraciones de las comprobaciones efectuadas de cada una de dichas empresas.

b) Comprobará las facturaciones correspondientes a cada una de las adquisiciones de energía procedente de las instalaciones acogidas al régimen especial realizadas por los distribuidores que no se encontraban acogidos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas las compensaciones establecidas en el apartado 4 del artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

c) Comprobará cada una de las facturaciones de los suministros de energía acogidos al sistema de interrumpibilidad realizados por las empresas distribuidoras a que se refiere el párrafo b) anterior a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas la aprobación de las compensaciones a realizar a las mismas por dicho concepto, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Orden de 7 de julio de 1992, por la que se regulan las compensaciones a realizar por OFICO por suministros interrumpibles que determinadas empresas efectúan y el Real Decreto 2017/1997 antes citado.

d) Comprobará las facturaciones realizadas por las empresas distribuidoras correspondientes a cada uno de los suministros interrumpibles y de los acogidos a la tarifa horaria de potencia remitiendo el informe anual sobre las inspecciones realizadas a la Dirección General de Política Energética y Minas, a los efectos de comprobación de la aplicación de la normativa tarifaria vigente.

2. El Ministerio de Economía podrá inspeccionar a través de la Comisión Nacional de Energía, facturaciones correspondientes a los contratos de suministro a tarifa y a contratos de acceso a tarifa, así como las adquisiciones de energía a las instalaciones acogidas al régimen especial a los efectos de comprobar la adecuación a la normativa tarifaria vigente de las facturaciones realizadas y de la cesión de excedentes.

A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará un plan de inspecciones con carácter semestral a realizar sobre una muestra concreta de clientes de empresas distribuidoras y de instalaciones acogidas al régimen especial. La Comisión Nacional de Energía deberá presentar durante los primeros 15 días de cada semestre una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. La Comisión Nacional de Energía realizará la comprobación de los ingresos de otros distribuidores no incluidos en el apartado 1.a) de este artículo a efectos de poder proceder a su clasificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 8. *Precios de las actuaciones del Operador del sistema.*

Los precios máximos de actuaciones derivadas del Reglamento de puntos de medida y sus ITC, en puntos de medida tipo 1 y 2, a cobrar por el Operador del sistema serán los que figuran en el anexo VI de este real decreto. El Operador del sistema deberá presentar antes del mes de noviembre de cada año, los ingresos y gastos correspondientes a dichas actuaciones, desde el 1 de octubre del año anterior hasta el 30 de septiembre del año correspondiente, a la Dirección General de Política Energética y Minas quien lo remitirá para informe a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 9. *Precio de la primera verificación.*

El precio máximo para la primera verificación del cumplimiento de la normativa técnica en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, a la que hace referencia el artículo 6 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, será de 91,57 euros.

Artículo 10. *Precio medio previsto del mercado de producción correspondiente a las instalaciones en régimen ordinario pertenecientes a las sociedades con derecho al cobro de CTC.*

A los efectos de lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, el precio medio considerado es de 0,036061 euros/kWh. Este precio será asimismo de aplicación como tarifa base del servicio de estimación de medidas, indicado en el apartado 9 de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

Disposición adicional primera. *Clasificación de las empresas acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico.*

Las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, a efectos de la entrega a la Comisión Nacional de Energía de las tasas a que se refiere el artículo 3 de este real decreto, se clasifican en los grupos siguientes:

1) Empresas cuya energía entrante en sus redes no sea superior a 15 millones de kWh en el ejercicio anterior. Estas empresas no tendrán obligación de hacer entrega a la Comisión Nacional de Energía de ninguna cantidad de las previstas como porcentajes de facturación en el artículo 3.1 de este real decreto.

2) Empresas cuya energía entrante en sus redes totalice más de 15 y menos de 45 millones de kWh en el ejercicio anterior y tuvieran una distribución de carácter rural diseminado, superior al 10 por ciento de su distribución.

Se considerarán de carácter rural diseminado los núcleos de población siguientes:

a) Inferiores a 2.500 clientes con consumo en baja tensión, por abono, inferior a la media nacional a tarifas.

b) Entre 2.500 y 4.999 clientes con consumo en baja tensión, por abono, inferior al 90 por 100 de la media nacional a tarifas.

c) Entre 5.000 y 7.499 clientes con consumo en baja tensión, por abono, inferior al 80 por 100 de la media nacional a tarifas.

En estos municipios se contabilizará como rural diseminada exclusivamente la energía distribuida en baja tensión y los suministros en alta tensión con tarifa «R» de riegos.

En todo caso, no tendrá la consideración de rural diseminado el suministro que se efectúe a una industria propia o a un abonado cuya potencia contratada sea igual o superior a 100 kW, excepto si en este último caso se hace a tarifa de riegos.

Si concurrieran varias empresas distribuidoras en un mismo núcleo de la población se imputaría a cada una de ellas el número de abonados propios.

Para las empresas del grupo 2) la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía expresados como porcentajes sobre la facturación regulados en el artículo 3.1 de este real decreto.

Dicho coeficiente reductor se calculará de la forma siguiente:

1.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 15 y menos de 30 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0,1 B}{B}$$

Siendo A la energía en kWh distribuida en núcleos de población rural diseminado anteriormente definido y B el total de energía distribuida, en ambos casos sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados.

2.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 30 y menos de 45 millones

de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0,1 B}{B} \times \frac{45.000 - C}{15.000}$$

Siendo A y B los mismos conceptos definidos anteriormente y C el sumatorio de la energía en MWh entrante en las redes del distribuidor medida en los puntos frontera correspondientes en el ejercicio anterior.

Estos coeficientes reductores se redondean a tres cifras decimales por defecto.

La autorización de dicho coeficiente reductor deberá solicitarse a la Dirección General de Política Energética y Minas. La reducción tendrá vigencia por dos años y podrá renovarse o revisarse al cabo de ellos, a solicitud de la empresa interesada.

Para el cómputo de los límites a que se refieren los apartados 1) y 2) anteriores, no se tendrán en cuenta los kWh cedidos y facturados a otro distribuidor en la misma tensión a que se reciben.

Dichos límites podrán ser modificados anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas tomando como referencia el incremento de la demanda del sistema peninsular.

3) Se incluyen en él todas las empresas no comprendidas en los grupos 1 y 2. Entregarán a la Comisión Nacional de Energía las cantidades detalladas en el artículo 3 del presente Real Decreto, con las salvedades que se establecen en el apartado 3 de dicho artículo.

A efectos de la aplicación de la tasa y cuotas se considerarán como ingresos procedentes de la facturación a sus clientes indicados en el artículo 20.3 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional segunda. Carácter de los costes de compensación extrapeninsular.

La cuantía de los costes de compensación extrapeninsulares que figuran en el artículo 3 de este real decreto es provisional, hasta que sea desarrollada la reglamentación singular a la que hace referencia el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Disposición adicional tercera. Aplicación del sistema de interrumpibilidad.

1. Los clientes que actualmente tengan contratos de suministro interrumpible de acuerdo con lo establecido en el apartado 7.4 del título I del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas y estén acogidos a los descuentos por interrumpibilidad tipo A y B y deseen prorrogar dichos contratos a partir del 31 de diciembre de 2004, deberán proceder a las modificaciones en sus sistemas de medida y comunicaciones, adecuándolos a las especificaciones establecidas por Red Eléctrica de España, S.A. Estas especificaciones deberán ser aprobadas y publicadas por la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 29 de febrero de 2004.

Dichas modificaciones deberán ser verificadas por Red Eléctrica de España, S.A., la cual emitirá el correspondiente informe. Este informe deberá ser remitido por el cliente a la Dirección General de Política Energética y Minas con un plazo de antelación mínimo de 30 días previo al 31 de diciembre de 2004.

La no presentación del informe en el plazo indicado podrá suponer, salvo causas justificadas, la rescisión por parte del consumidor del contrato o sus prórrogas.

2. Las interrumpibilidades tipo A y B tendrán dos modalidades de aplicación siendo potestad de Red Eléctrica de España, S.A. en cada momento ordenar a cada consumidor la aplicación de una u otra.

a) Interrumpibilidad tipo A:

1. Normal.

Preaviso mínimo de 16 horas e interrupción máxima de 12 horas

2. Flexible.

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de cuatro horas continuadas, decido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de cuatro horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia el 50 por ciento de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, según su tarifa.

2.1.3 Resto de las 12 horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso:

Red Eléctrica de España, S.A. explicitará, con un preaviso mínimo de dos horas, el perfil de las 12 horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite P_{max} no puede ser inferior a una hora.

b) Interrumpibilidad tipo B:

1. Normal.

Preaviso mínimo de seis horas e interrupción máxima de seis horas

2. Flexible.

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de tres horas continuadas, decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de tres horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia el 50 por ciento de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, según su tarifa.

2.1.3 Resto de las seis horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso:

Red Eléctrica de España, S.A. explicitará, con un preaviso mínimo de dos horas, el perfil de las seis horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite P_{max} no puede ser inferior a una hora.

3. Las interrupciones flexibles de tipo A y B computarán como 12 y seis horas respectivamente y como una interrupción aunque se dividan en varios periodos.

4. Se mantienen los valores actualmente vigentes en relación con el número y frecuencia temporal de las interrupciones.

5. Los consumidores acogidos deberán aportar permanentemente información de la potencia activa y reactiva demandada por los consumidores en tiempo real y los programas previstos para ambos consumos.

Disposición adicional cuarta. *Procedimiento de autorización administrativa de determinados parámetros y tarifas.*

1. Procedimiento de autorización de modificaciones de parámetros a comienzo de la temporada alta eléctrica a suministros acogidos a tarifa general con complemento de interrumpibilidad.—A los efectos de la autorización prevista en el punto 1, del apartado 7.4.1.3, del título I del anexo I, de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, las modificaciones a comienzo de la temporada alta eléctrica de parámetros o tipos de interrumpibilidad de los suministros acogidos a tarifa general interrumpible, se deberá proceder de la siguiente forma:

1. Los interesados deberán remitir su solicitud de cambio de parámetros o tipos de interrumpibilidad a la empresa distribuidora con un mínimo de cuarenta y cinco días de antelación a la fecha de comienzo de la temporada alta.

2. Las empresas distribuidoras deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas, con un mínimo de un mes de antelación a la fecha de comienzo de la temporada alta, la relación de los suministros interrumpibles conectados a sus redes que estaban acogidos a tarifa general durante la temporada eléctrica anterior y que solicitan modificación de parámetros para la nueva la temporada eléctrica, acompañada de las solicitudes de los interesados. En dicha relación deberán incluir la siguiente información sobre las nuevas condiciones de los contratos solicitados:

- a) Titular.
- b) Ubicación del suministro.
- c) Tarifa.
- d) Modo de facturar la potencia.
- e) Potencia/s contratada/s.
- f) Tipo de discriminación horaria.
- g) Interrumpibilidad.
- h) Tipos a los que se acoge y Pmaxi para cada uno.

3. Las empresas distribuidoras deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas, en un plazo máximo de un mes contado a partir de la fecha de comienzo de la temporada alta, copia de cada uno de los contratos de suministro actualizados con los nuevos parámetros interrumpibles de sus clientes.

Los cambios de parámetros se entenderán autorizados si en el plazo de un mes desde que se reciba cualquiera de las comunicaciones previstas en los apartados anteriores la Dirección General de Política Energética y Minas, no ha denegado su aplicación.

2. Procedimiento de autorización de aplicación de la tarifa horaria de potencia a suministros acogidos a dicha tarifa en la temporada eléctrica anterior.—A los efectos de la autorización prevista en el título II, del anexo I, de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, los contratos anuales, de los suministros acogidos a la tarifa horaria de potencia que hubieran aplicado dicha tarifa en la temporada eléctrica inmediatamente anterior y que soliciten continuar acogidos en la nueva temporada eléctrica, se deberá proceder de la siguiente forma:

1. Los interesados deberán remitir su solicitud a la empresa distribuidora con un mínimo de 45 días de antelación a la fecha de comienzo de la temporada alta.

2. Las empresas distribuidoras deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas, con un mínimo de un mes de antelación a la fecha de comienzo de la temporada alta, la relación de los suministros que desean continuar acogidos a tarifa horaria

de potencia conectados a sus redes, acompañada de las solicitudes de los interesados, en la que conste la información mínima sobre condiciones del contrato para la nueva temporada eléctrica siguiente:

- a) Titular.
- b) Ubicación del suministro.
- c) Escalón de tensión.
- d) Potencias contratadas en cada periodo tarifario.
- e) Pmaxi.
- f) Previsión de consumos totales para cada mes y para cada periodo tarifario de la nueva temporada eléctrica así como su desagregación por meses y por periodos tarifarios.

3. Las empresas distribuidoras deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas, en un plazo máximo de un mes desde la fecha de comienzo de la temporada alta, copia de cada uno de los contratos de suministro actualizados con los nuevos parámetros que haya comunicado de acuerdo con el apartado anterior.

La aplicación de la tarifa horaria de potencia a dichos suministros con los parámetros relacionados por la empresa distribuidora, se entenderán autorizados si en el plazo de un mes desde que se reciba cualquiera de las comunicaciones previstas en los apartados anteriores la Dirección General de Política Energética y Minas no deniega su aplicación.

3. Procedimiento de autorización para aplicación de periodos horarios distintos a los establecidos con carácter general a suministros a tarifa con complemento tarifario por discriminación horaria.—A los efectos de la autorización prevista en el apartado 7.1 del título I del anexo I, de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, para la aplicación de periodos horarios distintos a los establecidos en la citada orden para los tipos de discriminación 2, 3 y 4, se deberá proceder de la siguiente forma:

1. Los interesados deberán remitir su solicitud a la empresa distribuidora con un mínimo de un mes de antelación a la fecha de comienzo de los cambios de hora oficial

2. Las empresas distribuidoras deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas, con un mínimo de 15 días de antelación a la fecha de comienzo de los cambios de hora oficial, la relación de los suministros con complemento tarifario por discriminación horaria que solicitan periodos horarios distintos a los establecidos en la citada orden y a los cuales han dado su conformidad, en la que conste la siguiente información mínima sobre condiciones del contrato:

- a) Titular.
- b) Ubicación del suministro.
- c) Tipo de discriminación horaria
- d) Horas punta, llano y valle tanto para verano como para invierno.

Dicha relación deberá asimismo ir acompañada de las solicitudes de los interesados.

3. La aplicación de dichos periodos a los suministros relacionados por la empresa distribuidora, se entenderán autorizados si en el plazo de un mes desde que se reciba la comunicación prevista en el apartado anterior la Dirección General de Política Energética y Minas no deniega su aplicación.

4. En caso de disconformidad entre el solicitante y la empresa distribuidora resolverá la Dirección General de Política Energética y Minas.

Disposición adicional quinta. *Aplicación de tarifas de acceso a exportaciones y a las unidades productor consumidor.*

1. No se aplicarán tarifas de acceso a los agentes externos y a otros sujetos para las exportaciones de energía eléctrica que realicen a través del sistema eléctrico nacional que tengan su destino en países miembros de la Unión Europea, cuando exista reciprocidad con dichos países.

2. Para la facturación del término de potencia de las tarifas de acceso a las unidades productor consumidor por la energía que adquieran como consumidores cualificados de acuerdo con el método establecido en el apartado 6 b) del artículo 6 del 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, la potencia contratada en cada período tarifario i deberá ser mayor o igual que la diferencia entre la potencia máxima contratada que puede llegar a absorber de la red en el período tarifario i, PMi, y la potencia instalada de la unidad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En estos casos, el período de facturación considerado para el cálculo del término de potencia de las tarifas de acceso a que hace referencia el párrafo 2 del apartado 6.b) del artículo 6 del citado 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, cuando todas las potencias realmente demandadas y registradas en todos y cada uno de los períodos tarifarios sean inferiores o iguales a las potencias máximas PMi que puede llegar a absorber de la red, tendrá carácter mensual, sin perjuicio del carácter anual establecido para el contrato, por lo que en aquellos meses en que no exista período tarifario i, la Pdi de aplicación será igual al 85 por ciento de la citada potencia contratada en el mismo.

Disposición adicional sexta. *Cálculo de compensaciones a distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico por adquisiciones de energía en instalaciones en régimen especial.*

Para el cálculo de la compensación establecida en el apartado cuarto del artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, se entenderá en todos los casos, por el precio que correspondería a la energía eléctrica adquirida por el distribuidor a cada uno de los productores facturada a la tarifa que le fuera de aplicación al distribuidor, el precio neto, es decir, el resultante de deducir de la facturación bruta correspondiente, el importe de los porcentajes sobre dicha facturación que deben entregar las empresas distribuidoras.

Disposición adicional séptima. *Precio unitario por garantía de potencia en el período tarifario 1 a clientes de baja tensión de tres períodos.*

El precio unitario por garantía de potencia establecido en el apartado 1 del punto 5.º de la parte dispositiva de la Orden de 17 de diciembre de 1998, aplicable al período tarifario 1 (X1) a la energía adquirida por clientes acogidos a la tarifa de acceso de baja tensión de tres períodos se fija en 0,013222 euros/kWh.

Disposición adicional octava. *Destino de los fondos de la cuota de financiación del stock básico del uranio.*

Los fondos existentes en la fecha de la publicación de este real decreto y a los que en el futuro se sigan ingresando de las empresas eléctricas, derivadas de la extinguida cuota de financiación del stock básico de uranio, serán traspasados en la correspondiente cuenta por compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones que se abonen a los distribuidores acogidos al Real Decreto 1538/1997, de 11 de diciembre.

Disposición transitoria primera. *Aplicación a clientes de la tarifa horaria de potencia y del complemento por interrumpibilidad.*

1. La tarifa horaria de potencia será incompatible con contratos de suministro adicional.

2. La tarifa horaria de potencia sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicha tarifa el 31 de diciembre de 1999 hasta el 1 de enero de 2007. Las condiciones y precios de aplicación de estos contratos serán los establecidos en el título II del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, con las modificaciones establecidas en el apartado 2 del anexo I de este real decreto.

3. El complemento por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicho complemento el 31 de diciembre de 1999 hasta el 1 de enero de 2007. Las condiciones y precios de aplicación de estos contratos serán los establecidos en los apartados 7.4 y 8.4.4 del título I del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, con las modificaciones establecidas en el apartado 2 del anexo I de este real decreto.

Los contratos de suministro adicional que suscriban los consumidores acogidos en su tarifa de suministro al sistema de interrumpibilidad serán interrumpibles en su totalidad, considerándose la/s potencia/s contratada/s de los mismos 0 kW en los momentos en que se dé una orden de interrupción en aplicación del sistema.

Si estos contratos adicionales no fueran considerados interrumpibles, el consumidor perderá automáticamente su derecho a estar acogido al sistema de interrumpibilidad en el contrato a tarifa.

En los casos en que coexista el contrato a tarifa interrumpible y el contrato adicional, si se incumpliera una orden de reducción de potencia, sin perjuicio de aplicar la penalización establecida en la Orden de 12 de enero de 1995, significará para el consumidor la aplicación de la incompatibilidad de una tarifa de suministro interrumpible con un contrato adicional.

Disposición transitoria segunda. *Ingresos de Red Eléctrica de España, S.A., procedentes de acuerdos anteriores entre Operadores de las Redes de Transporte anteriores a la publicación del Real Decreto 1432/2002, de 17 de diciembre.*

Red Eléctrica de España, S.A., a efectos de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía declarará y liquidará como ingresará la cuantía resultante de las compensaciones derivadas de los acuerdos entre los Operadores de las Redes de Transporte del sistema E.T.S.O (Operadores de las Redes de Transporte Europeos), que hubiera devengado con anterioridad a la publicación del Real Decreto 1432/2002, de 17 de diciembre.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se deroga el Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, así como cualquiera otra disposición de igual o menor rango que se oponga a lo dispuesto en este real decreto.

Disposición final primera. *Facultad de desarrollo.*

El Ministro de Economía dictará las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución de este real decreto.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 2004.

Dado en Madrid, a 26 de diciembre de 2003.

JUAN CARLOS R.

El Vicepresidente Primero del Gobierno
y Ministro de Economía,

RODRIGO DE RATO Y FIGAREDO

ANEXO I

1. *Relación de tarifas básicas con los precios de sus términos de potencia y energía*

Tarifas y escalones de tensión	Término de potencia Tp: €/kW y mes	Término de energía Te: €/kWh
<i>Baja tensión</i>		
1.0 Potencia hasta 770 W	0,272371	0,061222
2.0 General, potencia no superior a 15 kW (1)	1,436140	0,081587
3.0 General	1,407620	0,082402
4.0 General de larga utilización	2,248456	0,075301
B.0 Alumbrado público	0,000000	0,072125
R.0 De riegos agrícolas	0,330106	0,076608
<i>Alta tensión</i>		
Tarifas generales:		
Corta utilización:		
1.1 General no superior a 36 kV	1,949492	0,065274
1.2 General mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.....	1,843609	0,061288
1.3 General mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.....	1,781325	0,059482
1.4 Mayor de 145 kV	1,731498	0,057487

Tarifas y escalones de tensión	Término de potencia Tp: €/kW y mes	Término de energía Te: €/kWh
Media utilización:		
2.1 No superior a 36 kV	4,011095	0,059544
2.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	3,793101	0,055745
2.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,668532	0,054125
2.4 Mayor de 145 kV.....	3,575106	0,052381
Larga utilización:		
3.1 No superior a 36 kV	10,650579	0,047959
3.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	9,959226	0,045155
3.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.....	9,654034	0,043413
3.4 Mayor de 145 kV	9,361298	0,042229
Tarifas T. de tracción:		
T.1 No superior a 36 kV	0,610384	0,068263
T.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,560557	0,064214
T.3 Mayor de 72,5 kV	0,548101	0,062222
Tarifas R. de riegos agrícolas:		
R.1 No superior a 36 kV	0,498273	0,068326
R.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,473358	0,06434
R.3 Mayor de 72,5 kV	0,448446	0,06216
Tarifa G.4 de grandes consumidores.	10,046423	0,011087
Tarifa venta a distribuidores (D):		
D.1 No superior a 36 kV.....	2,140895	0,04528
D.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.....	2,020904	0,043197
D.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	1,970380	0,041681
D.4 Mayor de 145 kV	1,907227	0,040544

(1) A esta tarifa cuando se aplique el complemento por discriminación horaria nocturna (Tipo 0) no se aplicarán los recargos o descuentos establecidos en el punto 7.4.1 (Tipo 0) del título I del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, sino que se aplicarán directamente los siguientes precios a la energía consumida en cada uno de los períodos horarios:

Energía consumida día (punta y llano): 0,083816 €/kWh de término de energía.

Energía consumida noche (valle): 0,038009 €/kWh de término de energía.

2. *Precios de los términos de potencia y energía de la tarifa horaria de potencia*

Los precios de los términos de potencia, t_{pi} , y de los términos de energía t_{ei} en cada período horario para los clientes acogidos a esta tarifa, serán los siguientes afectados de coeficientes de recargo o descuento que se detallan más adelante:

Precios

Períodos		1	2	3	4	5	6	7
T_p	€/kW y año ..	31,210556	20,802884	17,831935	12,481732	12,481732	12,481732	9,597978
T_e	€/kWh	0,174707	0,064900	0,060665	0,054249	0,035627	0,023170	0,018249

Los recargos o descuentos aplicables a los precios anteriores serán, en función de la tensión de suministro, los siguientes:

Tensión kV	Recargo — Porcentaje	Descuento — Porcentaje
T ≤ 36	3,09	
36 < T ≤ 72,5	1,00	
72,5 < T ≤ 145	0,00	0,00
T > 145		12,00

Estos precios en euros se redondearán a seis decimales para los términos de potencia y energía.

A los efectos de aplicación de esta tarifa los 23 días tipo A del período 1 a fijar por Red Eléctrica de España S.A. se podrán establecer en cada año eléctrico, no pudiendo en un mismo mes fijar más de 12 días, y los días tipo A que se definen en el apartado tercero, apartado 3.1 del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 podrán ser todos los días del año eléctrico excepto sábados domingos y festivos.

El precio de los excesos computados de energía reactiva de acuerdo con lo establecido en el apartado 4.3 del título II, del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, por la que se establecen tarifas eléctricas, se fija en 0,037553 €/kVArh.

3. Condiciones de aplicación del complemento por interrumpibilidad regulado en el punto 7.4 del título I del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 aplicable a las tarifas generales de alta tensión

El término variable del descuento DI, que figura en el segundo sumando de la fórmula establecida en el párrafo a) del apartado 7.4 del título I del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 será nulo, es decir $(\Sigma P_j/P_f)$ será siempre 0 con independencia de las interrupciones solicitadas y cumplidas por el consumidor en cada temporada eléctrica.

4. Condiciones de aplicación de las tarifas de venta a los distribuidores que no se encontraban sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre

1. Las empresas distribuidoras que vinieran operando con anterioridad al 1 de enero de 1997, y a las que no les fuera de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, excepto GESA I y UNELCO I, podrán adquirir su energía:

a) A tarifa D, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, por la parte de su consumo que no exceda del realizado en el ejercicio económico anterior descontados los incrementos del año anterior que hayan sobrepasado los límites fijados para el mismo e incrementado en el porcentaje correspondiente a los aumentos vegetativos, que a estos efectos se fijan:

1.º Para las empresas clasificadas en el grupo I, en el 10%. Ello no obstante, podrá autorizarse por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del órgano competente de la Comunidad Autónoma y de la Comisión Nacional de Energía, un aumento superior, en atención a las particularidades de cada caso.

2.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 2 en el 10 %.

3.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 3 en el 7 %.

Estos límites serán considerados a año vencido, por lo que, en todo caso, deberán adquirir, como sujetos cualificados, ya sea directamente en el mercado organizado de producción como agentes del mercado o bien a través de una empresa comercializadora, la cuantía resultante de la energía que en el ejercicio anterior haya excedido de los límites del crecimiento que se hayan establecido para el mismo.

Estos límites de crecimiento vegetativo no se aplicarán a las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Ceuta, Melilla, Baleares y Canarias hasta que no se establezca un precio de referencia para los sujetos cualificados en dichos sistemas.

b) Al precio del mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

c) A la tarifa general correspondiente a su nivel de conexión.

2. El resto de empresas distribuidoras adquirirán su energía en el mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

ANEXO II

El precio medio de los alquileres de los contadores considerando no sólo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento son los siguientes:

2004
—
€/mes

a) Contadores simple tarifa:

Energía activa:

Monofásicos:

Tarifa 1.0 0,47
Resto 0,54

Trifásicos o doble monofásicos 1,53

Energía reactiva:

Monofásicos 0,72
Trifásicos o doble monofásicos 1,71

b) Contadores discriminación horaria:

Monofásicos (doble tarifa) 1,11
Trifásicos o doble monofásicos (doble tarifa) 2,22
Trifásicos o doble monofásicos (triple tarifa) 2,79
Contactador 0,15
Servicio de reloj de conmutador 0,91

c) Interruptor de control de potencia por polo 0,03

Para el resto de aparatos y equipos auxiliares de medida y control, el canon de alquiler se determinará aplicando una tasa del 1,125 por ciento mensual al precio medio de los mismos considerando no sólo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento, siendo este porcentaje aplicable igualmente a los equipos de medida para consumidores cualificados y otros agentes del mercado.

ANEXO III*Cantidades a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación*

Sus valores quedan fijados en las cuantías siguientes:

a) Cuotas de extensión, en €/kW solicitado, fijadas en función de la tensión de la red de suministro, serán las siguientes:

1.º Alta Tensión:

Potencia solicitada \leq 250 kW:

Tensión	Cuota de extensión €/kW solicitado
$V \leq 36$ kV	13,783186
36 kV $< V \leq 72,5$ kV	13,454275
$72,5$ kV $< V$	14,323094

2.º Baja Tensión:

Potencia solicitada \leq 50 kW.

Cuota de extensión = 15,235354 €/kW solicitado.

b) Cuotas de acceso, en €/kW contratado:

Alta Tensión:

Tensión	Cuota de acceso €/kW contratado
$V \leq 36$ kV	14,900238
36 Kv $< V \leq 72,5$ kV	12,914367
$72,5$ kV $< V$	9,383240

Baja Tensión:

Cuota de acceso: 17,277077 €/kW contratado.

c) Derechos de enganche:

1.º Baja Tensión: 7,931072 €.

2.º Alta tensión:

1.^a Hasta 36 kV inclusive: 69,704070 €.

2.^a Más de 36 kV a 72,5 kV inclusive: 234,086467 €/consumidor.

3.^a Más de 72,5 kV: 328,424821 €/consumidor.

d) Derechos de verificación:

1.º Baja Tensión: 7,025228 €/consumidor.

2.º Alta Tensión:

1.^a Hasta 36 kV, inclusive: 48,115565 €/consumidor.

2.^a Más de 36 kV a 72,5 kV, inclusive: 74,677577 €/consumidor.

3.^a Más de 72,5 kV: 110,480308 €/consumidor.

ANEXO IV

1. Las primas y los precios establecidos en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración son los siguientes:

Primas

Grupo	Tipo instalación	2004	
		Potencia (MW)	Prima (€/kWh)
a	a.1 y a.2	$P \leq 10$	0,021276
b	b.2		0,026640
	b.3		0,029464
	b.4		0,029464
	b.6		0,033250
	b.7		0,025136
c		$P \leq 10$	0,021336
Artículo 31			0,005770
d	d.1		0,029450
	d.2		0,026024
	d.3		0,016648

Precios regulados en el artículo 28.3

Grupo	Tipo instalación	2004
		Precio (€/kWh)
B	b.2	0,062145
	b.3	0,064909
	b.4	0,064909
	b.6	0,068575
	b.7	0,060582

2. Las instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, podrán cambiar la modalidad de facturación establecida en los artículos 24 y 28.3 del citado real decreto, con una frecuencia máxima de una vez en cada año natural.

3. Precios de los términos de potencia y energía entregada por instalaciones de producción en régimen especial acogidas al Real Decreto 2366/1994.

Tipo de instalación	Potencia instalada (MVA)	2004	
		Tp (€/kW) y mes	Te (€/kWh)
Grupo A	$P \leq 50$	1,824582	0,060695
Grupo B	$P \leq 50$	3,754668	0,055213
Grupos C, D y E	$P \leq 15$	9,867638	0,044680
	$15 < P \leq 30$	9,563543	0,043061
	$30 < P \leq 50$	9,271858	0,041814
Grupo F	$P \leq 50$	1,824582	0,060696

ANEXO V

Coefficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central

Tarifa de suministro y/o acceso	Porcentaje pérdidas por tarifas
Tarifa 1.0	14,04
Tarifa 2.0	13,95
Tarifa B.0	13,36
Tarifa 3.0	14,00
Tarifa 4.0	13,99
Tarifa R.0	13,36
Tarifa 1.1	5,97
Tarifa 2.1	5,84
Tarifa 3.1	5,73
Tarifa R.1	5,73
Tarifa T.1	5,98
Tarifa D.1	6,01
Tarifa 1.2	4,50
Tarifa 2.2	4,48
Tarifa 3.2	4,44
Tarifa R.2	4,40
Tarifa T.2	4,70
Tarifa D.2	4,60
Tarifa 1.3	3,06
Tarifa 2.3	3,04
Tarifa 3.3	3,00
Tarifa R.3	2,85
Tarifa T.3	3,21
Tarifa D.3	3,12
Tarifa 1.4	1,53
Tarifa 2.4	1,51
Tarifa 3.4	1,50
Tarifa D.4	1,62
Tarifa G.4 Nivel de tensión > de 36 kV y ≤ 72,5 kV	4,55
Tarifa G.4 Nivel de tensión > de 72,5 kV y ≤ 145 kV	3,08
Tarifa G.4 Nivel de tensión > de 145 kV	1,57

Coefficientes de pérdidas para contratos de acceso a tarifas de baja tensión regulados en el Real Decreto 1164/2001

Tarifa de acceso	Período 1	Período 2	Período 3
2.0A	13,9		
2.0NA	14,8	10,7	
3.0A	15,3	14,6	10,7
3.1A	6,6	6,4	4,8

Coefficientes de pérdidas para contratos de suministro a tarifa horaria de potencia y contratos de acceso a tarifas generales de alta tensión

Tensión de suministro	Pérdidas de energía imputadas (en porcentaje de la energía consumida en cada período)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV.	6,8	6,6	6,5	6,3	6,3	5,4

Tensión de suministro	Pérdidas de energía imputadas (en porcentaje de la energía consumida en cada período)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	4,9	4,7	4,6	4,4	4,4	3,8
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	2,7
Mayor de 145 kV	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4

Los períodos horarios a que se refiere este cuadro son los regulados para las tarifas generales de acceso para alta tensión. Para su aplicación a los contratos de suministro a tarifa horaria de potencia, corresponderán los períodos 1 y 2 de dicha tarifa con el 1 de este cuadro, el 3 con el 2 y así sucesivamente de forma correlativa.

Coefficientes de pérdidas para otros contratos de suministro o acceso

Nivel de tensión	Porcentaje
BT	13,81
MT (1 > kV ≥ 36)	5,93
AT (36 > kV ≥ 72,5)	4,14
AT (72,5 > kV ≥ 145)	2,87
MAT (145 > kV)	1,52

ANEXO VI

Precios máximos del operador del sistema por actuaciones derivadas del Reglamento de puntos de medida y sus ITC

1. *Lecturas locales, verificaciones e inspecciones*

Concepto	Precio — €
Desplazamiento a un punto de medida para la realización de cualquier intervención en el mismo, incluyendo lectura visual, lectura local con TPL, desprecintado o precintado o conjunto total o parcial de las anteriores	310,29
Suplementos:	
Realización de la verificación de contador-registrador y actualización de datos en el concentrador correspondiente	248,29
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante, y actualización de datos en el concentrador correspondiente	31,03
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante y actualización de datos en el concentrador correspondiente	93,09
Realización de la inspección de instalación y actualización de inventarios en el concentrador correspondiente	93,09
Verificación de transformador monofásico de tensión o intensidad, y actualización de datos en el concentrador correspondiente	93,09

Concepto	Precio — €
Realización de la parametrización de contador-registrador	62,06
Realización de la carga de claves para firma electrónica en el concentrador correspondiente.	62,06
Certificaciones:	
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1 h < período □ 7 días)	31,03
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (7 días < período □ 1 mes)	62,06
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1 mes < período □ 6 meses)	124,12
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (6 meses < período □ 1 año)	186,18
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1 año < período □ 3 años)	620,61
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (3 años < período □ 6 años)	992,96

2. Pruebas de validación de protocolos

Análisis y prueba de que los equipos cumplen los protocolos establecidos por el operador del sistema entre el concentrador principal y registradores o concentradores secundarios (red troncal): Estos costes se facturarán por las horas realmente dedicadas a un coste de 89,987904 euros/hora, con un coste mínimo de 1.241,20 euros, y se acompañarán cuando hayan superado las pruebas de un certificado de validación del protocolo, que servirá para su aceptación en todo el sistema de medidas.

ANEXO VII

Precios de los términos de potencia y términos de energía, activa y reactiva, de las tarifas de acceso definidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

1. Precios generales

1.º Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

Tarifa 2.0A:

Tp: 17,346456 €/kW y año.
Te: 0,025693 €/kWh.

Tarifa 2.0NA:

Tp: 16,416992 €/kW y año.

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,035314	0,023034

Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	21,145447	12,512873	2,715586
Te: €/kWh	0,018622	0,017004	0,013454

2.º Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	15,988326	9,859571	2,260912
Te: €/kWh	0,011522	0,010838	0,009592

Tarifas generales de alta tensión:

Términos de potencia

€/kW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,317234	5,164035	3,782263	3,782263	3,782263	1,723151
6.2	8,613889	4,310059	3,157803	3,157803	3,157803	1,438763
6.3	7,903851	3,955040	2,896210	2,896210	2,896210	1,320423
6.4	7,193812	3,600020	2,634617	2,634617	2,634617	1,202082
6.5	0,697583	0,697583	0,317648	0,317648	0,317648	0,317648

Términos de energía

€/kWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,017665	0,016527	0,014738	0,009700	0,006340	0,004931
6.2	0,014761	0,013827	0,012332	0,008097	0,005294	0,004111
6.3	0,013578	0,012644	0,011336	0,007412	0,004859	0,003799
6.4	0,012332	0,011522	0,010277	0,006789	0,004422	0,003426
6.5	0,001806	0,001806	0,000935	0,000935	0,000935	0,000935

3.º Término de facturación de energía reactiva (artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):

0,037553 €/kVA rh.

2. Precios específicos de aplicación a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea

1.º Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

Tarifa 2.0A: Tp: 16,433512 €/kW y año.
Te: 0,024341 €/kWh.

Tarifa 2.0NA:

Tp: 15,552966 €/kW y año.

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,033455	0,021822

Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	20,032562	11,854320	2,572665
Te: €/kWh	0,017642	0,016109	0,012746

2.º Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	15,146860	9,340662	2,141920
Te: €/kWh	0,010916	0,010268	0,009087

Tarifas generales de alta tensión:

Términos de potencia €/kW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	9,774238	4,892252	3,583202	3,583202	3,583202	1,632462
6.2	8,160540	4,083221	2,991608	2,991608	2,991608	1,363041
6.3	7,487871	3,746886	2,743782	2,743782	2,743782	1,250929
6.4	6,815202	3,410551	2,495957	2,495957	2,495957	1,138816
6.5	0,660869	0,660869	0,300930	0,300930	0,300930	0,300930

Términos de energía €/kWh

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,016735	0,015657	0,013962	0,009189	0,006006	0,004671
6.2	0,013984	0,013099	0,011683	0,007671	0,005015	0,003895
6.3	0,012863	0,011979	0,010739	0,007022	0,004603	0,003599
6.4	0,011683	0,010916	0,009736	0,006432	0,004189	0,003246
6.5	0,001711	0,001711	0,000886	0,000886	0,000886	0,000886

3.º Término de facturación de energía reactiva (artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):

0,035577 €/kVArh.

ANEXO VIII

Retribución de la actividad de distribución (año 2004 por empresas o agrupaciones de empresas peninsulares)

	Miles de euros
Iberdrola Distribución Eléctrica, S. A. U. ...	1.042.952
Unión Fenosa Distribución, S. A.	477.749
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S. A. ..	90.062
Electra de Viesgo I, S. A.	79.783
Endesa	1.132.736
Sociedad Coop. Valenciana Ltda. Benéfica de Consumo de Electricidad «San Francisco de Asís»	124
Total	2.823.406

23717 RESOLUCIÓN de 22 de diciembre de 2003, del Comisionado para el Mercado de Tabacos, por la que se publican los precios de venta al público de determinadas labores de tabaco en Expendedurías de Tabaco y Timbre del Area del Monopolio.

En virtud de lo establecido en el artículo 4 de la Ley 13/1998, de Ordenación del Mercado de Tabacos, se publican los precios de venta al público de determinadas labores de tabaco en Expendedurías de Tabaco y Timbre del Area del Monopolio, que han sido propuestos por los correspondientes fabricantes e importadores.

Primero.—Los precios de venta al público de las labores de tabaco que se indican a continuación, incluidos los diferentes tributos, en Expendedurías de Tabaco y Timbre de la Península e Illes Balears, serán los siguientes:

Precio total de venta al público
—
Euros/cajettilla

A) Cigarrillos

Bastos	2,45
Belga Red	2,45
Craven A Red	2,50
Embassy N.º 1	2,80
Ernte 23	2,10
Gold Leaf	2,25
HB Blue	1,95
HB Red	1,95
JPS Black	2,50
John Player Blue	2,80
Lambert Butler	2,60
Lambert Butler Gold	2,60
Lambert Butler Menthol	2,60
Pall Mall Blue	1,95
Pall Mall Filter Red	1,95
Pall Mall Menthol	1,95
Pall Mall Sin Filtro	1,95
Peter Stuyvesant Blue	1,95
Peter Stuyvesant Red	1,95
Peter Stuyvesant Silver	1,95
Regal	2,80
Romeo y Julieta	1,90
Superkings	2,70
Superkings Blue	2,70
Superkings Menthol	2,70
Superkings White	2,70
Winfield Blue	2,95
Winfield Red	2,95

Precio total de venta al público
—
Euros/unidad

B) Cigarros y cigarrillos

Castella:	
Classic (en envase de 5)	0,60
Monseñor de La Habana:	
Mini	1,00
Sir Thomas:	
Corona	0,60
Tabantillas:	
Perla	1,00

MERCADO DIARIO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Guía de Acceso al Mercado

Julio 2007

1. Adquisición de la condición de agente del mercado:

Para adquirir la condición de agente del mercado, los productores, comercializadores, distribuidores, agentes externos, consumidores cualificados, agentes vendedores y representantes deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Ser titular de instalaciones validamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica o estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, según corresponda. Los agentes externos deberán estar inscritos en uno de los registros mencionados, de acuerdo con su condición de vendedores o compradores. Los representantes de los sujetos para acreditarse como agente del mercado, deberán acreditar su condición a través del correspondiente poder notarial que refleje expresamente su actuación en nombre propio y por cuenta ajena o en nombre y por cuenta ajena.
- Haber acreditado ante el Operador del Mercado la condición de sujeto del sistema eléctrico mediante aportación de resolución o comunicación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o de certificación del Operador del Sistema.
- Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica en el correspondiente Contrato de Adhesión.
- Prestar garantías suficientes, cuya aceptación corresponde al Operador del Mercado, para garantizar las obligaciones de pago contraídas por su participación en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.

2. Adhesión al Mercado.

Se presentará en OMEL, la solicitud de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado por duplicado (Modelo I para entidades residentes y Modelo II para agentes externos).

A dicha solicitud de Adhesión al mercado deberán acompañarse los documentos siguientes:

- Acreditación de la condición de sujeto del sistema eléctrico mediante resolución o comunicación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o de certificación del Operador del Sistema.
- Número de Identificación Fiscal de la entidad que presenta la solicitud.

- D. N. I o Pasaporte de la persona firmante de cada uno de los modelos aportados.
- Personas de contacto (Modelo III).
- Datos de unidades de producción, de adquisición y unidades físicas (Modelo IV).
- Datos de liquidación y facturación (Modelo V).
- Documento acreditativo, con la necesaria fehaciencia, de las facultades o poderes del firmante de la solicitud, y en su día, del firmante del Contrato de Adhesión, así como de la designación de la persona o personas autorizadas para presentar ofertas. Asimismo declaración de los solicitantes de las tarjetas de acceso al Mercado (Modelo XIII).

Una vez examinada la documentación presentada y verificada su conformidad se procederá de la forma siguiente:

- Se firmará el Contrato de Adhesión (Anexo II de la Resolución de 30 de junio de 1998. BOE 16.07.98).
- Cuando así se determine por OMEL, el peticionario prestará ante OMEL, garantía suficiente de las obligaciones económicas derivadas de sus transacciones, cuya formalización se realizará mediante:
 - Depósito en efectivo.
 - Aval o fianza (Modelo VIII).
 - Autorización irrevocable de utilización de líneas de crédito suscritas por el comprador de la energía.
 - Cesión de derechos de cobro del mercado de producción (Modelo IX)
- Se entregará la tarjeta de acceso al Sistema de Información del Operador del Mercado, así como la guía de instalación del software del lector de tarjetas. Se devolverá por el agente el acuse de recibo correspondiente (Modelo XI).

La acreditación de la condición de sujeto del Mercado de producción será requisito indispensable para poder adquirir la condición de agente del mercado diario de producción.

Especialidad en el caso de representantes.

Los representantes deberán acreditar esta condición mediante la presentación del correspondiente poder notarial donde deberá especificar si el representante actúa en nombre y por cuenta ajena o si actúa en nombre propio pero por cuenta ajena.

En el caso de un representante agente vendedor, en nombre y por cuenta de terceros, que no quiera adquirir la condición de agente del mercado, previamente a su actuación efectiva en el mismo en tal condición, deberá presentar la siguiente documentación:

- a) Acreditación del otorgamiento de poderes suficientes para actuar como agente vendedor por parte de la entidad representada.
- b) Acreditación del otorgamiento de poderes suficientes de la entidad apoderada a favor de personas físicas de la misma que posibiliten su actuación efectiva en el Mercado.
- c) Aportación por parte de persona con poderes suficientes del agente vendedor de los siguientes datos:
- Personas de contacto. (Modelo III) *
 - Alta de unidad de oferta titularidad del agente vendedor. (Modelo IV)
 - Petición de tarjetas para operar en el Mercado, siempre previa acreditación de los poderes mencionados en el apartado b) anterior) (Modelo X).
 - Modelo XIII (Declaración de personas titulares de tarjetas)

**Dado que las liquidaciones se realizarían directamente al representado no debe incluirse ninguna persona de contacto en el apartado correspondiente a Liquidaciones en el Modelo III anteriormente reseñado.*

Asimismo y de forma voluntaria podría también solicitar el envío de lectores y software de apoyo remitiendo el Modelo XII.

Adicionalmente se deberá aportar la Declaración que se acompaña como Modelo XIV.

Especialidad en el caso de Agentes Externos

El futuro agente externo deberá solicitar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que autorice su participación como agente externo en el Mercado. Obtenida la autorización previa el agente externo deberá, en el plazo de 45 días hábiles, adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado, a que se refiere el art. 7.1 a) del R.D. 2019/1997.

Para materializar la adhesión al mercado, deberá aportar la documentación indicada en el apartado Adhesión al Mercado, aportando, además, el modelo de solicitud específico para agentes externos (Modelo II), y cumplimentar todos los trámites allí indicados, si bien en este caso todavía no puede operar en el mercado mientras no esté inscrito definitivamente en el Registro Administrativo que le corresponda.

Formalizada la adhesión a que se refiere el párrafo anterior, el agente externo solicitará su inscripción en el Registro Administrativo correspondiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, bien sea como vendedor (Sección tercera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción) o como comprador (Sección cuarta del Registro Administrativo

de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados), o en ambos, si la autorización le habilita para ello.

La presentación ante el operador del mercado de la resolución de inscripción definitiva en el Registro correspondiente será requisito indispensable para participar en el Mercado.

Especialidad en el caso de Instalaciones de Régimen Especial

Aportación de la inscripción previa o definitiva, según corresponda a unidades de nueva instalación o de unidades ya en funcionamiento, en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (Sección 2ª del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).

Adhesión al Mercado, para lo cual deberá aportar la documentación indicada en el apartado de Adhesión al Mercado.

Para la aplicación del régimen económico previsto en el Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, será necesaria la acreditación ante OMEL de la obtención por parte del titular de la instalación de régimen especial de la inscripción definitiva del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Asimismo en caso de unidades que no sean de nueva instalación deberán cumplir las previsiones contenidas en el artículo 22 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

3. Normativa Aplicable

Una relación de la normativa básica aplicable está disponible en la página web de OMEL indicada a continuación:

Operador del Mercado Ibérico de Energía,
Polo Español, S.A. (OMEL)
Subdirección de Estudios y Relaciones Externas
Teléfono: 91 659 89 13
Fax: 91 524 03 96
Correo electrónico: info@omel.es
Dirección Internet: <http://www.omel.es>
Dirección Postal: Alfonso XI, 6
28014 Madrid

4. Medios Informáticos y de Comunicaciones

4.1 Medios Informáticos

- **Ordenador PC compatible**

Requerimientos mínimos:

- CPU a 1 GHz
- 256 Mbytes memoria RAM
- 20 Gbytes de disco duro
- Tarjeta gráfica Super VGA, con resolución 1024x768 pixeles

- **Lector de tarjetas inteligentes.** (Tarjeta de Seguridad de Acceso al Mercado) conectado al PC. Puede ser adquirido a un proveedor externo o solicitado a OMEL mediante el web de agentes, que lo suministrará y facturará bajo pedido. Este lector de tarjetas inteligentes debe seguir el estándar PC/SC (Personal Computer/Smart Card).

- **Software**

Sistema Operativo: Se recomienda la última versión disponible del sistema operativo Windows (No es necesario utilizar la versión servidor). Se recomienda la versión Windows 2000 SP4 o Windows XP SP2.

Software del lector de tarjetas inteligente, suministrado junto con lector de tarjetas.

Internet Explorer 6.0 SP1 o superior. Cuando se accede por primera vez será necesario realizar una configuración del mismo para el manejo de la aplicación. La operación es semiautomática y dispone de una ayuda guiada.

4.2 Comunicaciones

El acceso al Sistema de Información de OMEL puede realizarse por cuatro medios diferentes:

- Internet
- Línea dedicada entre el Agente y OMEL.
- Línea RDSI. OMEL dispone de dos números propios de acceso con múltiples líneas
- Línea RTB. OMEL dispone de dos números propios de acceso con múltiples líneas

El Agente es responsable de la contratación y alquiler de los medios de comunicación que decida utilizar para acceder al Sistema de Información del Operador del Mercado. El ordenador PC compatible deberá estar conectado con el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Si el agente decide conectarse a través de **Internet** puede utilizar cualquier medio de comunicación para conectarse a un proveedor de Internet (ISP).

Si el agente decide instalar **líneas dedicadas**, deberá ponerse en contacto con la Dirección de Sistemas de Información de OMEL para los detalles técnicos de instalación y

configuración. El agente puede contratar la línea dedicada con el operador de telecomunicaciones que desee, debiendo indicarle que el extremo de la línea en OMEL deberá estar localizado en la ubicación del sistema SIOM en nuestras oficinas en Alfonso XI, 6.

OMEL dispone de interfaces serie [hasta 2Mbps] en los equipos de comunicaciones ('routers') para terminar las líneas dedicadas, que discurrirán desde el equipo del operador de telecomunicaciones hasta los equipos de OMEL, siendo el tipo de conector para conectar en nuestro extremo del tipo V35.

Si el agente decide disponer de acceso directo a OMEL por **RTB ó RDSI**, deberá llamar a los números de acceso RTB/RDSI facilitados por OMEL y deberá utilizar las claves de acceso a los servidores FTP de OMEL, que le deberán haber sido comunicadas al responsable de seguridad designado por el agente

MODELO I

SOLICITUD DE ADHESIÓN PARA AGENTES RESIDENTES

....., entidad domiciliada en, calle, nº..., con N.I.F.y, en su nombre y representación D....., en virtud de (*documento de acreditación de apoderamiento*)

EXPONE

1. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 3.1 del Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica,....., en virtud de su objeto social y su actividad, tiene la consideración de sujeto del mercado de producción en calidad de (*productor, autoproducer, distribuidor, comercializador, consumidor cualificado, representante*).
2. Que a los efectos previstos en el artículo 4, letra a) del mencionado Real Decreto 2019/1997, se encuentra inscrito en el Registro Administrativo de (*Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica/Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados*), según consta en (*resolución/certificado*) emitido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con fecha ...de.....de, copia de la cual se adjunta a la presente solicitud.
3. Que el artículo 7. 1 de dicho Real Decreto 2019/1997 prevé como requisito para adquirir la condición de miembro del mercado haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado diario de producción en el correspondiente contrato de adhesión.
4. Que las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica, actualmente en vigor, establecen en su Regla 7ª, las condiciones de adhesión a las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica.

En virtud de lo anteriormente expuesto,

SOLICITA

La adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica actualmente en vigor, en calidad de (*productor, autoproducer, distribuidor, comercializador, consumidor cualificado, representante*).

....., ... dede

MODELO II

SOLICITUD DE ADHESIÓN PARA AGENTES EXTERNOS

....., entidad domiciliada en, calle, nº..., con N.I.F.y, en su nombre y representación D....., en virtud de (*documento de acreditación de apoderamiento*)

EXPONE

1. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 3.1 del Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica,....., en virtud de su objeto social y su actividad, tiene la consideración de sujeto del mercado de producción en calidad de agente externo.
2. Que a los efectos previstos en el artículo 2 de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 14 de julio de 1998, por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, la Dirección General de Política Energética y Minas ha otorgado a con carácter previo la condición de agente externo para la realización de operaciones de (*compra/venta/compra y venta*) de energía eléctrica, según consta en resolución emitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con fecha ...de.....de, copia de la cual se adjunta a la presente solicitud.
3. Que el artículo 7. 1 de dicho Real Decreto 2019/1997 prevé como requisito para adquirir la condición de miembro del mercado haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado diario de producción en el correspondiente contrato de adhesión.
4. Que las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica, actualmente en vigor, establecen en su Regla 7ª, las condiciones de adhesión a las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica.

En virtud de lo anteriormente expuesto,

SOLICITA

La adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica actualmente en vigor, en calidad de agente externo para la realización de operaciones de (*compra/venta/compra y venta*) de energía eléctrica en España.

....., ... dede

Nombre del agente en el registro administrativo:
Actividad:

MODELO III DATOS DEL AGENTE

(Información general a suministrar por el agente)

1. Datos del agente del mercado

Descripción: _____ (30 caracteres como máximo)
 Código de agente solicitado _____ (5 dígitos) (deberá ser igual al código a solicitar/solicitado como sujeto en el operador del sistema, y diferente a los códigos de agentes dados de alta en el mercado)

"Web" público del agente (opcional): _____ (para incluir un enlace en la página "Directorio de Agentes" de la dirección Internet de OMEL, <http://www.omel.es>)

2. Personas de contacto y direcciones de correo electrónico para envío de información

Persona de contacto:

Nombre y apellidos: _____
 Dirección: _____ CP.: _____ Ciudad: _____
 Teléfono: _____
 Fax: _____
 Correo electrónico: _____

Si el agente está representado por otra entidad deberá indicar la persona de contacto correspondiente:

Nombre y apellidos: _____
 Dirección: _____ CP.: _____ Ciudad: _____
 Teléfono: _____
 Fax: _____
 Correo electrónico: _____

Dirección de correo electrónico para envío de información general (se recomienda una dirección de correo genérica; nombre_generico@empresa.es)
 Correo electrónico: _____

Si el agente lo desea, puede señalar los nombres de otras personas facultadas por la empresa para los temas de seguridad, así como para sus relaciones con la Dirección de Ofertas y Casación, con la Dirección de Sistemas de Información y con la Dirección de Liquidación y Facturación. En caso de no señalar alguno de estos nombres, se entenderá que la persona de contacto para ese tema será la indicada con carácter general en el primer apartado de este modelo.

Responsable de Seguridad (comunicaciones, envíos y recepciones de Tarjetas de Seguridad de acceso al sistema)

Nombre y apellidos: _____
 Dirección: _____ CP.: _____ Ciudad: _____

Teléfono: _____
Fax: _____
Correo electrónico: _____
Dirección de correo electrónico para envío de información de responsable de seguridad (se recomienda una dirección de correo genérica; nombre_generico@empresa.es)
Correo electrónico: _____

Ofertas y Casación

Nombre y apellidos: _____
Dirección: _____ CP.: _____ Ciudad: _____
Teléfono: _____
Fax: _____
Correo electrónico: _____
Dirección de correo electrónico para envío de información de ofertas y casación (se recomienda una dirección de correo genérica; nombre_generico@empresa.es)
Correo electrónico: _____

Sistemas de Información

Nombre y apellidos: _____
Dirección: _____ CP.: _____ Ciudad: _____
Teléfono: _____
Fax: _____
Correo electrónico: _____
Dirección de correo electrónico para envío de información de sistemas de información (se recomienda una dirección de correo genérica; nombre_generico@empresa.es)
Correo electrónico: _____

Liquidación y Facturación

Nombre y apellidos: _____
Dirección: _____ CP.: _____ Ciudad: _____
Teléfono: _____
Fax: _____
Correo electrónico: _____
Dirección de correo electrónico para envío de información de liquidaciones y facturación (se recomienda una dirección de correo genérica; nombre_generico@empresa.es)
Correo electrónico: _____

3. Direcciones de correo electrónico para reclamaciones (opcional)

Direcciones de correo electrónico (se recomiendan direcciones de correo genéricas; nombre_generico@empresa.es) para recibir los mensajes relativos a las reclamaciones a los procesos de:

Mercado Diario: _____

Mercado Intradía: _____

Liquidaciones: _____

Por la Empresa (Fecha y firma)

Nombre del agente en el registro administrativo:

Actividad:

MODELO IV a

DATOS DE UNIDADES DE ADQUISICIÓN

(Información a suministrar para CADA unidad de adquisición)

1. Alta de una nueva unidad de adquisición

Descripción de la unidad de adquisición: _____.

Marque la opción que corresponda:

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Portugal | <input type="checkbox"/> España |
| <input type="checkbox"/> Exportación a Marruecos | <input type="checkbox"/> Exportación a Andorra |
| <input type="checkbox"/> Exportación a Francia (1) | |

(1) En caso de solicitud de unidades para exportación a través de la frontera con Francia se crearán simultáneamente la unidad con derechos previos y la unidad sin derechos previos de capacidad.

1.1. Tipo de la unidad

Marque la opción que corresponda:

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Consumo de bombeo (2) | <input type="checkbox"/> Comercializador |
| <input type="checkbox"/> Distribución/Comercializador último recurso | <input type="checkbox"/> Agente externo |
| <input type="checkbox"/> Cliente cualificado | <input type="checkbox"/> Consumo de productores (SS.AA.) |
| <input type="checkbox"/> Unidad Genérica (3) | <input type="checkbox"/> Unidad Genérica Subastas Distribución (3) |

(2) En el caso de instalaciones de consumo de bombeo se deberá rellenar un modelo IVc por cada una de las unidades físicas de la central de bombeo

(3) En caso de solicitud de alta de Unidad de oferta Genérica, o Unidad de Oferta Genérica de Subastas de Distribución, se darán de alta tanto las unidades de compra como las unidades de venta asociadas.

1.2. Energías Horarias

Datos de potencia horaria de la unidad de adquisición a efectos de validación de ofertas (máximo un decimal), excepto para las instalaciones de consumo de bombeo que se indicará en el modelo IVc:

- Energía horaria máxima en MWh: _____
- Energía horaria mínima en MWh (opcional): _____

1.3. Fecha de solicitud de alta

Fecha para la cual se solicita que sea efectiva la aplicación del alta de la unidad:

- Fecha (dd/mm/aaaa): _____
- Se solicita el alta para la primera fecha que el Operador del Sistema admita programa de la unidad

2. Solicitud de modificación de una unidad de adquisición

Código de OMEL de la unidad de adquisición _____

2.1 Cambio de potencia de una unidad de adquisición

Datos de potencia horaria de la unidad de adquisición a efectos de validación de ofertas (máximo un decimal):

- Energía horaria máxima en MWh: _____
- Energía horaria mínima en MWh (opcional): _____

Fecha para la cual se solicita que sea efectiva la aplicación de la modificación de la unidad:

- Fecha (dd/mm/aaaa): _____

2.2 Cambio de responsable del envío de ofertas

Agente responsable del envío de las ofertas de la unidad de adquisición _____

Fecha para la cual se solicita que sea efectiva la aplicación de la modificación de la unidad:

- Fecha (dd/mm/aaaa): _____

3. Baja de una nueva unidad de adquisición

Código de OMEL de la unidad de adquisición _____

- Fecha (dd/mm/aaaa): _____

Por la Empresa (Fecha y firma)

Nombre del agente en el registro administrativo:

Actividad:

MODELO IV b
b1. Alta de Unidades de Oferta de venta

DATOS DE UNIDADES DE VENTA
(Información a suministrar para CADA unidad de venta)

1. Alta de una nueva unidad de adquisición

Descripción de la unidad de venta: _____.

Marque la opción que corresponda:

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Portugal | <input type="checkbox"/> España |
| <input type="checkbox"/> Importación desde Marruecos | <input type="checkbox"/> Importación desde Andorra |
| <input type="checkbox"/> Importación desde Francia (1) | |

(1) En caso de solicitud de unidades para importación a través de la frontera con Francia se crearán simultáneamente la unidad con derechos previos y la unidad sin derechos previos de capacidad.

1.1. Tipo de la unidad

Marque la opción que corresponda:

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Productor régimen ordinario (2) | <input type="checkbox"/> Productor régimen especial (5) |
| <input type="checkbox"/> Comercializador (unidades internacionales) | <input type="checkbox"/> Comercializador (CB. Régimen Especial) (3) |
| <input type="checkbox"/> Agente vendedor régimen especial (3) | <input type="checkbox"/> Agente externo |
| <input type="checkbox"/> Distribución (Régimen Especial. Real Decreto 661/2007 Art. 24 a) | |
| <input type="checkbox"/> Unidad Genérica (4) | <input type="checkbox"/> Unidad Genérica Subastas Distribución (4)(6) |

(2) En caso de grupos térmicos multiteje se deberá rellenar un modelo IVc por cada una de las unidades físicas.

(3) Deberá rellenar un modelo IVc por cada una de las unidades físicas de la unidad de oferta.

(4) En caso de solicitud de alta de Unidad de oferta Genérica, o Unidad de Oferta Genérica de Subastas de Distribución, se darán de alta tanto las unidades de compra como las unidades de venta asociadas.

(5) Este caso se corresponde con el régimen especial que oferta a mercado individualmente, sin estar representado por un agente vendedor.

(6) En caso de ser un Distribuidor o comercializador de último recurso existirá adicionalmente la unidad de venta al mercado diario para el ajuste a la mejor estimación de energía necesaria para suministro y los compromisos previos al mercado diario.

1.2. Energías Horarias

Datos de potencia horaria (con un máximo de un decimal) de la unidad de venta a efectos de validación de ofertas, de unidades de oferta que no tiene unidades físicas (en caso de tener unidades físicas se toma la suma de las unidades físicas declaradas en los modelos IVc asociados):

- Energía horaria máxima en MWh: _____
- Energía horaria mínima en MWh (opcional): _____

1.3. Gradientes

Datos de potencia de gradientes (con un máximo de un decimal) de la unidad de venta (MW/minuto):

- Máximo de subida _____ Máximo de bajada _____
 Máximo de arranque _____ Máximo de parada _____

1.4. Fecha de alta de la unidad de venta

- Fecha determinada (dd/mm/aaaa): _____
 Primer día del mes siguiente a la finalización del proceso de acceso.
 Se solicita el alta para la primera fecha que el Operador del Sistema admita programa
 Según el siguiente criterio (especificar): _____

1.5 Agente responsable del envío de ofertas (7)

Agente responsable del envío de las ofertas de la unidad de venta _____

- (7) En caso de corresponderse con una instalación física inscrita en el Registro de Instalaciones a nombre de más de un titular, el modelo deberá de ir firmado por todos los titulares de la instalación

Por la Empresa (Fecha y firma)

Nombre del agente en el registro administrativo:

Actividad:

MODELO IV b

b.2 Modificaciones y bajas Unidades de Oferta de venta

DATOS DE UNIDADES DE VENTA

(Información a suministrar para CADA unidad de venta)

2. Solicitud de modificación de datos de una unidad de venta.

Código de OMEL de la unidad de venta _____

2.1 Cambio de datos técnicos de una unidad de venta

Datos de potencia horaria (con un máximo de un decimal) de la unidad de venta a efectos de validación de ofertas de unidades que no tienen unidades físicas:

- Energía horaria máxima en MWh: _____
- Energía horaria mínima en MWh (opcional): _____

Datos de potencia de gradientes (con un máximo de un decimal) de la unidad de venta (MW/minuto):

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Máximo de subida _____ | <input type="checkbox"/> Máximo de bajada _____ |
| <input type="checkbox"/> Máximo de arranque _____ | <input type="checkbox"/> Máximo de parada _____ |

Fecha para la cual se solicita que sea efectiva la aplicación de la modificación de la unidad:

- Fecha de entrada en vigor (dd/mm/aaaa): _____

2.2 Cambio de responsable del envío de ofertas (8)

Agente responsable del envío de las ofertas de la unidad de venta _____

- (8) En caso de corresponderse con una instalación física inscrita en el Registro de Instalaciones a nombre de más de un titular, el modelo deberá de ir firmado por todos los titulares de la instalación

Fecha para la cual se solicita que sea efectiva la aplicación de la modificación de la unidad:

- Fecha (dd/mm/aaaa): _____

3. Baja de una unidad de venta

Código de OMEL de la unidad de venta _____

- Fecha (dd/mm/aaaa): _____

Por la Empresa (Fecha y firma)

Nombre del agente en el registro administrativo:

Actividad:

MODELO IV c
DATOS DE LAS UNIDADES FÍSICAS
(Información a suministrar para CADA unidad física)

1. Identificación de la unidad física

Descripción de la unidad física: _____.

Código de la instalación en el Registro Administrativo: _____.

2. Alta de una nueva unidad física:

2.1. Energías Horarias

Datos de la unidad física a efectos de validación de ofertas (con un máximo de un decimal).

- Energía horaria máxima en MWh: _____.
- Energía horaria mínima en MWh (opcional): _____.

2.2. Tecnología

Marcar la que corresponda:

- | | | |
|---|---|--|
| <input type="checkbox"/> Hulla antracita | <input type="checkbox"/> Carbón de importación | <input type="checkbox"/> Lignito negro |
| <input type="checkbox"/> Lignito pardo | <input type="checkbox"/> Fuel | <input type="checkbox"/> Gas |
| <input type="checkbox"/> Ciclo combinado | <input type="checkbox"/> Hidráulica | <input type="checkbox"/> Hidráulica de Bombeo puro |
| <input type="checkbox"/> Hidráulica de Bombeo mixto | <input type="checkbox"/> Nuclear | <input type="checkbox"/> Cogeneración |
| <input type="checkbox"/> Eólica | <input type="checkbox"/> Consumo de bombeo puro | <input type="checkbox"/> Consumo de bombeo mixto |

2.3. Asociación a unidad de venta

La unidad física para la que se solicita el alta según sea el caso puede participar de forma individual a través de una unidad de venta con una única unidad física, o a través de una unidad de venta que agrupe a más de una unidad física. Indique cual de las siguientes situaciones es la solicitada:

- Participación individual a través de unidad de venta de la que solicita simultáneamente el alta de unidad de venta (modelo IVb).
- Solicitud de asociación con una unidad de venta _____
_____ (indicar código de OMEL o descripción de la unidad de venta en caso de solicitud simultánea del alta de la unidad de oferta asociada).

2.4. Conexión de la instalación a la Red de Distribución.

Conexión a la distribuidora _____.

2.5. Fecha de alta de la unidad física

- Fecha determinada (dd/mm/aaaa): _____.
- Primer día del mes siguiente a la finalización del proceso de acceso.
- Se solicita el alta para la primera fecha que el Operador del Sistema admita programa de la unidad
- Según el siguiente criterio (especificar): _____.

3. Solicitud de modificación de datos de la unidad física

Código de OMEL de la unidad física _____

3.1. Potencia de la unidad física

Datos de la unidad física a efectos de validación de ofertas (con un máximo de un decimal).

- Energía horaria máxima en MWh: _____.
- Energía horaria mínima en MWh (opcional): _____.

3.2. Cambio de asociación de la unidad física a otra unidad de venta

- Solicitud de cambio de asociación con una unidad de venta _____
_____ (indicar código de OMEL o descripción de la unidad de venta si se solicita simultáneamente el alta de la unidad asociada).

3.3. Fecha de entrada en vigor de la modificación solicitada

- Fecha determinada (dd/mm/aaaa): _____
- Primer día del mes siguiente a la finalización del proceso de acceso.
- Según el siguiente criterio (especificar): _____

4. Baja de una unidad física

Código de OMEL de la unidad de la unidad física _____

Fecha (dd/mm/aaaa): _____

Por la Empresa (Fecha y firma)

Nombre del agente en el registro administrativo:
Actividad:

MODELO IV d

DATOS DE ASOCIACIÓN DE UCPs Y UNIDADES DE OFERTA (El modelo podrá contener información de varias UCPs)

1. Alta de asociaciones entre UCPs y Unidades de Oferta

En la tabla adjunta se especificará, para una unidad de oferta que no esté asociada a ninguna UCP, a que UCP se asocia.

Relación UCP y Unidad de oferta		
Código de la UCP (1)	Código de la Unidad de Oferta (2)	Fecha inicio de la asociación

2. Solicitud de modificación de asociaciones entre UCPs y Unidades de Oferta

En la tabla adjunta se especificará, para una unidad de oferta que ya está asignada a una UCP, a que UCP cambia su asociación.

Relación UCP y Unidad de oferta		
Código de la UCP (1)	Código de la Unidad de Oferta (2)	Fecha de cambio de la asociación

3. Baja de asociaciones entre UCPs y Unidades de Oferta

En la tabla adjunta se especificará las unidades de oferta que dejaran de estar asociadas a una UCP a partir de la fecha indicada.

Baja de Relación UCP y Unidad de oferta		
Código de la UCP (1)	Código de la Unidad de Oferta (2)	Fecha fin de la asociación

(1) Código asignado por OMIP a la UCP.

(2) Código asignado por OMEL a la unidad de oferta.

Por la Empresa (Fecha y firma)

Nombre del agente en el registro administrativo:

Actividad:

MODELO V DATOS DE LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN

Entidad financiera para abonos

Nombre entidad financiera(*): _____

Titular (*): _____

Dirección: _____ C.P. _____ Ciudad: _____ País: _____

Telefono: _____ Código SWIFT del banco (*): _____

Código internacional de la cuenta bancaria IBAN (*): _____

Encabezamiento de la factura

Factura a la atención de (Nombre y apellidos): _____

CIF (1) (*): _____ (Indique el distintivo del país)

Dirección (*): _____ C.P.(*): _____ Ciudad (*) _____

Provincia(*): _____ País(*): _____

*(Para sujetos pasivos revendedores según la Directiva 77/388/EC haga constar los datos de la sede de la actividad económica o del establecimiento permanente al que se suministra la energía.
Para otros sujetos pasivos según la Directiva 77/388/EC haga constar los datos de su establecimiento situado en el territorio en el que se consume la energía)*

Sólo para los agentes que han comunicado en el apartado anterior un establecimiento permanente al cual se suministra la energía situado fuera del territorio español

Si posee un establecimiento permanente o domicilio fiscal en el territorio español, indique los siguientes datos:

Factura a la atención de (Nombre y apellidos): _____

CIF (*): _____ (Indique el distintivo del país)

Dirección (*): _____ C.P.(*): _____ Ciudad (*) _____

Provincia(*): _____ País(*): _____

(Será de aplicación a la factura como entidad suministradora de energía a sujetos establecidos en el territorio español, de acuerdo con el art. 84.dos de la Ley37/1992 del IVA)

Por la Empresa (Fecha y firma)

(*) Campo obligatorio

(1) Debe acreditarse la relación CIF-Nombre del Agente mediante documento expedido por la Administración Tributaria

Dirección a la que se envía la factura

A la atención de (Nombre y apellidos) (*): _____

Dirección (*): _____ C.P.(*): _____ Ciudad (*): _____

Provincia(*): _____ País(*): _____

Teléfono (*): _____

Fax: _____ Correo electrónico (*): _____

Opciones de liquidación, tratamiento de garantías y cobros y pagos

Indique si desea acogerse a las siguientes modalidades según las reglas vigentes:

- Facturación electrónica de sus operaciones en el mercado SI NO

- Modalidad de pequeños pagos (2) SI NO
En caso afirmativo indique el máximo pago para el que se acoge a esta opción: _____

- Modalidad de pequeños cobros SI NO
En caso afirmativo indique:
El máximo cobro para el que se acoge a esta opción _____
Si desea que la cantidad no cobrada se utilice para atender
pequeños pagos (SI) o se devuelva en próxima liquidación(NO) SI NO

- Pagos de liquidaciones con medidas con cargo a sus garantías
extraordinarias formalizadas en efectivo SI NO

(2) Para que esta opción sea efectiva deberá efectuar un ingreso en la cuenta de OMEL con esta finalidad

Por la Empresa (Fecha y firma)

MODELO VI

AUTORIZACION DE RETENCION DE DERECHOS DE COBRO

..... entidad domiciliada en, calle, nº, con N.I.F.
y en su nombre y representación D....., en virtud de, (Acuerdo del
Consejo de Administración, facultades, apoderamiento u otros) que declara expresamente
en vigor y válido y suficiente para suscribir este documento

A U T O R I Z A

Al Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S. A., en su calidad de
operador del mercado, para que, en cualquiera de las fechas de cobros y pagos de sus
liquidaciones, pueda retener del total del importe a abonar en dicha fecha a....., la
cantidad necesaria para cubrir sus obligaciones de pago devengadas pendientes en el
mercado diario e intradiario de electricidad, en el caso de que las garantías prestadas por el
agente no alcancen el importe de las obligaciones de pago anteriormente citadas.

El importe así retenido será ingresado por el operador del mercado, valor mismo día, en la
cuenta señalada en la Regla 49.7 de las de funcionamiento del mercado, en concepto de
garantía en efectivo a favor del agente.

Este depósito será inmediatamente reembolsado a.....en la misma fecha en que el
importe de las garantías de, descontado este deposito, alcance el importe necesario
para garantizar las obligaciones de pago devengadas pendientes.

En....., a..... de.....de.....

Firmado
(Nombre y cargo)

MODELO VII

AUTORIZACION DE RETENCION DE DERECHOS DE COBRO A FAVOR DE TERCEROS

..... entidad domiciliada en, calle, nº, con N.I.F. y en su nombre y representación D....., en virtud de, (Acuerdo del Consejo de Administración, facultades, apoderamiento u otros) que declara expresamente en vigor y válido y suficiente para suscribir este documento

A U T O R I Z A

Al Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S. A., en su calidad de operador del mercado, para que, en cualquiera de las fechas de cobros y pagos de sus liquidaciones, pueda retener del total del importe a abonar en dicha fecha a..... .., la cantidad necesaria para cubrir las obligaciones de pago devengadas pendientes en el mercado diario e intradiario de electricidad de cualquiera de los agentes a los que ha cedido derechos de cobro, en el caso de que las garantías prestadas por dichos agentes no alcancen el importe de las obligaciones de pago anteriormente citadas.

El importe así retenido será ingresado por el operador del mercado, valor mismo día, en la cuenta señalada en la Regla 49.7 de las de funcionamiento del mercado, en concepto de garantía en efectivo a favor del agente al que ha cedido derechos de cobro.

Este depósito será inmediatamente reembolsado a.....en la misma fecha en que el importe de las garantías de todos los agentes a los que ha cedido derechos de cobro, descontado este depósito, alcancen el importe necesario para garantizar las obligaciones de pago devengadas pendientes.

En....., a..... de.....de.....

Firmado
(Nombre y cargo)

MODELO VIII

AVAL BANCARIO

En, a de.....de.....

..... (Banco, Caja de Ahorros o Cooperativa de Crédito) con domicilio en, representado en este acto por D..... con facultades suficientes para ello en virtud de, de fecha.....

EXPONE

- I. Que, ha suscrito el pasado el Contrato de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica (en adelante Contrato de Adhesión).
- II. Que el artículo 7.1 letra b) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica establece como condición necesaria para la adquisición de la condición de agente del mercado, la prestación al Operador del Mercado de garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como agente del mercado diario de producción, en los términos que se establezcan en el Contrato de Adhesión, añadiendo que la no prestación de la citada garantía impedirá al sujeto obligado intervenir en el mercado diario de producción.
- III. Que las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica, en su Regla 50.6.1 letra b), establecen la posibilidad de formalizar la garantía exigida mediante aval o fianza de carácter solidario prestado por Banco, Caja de Ahorros o Cooperativa de Crédito a favor del Operador del Mercado.

Por lo que (Banco, Caja de Ahorros o Cooperativa de Crédito)

AVALA

De forma incondicional e irrevocable a, ante el OPERADOR DEL MERCADO IBERICO DE ENERGIA – POLO ESPAÑOL, S. A., (en adelante el Operador del Mercado), por todas y cada una de las obligaciones de pago contraídas por derivadas de su intervención en el Mercado Diario de Producción de Energía Eléctrica, constituyéndose en fiador obligado solidariamente con el deudor principal al pago de todas las cantidades que fueran debidas por aquél en virtud de dicha intervención, con renuncia expresa a los beneficios de excusión y, en su caso, división, y teniendo esta garantía carácter abstracto y por tanto sin que el avalista pueda oponer excepción alguna para evitar el pago y en especial ninguna derivada de relaciones subyacentes entre el avalista y el avalado.

El importe de la presente garantía será equivalente al del límite de la Garantía que establezca el Operador del Mercado atendiendo a los criterios de período del riesgo y energía máxima en un período de contratación y, en todo caso, a un importe máximo de euros.

El pago se hará efectivo a primer requerimiento, de tal forma que, en caso de que el Operador del Mercado exija el desembolso al avalista, pueda ingresar con fecha valor día de la liquidación correspondiente dichas cantidades al acreedor de las mismas.

La presente garantía extiende su vigencia hasta que el Operador del Mercado autorice su cancelación.

La legislación española será de aplicación, con carácter exclusivo, para la interpretación y ejecución de lo establecido en el presente documento.

.....(Banco, Caja de Ahorros o Cooperativa de Crédito) se somete a los juzgados y tribunales de Madrid capital, con renuncia expresa a cualquier otro fuero que pudiera corresponderle, para la resolución de cualquier controversia que en aplicación de la presente garantía pudiera suscitarse.

Por(Banco, Caja de Ahorros o Cooperativa de Crédito)
P.p.

MODELO IX

CESIÓN DE DERECHOS DE COBRO

En, a de.....de.....

..... entidad domiciliada en, calle, nº .., con N.I.F. y en su nombre y representación D....., en virtud de, (Acuerdo del Consejo de Administración, facultades de apoderamiento u otros, en general suficientes para conceder avales)

EXPONE

- I. Que con fecha ... de de, en calidad de ha solicitado su adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradiario de Producción de Energía Eléctrica (en adelante Reglas de Funcionamiento), actualmente en vigor.
- II. Que el artículo 7.1 letra b) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica establece como condición necesaria para la adquisición de la condición de agente del mercado, la prestación al Operador del Mercado de garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como agente del mercado diario de producción, en los términos que se establezcan en el Contrato de Adhesión, añadiendo que la no prestación de la citada garantía impedirá al sujeto obligado intervenir en el mercado diario de producción.
- III. Que las Reglas de Funcionamiento, en su Regla 50.6.1 letra c), establecen la posibilidad de formalizar la garantía exigida mediante la cesión de futuros derechos de cobro pendientes de pago del mercado de producción, que el agente que resulte acreedor como resultado de sus ventas de energía eléctrica haga en favor de los agentes deudores, siempre que sea aceptada previamente por el Operador del Mercado.
- IV. Que cumple los requisitos establecidos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997 anteriormente citado, y tiene por tanto la consideración de agente del mercado diario, desarrollando efectivamente, a los efectos que puedan derivarse del presente documento, la actividad de vendedor de energía eléctrica.
- V. Que, está interesada en ceder derechos de cobro a su favor, pendientes de abono, derivados de su intervención como vendedor en el mercado de producción de energía eléctrica, a favor de como garantía de esta última ante el Operador del Mercado, en cuantía suficiente que permita responder de las obligaciones de pago contraídas por, en su actividad como en el mercado de producción de energía eléctrica.

En virtud de lo anteriormente expuesto

ACUERDA

1. Ceder, de forma irrevocable e incondicional, los futuros derechos de cobro a favor de pendientes de pago, por un importe equivalente, en todo momento, al de la cuantía exigida a por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español, S.A. (en adelante el Operador del Mercado), en concepto de garantía, a favor de, ante el Operador del Mercado, de acuerdo con lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradiario de Producción de Energía Eléctrica, y en todo caso, por un importe máximo deeuros.
2. Autorizar al Operador del Mercado para que en cada una de las fechas de liquidación de los correspondientes periodos de liquidación,, no ha hecho frente al pago de todas y

cada una de las obligaciones de pago pueda proceder, previa notificación a, a la ejecución de esta garantía mediante la disposición de la cuantía necesaria correspondiente a los derechos de pago a percibir por, en su calidad de vendedor de energía y que por el presente acuerdo son objeto de cesión, y hasta el importe que cubra la totalidad de las obligaciones de pago contraídas en ese periodo de liquidación por

3. El presente acuerdo de cesión de derechos de cobro tiene el carácter de garantía solidaria de respecto del deudor principal de las obligaciones de pago,, teniendo la citada garantía carácter abstracto y por tanto sin que puedan oponerse a su ejecución excepción alguna para evitar el pago y en especial ninguna derivada de relaciones subyacentes entre y

4. Este acuerdo extiende su vigencia con el carácter de garantía hasta

La legislación española será de aplicación, con carácter exclusivo, para la interpretación y ejecución de lo establecido en el presente documento.

..... se somete a los juzgados y tribunales de Madrid capital, con renuncia expresa a cualquier otro fuero que pudiera corresponderle, para la resolución de cualquier controversia que en aplicación de la presente garantía pudiera suscitarse.

Por

P.p

Nombre del agente en el registro administrativo:
Actividad:

MODELO X

PETICIÓN DE TARJETAS DE ACCESO AL MERCADO

En.....,a..... de..... de.....

Muy Sres. Nuestros:

Les ruego que, a la mayor brevedad, me haga llegar las siguientes tarjetas de acceso al mercado de electricidad con los siguientes privilegios y permisos de acceso a los procesos de reclamaciones:

<u>Titular(1)</u>	<u>Correo Electrónico</u>	<u>Privilegio Acceso al Mercado (2)</u>	<u>Privilegio Acceso a Datos del Agente (3)</u>	Capacidad de acceso a la información de reclamaciones		
				Mercado Diario (4)	Mercado Intradiario (4)	Liquidaciones (4)

(1) Introducir nombre completo de la persona

(2) Introducir privilegio asociado a la tarjeta **A** – Actualización; **C** – Consulta

(3) Introducir privilegio asociado a la tarjeta: **A** – Actualización; **C** – Consulta; **N** – Ningún permiso

(4) Introducir la capacidad de acceso a las reclamaciones del proceso en cuestión:

E – Introducción de reclamaciones, **L** – Lectura de reclamaciones, **N** – Ningún permiso

Fdo:

AL OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA – POLO ESPAÑOL, S. A.

Nombre del agente en el registro administrativo:
Actividad:

MODELO XI

ENVÍO Y ACUSE DE RECIBO DE LAS TARJETAS DE SEGURIDAD DE ACCESO AL MERCADO

Una vez emitidas las tarjetas de Seguridad solicitadas por el Agente, OMEL enviará las mismas al responsable de seguridad designado (ver Modelo III). Al recibo de las mismas, éste deberá remitir el acuse de recibo en el formulario que OMEL adjuntará siguiendo este modelo.

..... (Nombre de la persona a quien se envía/n, entrega/n las tarjetas).

En, ade.....de.....

Muy Sres. Nuestros:

Adjunto se remite (n) entrega (n) la/s tarjeta/s de seguridad solicitada/s para el acceso al sistema de Información del Operador del Mercado.

Rogamos su acuse de recibo, firmando el RECIBÍ en una copia de este escrito para su remisión a OMEL.

<u>Número</u>	<u>Titular</u>	<u>Fecha de Caducidad</u>	<u>Privilegio Acceso al Mercado (1)</u>	<u>Privilegio Acceso a Datos del Agente (2)</u>	Capacidad de acceso a la información de reclamaciones		
					Mercado Diario (3)	Mercado Intradiario (3)	Liquidaciones (3)

(1) **A** – Actualización; **C** – Consulta

(2) **A** – Actualización; **C** – Consulta; **N** – Ningún Permiso

(3) Capacidad de acceso a las reclamaciones del proceso en cuestión:

E – Introducción de reclamaciones, **L** – Lectura de reclamaciones; **N** – Ningún permiso

Por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español, S.A.

RECIBÍ

Por la empresa:

(Fecha y firma)

Nombre del agente en el registro administrativo:
Actividad:

MODELO XII

PETICIÓN DE LECTORES DE TARJETAS INTELIGENTES (TARJETAS DE SEGURIDAD DE ACCESO AL MERCADO)

En....., a..... de..... de.....

Muy Sres. Nuestros:

Le rogaría que en la mayor brevedad, me pudiera hacer llegar los siguientes lectores de tarjetas inteligentes y CD ROM con el software de instalación de los mismos:

<u>Concepto</u>	<u>Número</u>
Lector de Tarjetas Inteligentes GEMPLUS modelo GemPC Twin (conexión USB)	
CD-Rom GEMSAFE con software de instalación Lector de Tarjetas Inteligentes y manuales de ayuda (última versión disponible)	

Dirección de Envío:

Nombre y apellidos: _____
 Dirección: _____
 CP.: _____ Ciudad: _____
 Teléfono: _____
 Fax: _____
 Correo electrónico: _____

Dirección de Facturación:

Nombre y apellidos: _____
 Dirección: _____
 CP.: _____ Ciudad: _____
 NIF/CIF: _____
 Teléfono: _____
 Fax: _____
 Correo electrónico: _____

Fdo:

AL OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA – POLO ESPAÑOL, S. A.

Nombre del agente en el registro administrativo:
Actividad:

MODELO XIII
DECLARACIÓN DEL SOLICITANTE DE LAS
TARJETAS DE SEGURIDAD DE ACCESO AL MERCADO

D., mayor de edad, con domicilio en y D. N. I.

DECLARA

I. Que con fecha.....de.....de..... ha sido debidamente autorizado por el agente para actuar en nombre del mismo en el Mercado Diario de Producción de Energía Eléctrica.

II. Que, en cumplimiento de lo establecido en la Regla 7.5 de las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica, no mantiene relación de servicios dependientes con ningún otro agente del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica.

Y para que así conste y a los efectos oportunos, firma la presente declaración en, a ...de ... de.....

Fdo:

MODELO XIV

DECLARACION NO AGENTE DEL MERCADO

.....(*Datos De la entidad*) ., con domicilio social en.....y en su nombre y representación D., en virtud de facultades otorgadas enpor....., que expresamente reconoce como validas, suficientes y en vigor

DECLARA

I. Queconoce las Reglas, condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción de energía eléctrica vigentes, aprobadas por las correspondientes Resoluciones del Ministerio de Industria y Energía, del Ministerio de Economía y del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y publicadas en el Boletín Oficial del Estado, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se regula el mercado de producción de energía eléctrica, así como, en general, toda la normativa que resulte aplicable al citado mercado y se compromete a cumplirlas sin reservas, restricciones ni condicionamientos. Este conocimiento y observancia se hace extensiva a los programas y documentación asociada al Sistema de Información del operador del mercado (SIOM), que éste ha puesto a su disposición.

II. Que asume dicha obligación respecto a cualquier modificación de la citada normativa de funcionamiento y liquidación del mercado de producción de energía eléctrica, así como a aquella que pudiera afectar a los programas integrados en el SIOM.

En caso de cese de actividad en el Mercado, temporal o permanente, por cualquier causa o circunstancia,se compromete a cumplir con las obligaciones adquiridas por virtud de su participación en el mercado de producción de energía eléctrica con anterioridad a dicho cese de actividad hasta su total cumplimentación.

III. Que se obliga al cumplimiento de todas aquellas Instrucciones dictadas por OMEL para la mejor aplicación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

IV. Que se obliga a observar la debida confidencialidad respecto de aquellas informaciones que tengan tal carácter y a las que hayan podido tener acceso como consecuencia de su participación en el mercado de producción de energía eléctrica, y sobre aquellos datos relativos a la forma de acceso al sistema de información del operador del mercado, así como a custodiar las claves de acceso informático y a comunicar a OMEL cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información. A los efectos de dicha obligación no se considerarán confidenciales aquellas informaciones que sean accesibles al público o que el agente del mercado o hayan recibido legítimamente de un tercero o que sea necesario revelar por decisión de autoridad competente, ya sea judicial o administrativa.

- V. Que conoce y presta su consentimiento a la realización de una grabación de seguridad de las conversaciones telefónicas que las personas físicas que en cada momento intervengan en su representación en el Mercado realicen con OMEL.
- VI. Que presta su consentimiento para que los datos de carácter personal proporcionados pory los que en cualquier momento facilite, como consecuencia de su actuación en el mercado serán incluidos en un fichero automatizado de datos titularidad de OMEL y mantenidos bajo su responsabilidad, siendo la finalidad de dicho fichero el registro y seguimiento de la actuación deen el Mercado, asegurando las conexiones dentro del mercado eléctrico, así como la seguridad en el tráfico comercial de la empresa.
- VII. Queautoriza expresamente a OMEL para la remisión de comunicaciones comerciales por vía electrónica o medios análogos.puede revocar su autorización a través de una carta dirigida al domicilio social de la compañía en la dirección abajo indicada. Asimismo,.....presta su consentimiento para que el OMEL pueda ceder sus datos a Red Eléctrica de España, S.A. con el fin de que ésta pueda gestionar el Sistema de Información del Operador del Sistema.

..... podrá, en cualquier momento, acceder a dicho fichero con la finalidad de ejercitar los derechos de acceso, rectificación, cancelación y oposición respecto a sus datos personales. Dichos derechos podrán ejercitarse mediante comunicación escrita dirigida a la sede de Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A., sita en C/ Alfonso XI, 6, 28014 Madrid.

En el supuesto de incumplimiento de cualquiera de las obligaciones incluidas en el presente documento o en las Reglas de Funcionamiento del Mercado, condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción de energía eléctrica y programas integrados en el SIOM,estará obligada al resarcimiento de cuantos daños y perjuicios se derivasen de dicho incumplimiento, sin perjuicio de la revocación de su capacidad para actuar como agente vendedor en el Mercado gestionado por OMEL.

Madrid,.... de de 200...

P. P.

MODELO XV

FACULTADES PARA OFERTAR EN EL MERCADO POR MEDIACIÓN DE AGENTE/SUJETO VENDEDOR

A formalizar mediante escritura publica notarial:

“Que tal y como interviene, en la representación que ostenta, confiere poder especial, pero tan amplio y bastante como en Derecho se requiera y sea necesario, a favor de para que, *actuando en nombre y por cuenta de* / *actuando en nombre propio pero por cuenta de*, ejercite las siguientes

FACULTADES

1. Para adquirir la condición de agente y/o sujeto del Mercado:
 - 1.1. Actuar como representante de a los efectos previstos en la normativa vigente que regule el acceso al Mercado de producción de electricidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
 - 1.2. Comparecer ante cualesquiera organismos públicos o privados pertinentes, y especialmente ante el Operador del Mercado y ante el Operador del Sistema de energía eléctrica españoles para realizar cuantas gestiones sean precisas o convenientes para solicitar las autorizaciones, comunicaciones y documentos necesarios al objeto de ser reconocido como sujeto y/o agente de la sociedad en el Mercado español de producción de energía eléctrica.
 - 1.3. Solicitar el alta de instalaciones titularidad de..... en el Mercado de producción de energía eléctrica.
 - 1.4. Suscribir el contrato de adhesión y cualesquiera otro tipos de documentos necesarios y convenientes para perfeccionar la completa adhesión y/o participación al/en el Mercado y realizar cualesquiera actos necesarios o convenientes a tal fin.
2. Para operar/participar en el Mercado de producción de energía eléctrica, tanto ante el Operador del Mercado como ante el Operador del Sistema:
 - 2.1. Integrar la instalación en la unidad de oferta que estime conveniente, procediendo a su agrupación para la presentación de ofertas en el Mercado diario.
 - 2.2. Formalizar, en los términos y condiciones que estime oportunos, cualesquiera ofertas de compra y venta de energía en el Mercado español de producción de energía eléctrica.
 - 2.3. Comunicar la parte que corresponde a las instalaciones de las producciones asignadas en los programas de energía a la unidad de oferta en que se integra dicha instalación.
 - 2.4. Recibir las comunicaciones, requerimientos y notificaciones de cualquier tipo derivadas de la actividad de la compañía en el Mercado de producción de energía eléctrica.

- 2.5. Realizar actos y firmar documentos necesarios o convenientes para la participación en el Mercado de producción de energía eléctrica.
- 2.6. Determinar y designar a las personas físicas que serán habilitadas en los medios de comunicación del Operador del Mercado y del Operador del Sistema para presentar las ofertas y realizar los demás actos que requiera la participación en el Mercado, otorgándoles las facultades necesarias al efecto.
- 2.7. Solicitar el régimen de liquidación conjunta.
- 2.8. Ser el sujeto de liquidación de las unidades de oferta y de las unidades de programación en las que se integren las instalaciones, para cualquier concepto cuya liquidación reglamentariamente se asigne al Operador del Mercado o del Sistema.
- 2.9. Declarar al Operador del Sistema los contratos bilaterales firmados.
- 2.10. Reclamar, cobrar y percibir cantidades derivadas de la intervención en el Mercado.
- 2.11.- Designar apoderados y representantes y conferir y revocar poderes a personas determinadas para realizar en nombre de la apoderada los actos recogidos en el presente poder.

Las facultades podrán ser ejercitadas por cualquier representante de la apoderada que tenga facultades para realizar en nombre de la apoderada los actos a que el poder se refiere.”

MODELO XVI

DECLARACION DE REPRESENTACION DE INSTALACIONES DE REGIMEN ESPECIAL A TARIFA

.....(*Datos De la entidad*) ., con domicilio social en.....y en su nombre y representación D., en virtud de facultades otorgadas enpor....., que expresamente reconoce como validas, suficientes y en vigor (El representado)

y

.....(*Datos De la entidad*) ., con domicilio social en.....y en su nombre y representación D., en virtud de facultades otorgadas enpor....., que expresamente reconoce como validas, suficientes y en vigor (El representante)

DECLARAN

- I. Que el Representado, titular de instalaciones de Régimen Especial, debidamente inscritas de forma definitiva en el Registro de instalaciones de régimen especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a las que les son aplicables las disposiciones contenidas en la Disposición Transitoria Sexta 1 del Real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula al actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, ha otorgado dicha representación a favor del Representante, mediante el otorgamiento de poderes suficientes para actuar en nombre propio del Representante y por cuenta del Representado, habiendo sido aportados dichos poderes al Operador del Mercado y al Operador del Sistema.
- II. Que el Representante acepta el nombramiento conferido en calidad de representante en nombre propio y por cuenta de terceros.
- III. Que dicha representación de instalaciones de régimen especial que han elegido la opción a) del artículo 24.1 del Real decreto 661/2007, se extiende a las siguientes unidades, titularidad del representado:

.....
.....
.....
- IV. Que tal representación será efectiva a partir del día... dede En ningún caso dicha fecha será anterior al plazo mínimo de preaviso de un mes, a contar desde la fecha de comunicación de cambio de representación al distribuidor o, en su caso, al representante anterior.

En prueba de conformidad y aceptación de lo anteriormente expuesto firman la presente declaración en a....de....de.....

El Representado

El Representante

ANEXO.- Certificado de inscripción definitiva en el Registro de instalaciones de régimen especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de la/s instalación/es a ser representadas.

```

% arima.m
%
% Este script se encarga de calcular los coeficientes del polinomio con el
% que realizaremos las predicciones. Dichos coeficientes se calculan
% mediante las ecuaciones de Yule-Walker, cuyo procedimiento se encuentra
% implementado en ciertas funciones de MATLAB. El script de lo que se
% encarga realmente es de adecuar los datos para ejecutar dichas funciones
% y presentar adecuadamente los resultados y graficas correspondientes a
% cada paso del calculo. Ademas puesto que MATLAB es capaz de generar
% informes en texto plano, se añadiran etiquetas HTML a la presentacion de
% resultados para permitir un visionado conjunto de los datos, las tablas y
% las graficas en cualquier navegador html.
%
% El script realiza de forma sucesiva las siguientes operaciones:
%
% 0.- Se realizan unos pasos previos al calculo del modelo. Limpieza de
% variables, calculo de los datos horarios, gestion de archivos que haran
% las funciones de buffer, etcetera.
% 1.- Muestra la grafica completa de la serie de datos
% 2.- Muestra la grafica de la serie de datos a estudiar
% 3.- Muestra las FAC y FACP de dicha serie
% 4.- Realiza una diferenciacion semanal (de orden 168) sobre dicha serie
% para eliminar la influencia de sabados y domingos
% 5.- Muestra las FAC y FACP de la serie diferenciada
% 6.- Despues introduce dicha serie diferenciada en la funcion de
% MATLAB "arx.m" y obtiene el polinomio AR que mejor ajusta el modelo
% 7.- Entonces realiza una estimacion de los valores de la serie calculados
% mediante dicho polinomio para evaluar la bondad de la aproximacion y
% presenta los resultados mediante las FAC y FACP de los errores.
% 8.- Muestra un histograma de los residuos (errores) para comprobar que
% siguen una distribucion semejante a una normal.
% 9.- Se calculan los polos del polinomio para comprobar su estacionariedad
% 10.- Se calculan los p-valores de los coeficientes del polinomio para
% comprobar su significatividad
% 11.- Por ultimo se muestran las graficas correspondientes a la serie de
% datos real y ajustada para poder compararlas.

close all;
clear all;
pause off;

% Cargamos la serie de datos horarios de todo el año 2004

load consumo.dat
datos_1h=consumo;
num_datos=length(datos_1h);

fid=fopen('datos1h.bin','w');
fprintf(fid,'%5.2f\n',datos_1h);
fclose(fid);

% Si existe el archivo "param.bin", los datos estaran contenidos en el

fid=fopen('param.bin','r');
if fid==3
    variables=fscanf(fid,'%i');
    b1=variables(1);
    b2=variables(2);
    m=variables(3);
    n=variables(4);
fclose(fid);
else
% Editando la siguiente linea podemos evitar introducir por teclado los
% parametros del modelo. Es util para hacerle pruebas rapidas al script

```

```

    b1=250;b2=1250;m=168;n=3;
end

disp('<p>La serie de datos que emplearemos para estimar el modelo abarca:')
fprintf('\n<p>Desde b1=%i (%s)',b1,fechanom(b1));
fprintf('\n<p>Hasta b2=%i (%s)',b2,fechanom(b2));
fprintf('\n<p>Orden estacional m=%i',m)
fprintf('\n<p>Orden autorregresivo n=%i\n',n)
disp('<hr SIZE=2 WIDTH="100%">');

figure ('name','Serie completa - consumo por horas')
subplot (1,1,1);plot (datos_1h);title ('Serie completa - consumo por horas');hold on;
plot(b1,[0:1200],'r');
plot(b2,[0:1200],'r');
text(b1+(b2-b1)/2-300,1100,'datos');
hold off;
tit=strcat('TOT_',fechacif(b1),'_',fechacif(b2));
print(tit,'-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>Serie completa (%s.jpg)</i></font>\n</center><p>',tit,tit);

x=datos_1h(b1:b2);

fid=fopen('serie.bin','w');
fprintf(fid,'%i ',x);
fclose(fid);

figure ('name','Periodo seleccionado')
subplot (1,1,1);plot (x);title ('Periodo seleccionado')

tit=strcat('DAT_',fechacif(b1),'_',fechacif(b2));
print(tit,'-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>Periodo seleccionado (%s.jpg)</i></font>\n</center><p>',tit,tit);

analiza=x';
cf=autocorr(analiza);
pacf=parcorr(analiza);
figure ('name','ACF y PACF de x(t)')
subplot (2,1,1); plot (analiza);title ('Hora')
subplot (2,2,3); autocorr(analiza,50);title ('ACF')
subplot (2,2,4); parcorr(analiza,40);title ('PACF');

tit=strcat('ACFyPACF_x_',fechacif(b1),'_',fechacif(b2));
print(tit,'-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>FAC y FACP de la serie (%s.jpg)</i></font>\n</center><p>',tit,tit);

serie=x;
tam_serie=length(serie);
tam_serie_dif=tam_serie-m;
for t=1:tam_serie_dif
    serie_dif(t)=serie(t+m)-serie(t);
end
y=serie_dif;

analiza=y';
cf=autocorr(analiza);
pacf=parcorr(analiza);
figure ('name','ACF y PACF de y(t) = x(t) - x(t-m)')
subplot (2,1,1); plot (analiza);title ('Hora (x(t) - x(t-m))')
subplot (2,2,3); autocorr(analiza,50);title ('ACF')
subplot (2,2,4); parcorr(analiza,40);title ('PACF');

```



```

tit=strcat('ACFyPACF_y_', fechacif(b1), '_', fechacif(b2));
print(tit, '-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>FAC y FACP de la serie diferenciada con m=168
(%s.jpg)</i></font>\n</center><p>', tit, tit);

serie2=y';

% CALCULO DE LOS RESULTADOS
ar3=arx(serie2,n);
present(ar3);
errores_ar=ar3.da;
estimaciones_ar=ar3.a;

% VISUALIZACION DE RESULTADOS
for t=2:n+1
    t_ar(t-1)=estimaciones_ar(t)/errores_ar(t);
end

%Calculo de los p-valores
for t=1:n
    if t_ar(t)>0
        p_valor_ar(t)=(1-tcdf(t_ar(t), num_datos-n))*2;
    else
        p_valor_ar(t)=(tcdf(t_ar(t), num_datos-n))*2;
    end
end

%Calculo de los ajustes y errores
a=estimaciones_ar;
fid=fopen('polinom.bin', 'w');
fprintf(fid, '%f ', a);
fclose(fid);

for t=n+1:tam_serie-m
    suma=0;
    for j=2:n+1
        suma=suma-a(j)*serie2(t-j+1);
    end
    ajuste_ar(t)=suma;
    error_ar(t)=serie2(t)-ajuste_ar(t);
end

%vuelvo a ver los graficos
cf=autocorr(error_ar);
pacf=parcorr(error_ar);
figure ('name', 'ACF y PACF del error del modelo ar')
subplot (2,1,1); plot (error_ar);title ('error del modelo ar')
subplot (2,2,3); autocorr(error_ar,50);title ('ACF')
subplot (2,2,4); parcorr(error_ar,40);title ('PACF');

tit=strcat('ACFyPACF_err_', fechacif(b1), '_', fechacif(b2));
print(tit, '-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>FAC y FACP del error (%s.jpg)</i></font>\n</center><p>', tit, tit);

% Normalidad de los residuos
figure ('name', 'Histograma de los residuos ar')
hist (error_ar);title ('Histograma residuos ar')

tit=strcat('HIST_', fechacif(b1), '_', fechacif(b2));
print(tit, '-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>Histograma de los residuos (%s.jpg)</i></font>\n</center><p>', tit, tit);

```

```

% Coeficientes autorregresivos
fprintf(1,'\n<p>a) COEFICIENTES AUTOREGRESIVOS (AR)\n<p>');
fprintf(1,'-----\n<p>')
disp(estimaciones_ar);

% Tabla resumen
fprintf(1,'\n<p>b) TABLA RESUMEN DE LA ESTIMACION\n<p>')
fprintf(1,'-----\n<p>')
disp('<table border="1" cellpadding="0" cellspacing="0" style="border-collapse: collapse"
bordercolor="#111111" width="40%" id="AutoNumber1" >');
fprintf('<tr><td>Coef.</td><td>estimac.</td><td>error_std</td><td>T</td><td>p-
valor</td></tr>\n')

for t=1:n
    valores=[t,estimaciones_ar(t+1),errores_ar(t+1),t_ar(t),p_valor_ar(t)];

fprintf('<tr><td>AR(%2.0f)</td><td>%7.2f</td><td>%7.2f</td><td>%7.2f</td><td>%7.2f</td></
tr>\n',valores);
end
fprintf('</table>');
fprintf(1,'\n<p> NOTA: Los p-valores deben ser menores que 0,05 para que los \n<p>')
fprintf(1,' coeficientes sean significativos.\n<p>')
fprintf(1,'\n<p>')

% Chequeamos la estacionariedad del proceso
for t=1:n
    coef_pol(n+1-t)=estimaciones_ar(t+1);
end

c = [ coef_pol 1];
r = roots(c);
modulo_min = min(abs(r));

fprintf(1,'c) ESTACIONARIEDAD DEL PROCESO\n<p>')
fprintf(1,'-----\n<p>')
fprintf(1,'Para que sea estacionario todas las raices del polinomio caracteristico\n<p>')
fprintf(1,'deben ser en modulo mayores que la unidad. Para este caso, el menor modulo
\n<p>')
fprintf(1,'de las raices del polinomio caracteristico es %f\n<p>',modulo_min)
fprintf(1,'\n<p>')

% Graficos finales
%figure ('name','Comparacion serie original y serie ajustada');hold on;
%title ('Azul->Serie original ; Rojo->Serie ajustada');plot (analiza,'b');plot
(ajuste_ar,'r')

%tit=strcat('SER_',fechacif(b1),'_',fechacif(b2));
%print(tit,'-djpeg');
%fprintf('<p><center>\n<p>Comparacion de
las series <font size="2">%s.jpg</font>\n</center><p>',tit,tit);

hold off;

-----

% coefgpot.m

% Este script se emplea para obtener el coeficiente a aplicar
% para obtener el coeficiente de Garantia de Potencia, segun el
% Real Decreto correspondiente, en base a parametros que dependen
% del hito (hora del año) que estemos considerando

function[coefgp]=coefgpot(hito)

```

```

tipogp=[6 6 6 6 6 6 6 6 2 2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 2 2
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 2 2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 2 2
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 4 3 3 3 3 3 3 4 4 4 4 4 4 4 4 4
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 4 3 3 3 3 3 3 4 4 4 4 4 4 4 4 4
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 4 3 3 3 3 3 3 4 4 4 4 4 4 4 4 4
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5 5
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 4 3 3 3 3 3 3 4 4 4 4 4 4 4 4 4
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 2 2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 2 2
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6
6 6 6 6 6 6 6 6 2 2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 2 2
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6];

valores=[0.007934 0.003662 0.002441 0.001831 0.001831 0];

[fecha_dia_hoy,mes_hoy,fecha_mes_hoy,fecha_hora_hoy,dia_semana_hoy,year_hoy]=fecha(hito);
[fecha_dia_ayer,mes_ayer,fecha_mes_ayer,fecha_hora_ayer,dia_semana_ayer,year_ayer]=fecha(
hito-24);
festivo=visper(fecha_dia_ayer,mes_ayer);

%if festivo==1;
% k=0;
% else k=1-strcmp(dia_semana_hoy,'Sabado')+strcmp(dia_semana_hoy,'Domingo');
% end

if festivo==1
k=0;
else k=1-(strcmp(dia_semana_hoy,'Sabado')+strcmp(dia_semana_hoy,'Domingo'));
end

fila=2*mes_hoy-k;
tipo=tipogp(fila,fecha_hora_hoy);

coefgp=valores(tipo);



---


% comparativa.m
%
% Este script realiza una comparativa de las distintas modalidades de
% tarificacion analizadas para cada uno de los meses del año, devolviendo
% un fichero ASCII con todos los datos, listos para ser analizados.

%function[coste_tgat,coste_comerc,coste_mercado]=comparativa(mes)
function[matrizdescomp]=comparativa(mes1,mes2)
diasmes=[31 29 31 30 31 30 31 31 30 31 30 30];
matrizdescomp=zeros(mes2-mes1+1,17);
for mes=mes1:mes2
coste_mes=0;
[a,b,c,d,e,f,g,h,i,j,k,l,m,n,o,p,q]=facturas(mes);
matrizdescomp(mes,1)=a;
matrizdescomp(mes,2)=b;
matrizdescomp(mes,3)=c;

```



```

% factura.m

% Esta funcion carga en una matriz todos los datos correspondientes al mismo
% mes para facilitar su facturacion MENSUAL. Sera llamada posteriormente
% por "comparativa.m" para la obtencion de los datos de todo el año

% Esta funcion realiza el calculo de la facturacion de las tres modalidades
% descritas, esto es: a tarifa, mediante pacto con comercializador y
% acudiendo al mercado diario. Se encuentran implementados en su codigo
% todas las componentes calculadas segun la legislacion vigente, incluyendo
% toda clase de parametros (temporalidad, discriminacion horaria,
% complementos varios, etc).

function[FB1,FB2,FB,CDH,CER,CEST,CIRR,IETG,COST_TGAT,TCP,TCE,COST_TPCC,coste_mercado,Peaj
eCP,PeajeCE,GP,COST_CCME]=facturas(mes)
%function[consp,consp,c_acum_period,matpotfac5a,P,delta,E,PF,EF,SF,cosfi,CDH,CER,FB1
,FB2,FB,IE]=facturas(mes)
%function[COST_TGAT,COST_TPCC,COST_CCME]=facturas(mes)
%function[]=facturas(mes)

format bank
load reactiva.dat

if mes<10 mmes=strcat('0',num2str(mes));
    else mmes=num2str(mes);
end

diasmes=[31,29,31,30,31,30,31,31,30,31,30,30];
dias=diasmes(mes);

matriz=zeros(24*dias,13); % "matriz" es una matriz compuesta por las siguientes columnas
% hito, consumo, diario, id1, id2, id3, id4, id5, id6, promedio, periodo horario
for dia=1:dias
    if dia<10 ddia=strcat('0',num2str(dia));
    else ddia=num2str(dia);
    end
    matrizdia=load(strcat('./predicciones/predic_',mmes,'_',ddia,'.res'));
    i=1+(dia-1)*24;
    matriz(i:i+23,1:10)=matrizdia(17:40,1:10);
end

for i=1:24*dias
    matriz(i,11)=periodo(i);
end

%terminos discriminacion horaria
disc_hora=4; % Aqui fijamos el tipo de discriminacion horaria

%temporada(mes)
temporada=[1 1 2 2 3 3 2 3 3 2 1 1];
%estacion(mes)
%estacion=[0 0 0 1 1 1 1 1 1 0 0 0];
estacion=[1 1 1 0 0 0 0 0 0 1 1 1];
%tipohora(hora,2*disc_hora-estacion)
tipohora=[2 2 2 2 1 1 1 1;
          2 2 2 2 1 1 1 1;
          2 2 2 2 1 1 1 1;
          2 2 2 2 1 1 1 1;
          2 2 2 2 1 1 1 1;
          2 2 2 2 1 1 1 1;
          2 2 2 2 1 1 1 1;
          2 2 2 2 1 1 1 1;
          2 2 2 2 1 1 1 1;
          2 2 3 2 2 3 2 2;
          2 2 3 3 2 3 2 3;

```

```

2 2 3 3 2 3 2 3;
2 2 3 3 2 3 2 3;
2 2 3 3 2 3 2 3;
2 2 2 3 2 2 2 3;
2 2 2 2 2 2 2 3;
2 2 2 2 2 2 2 3;
2 2 2 2 2 2 3 2;
2 2 2 2 3 2 3 2;
2 2 2 2 3 2 3 2;
2 2 2 2 3 2 3 2;
2 2 2 2 3 2 3 2;
2 2 2 2 3 2 3 2;
2 2 2 2 2 2 3 2;
2 2 2 2 2 2 2 2];
%periodo(tipohora,temporada)
period_hor=[1 3 5;2 4 6;5 6 6];
%coefdh(tipohora,tipohora_hora+estacion)
coefdh=[1.2 1 0.57 0.57;1.2 1 1 1;1.2 1.4 1.7 2];

% Para realizar la tarificacion, creamos una nueva matriz llamada "consp"
% cuyas filas son:
% hito, consumo, periodo, reactiva, period_hor
consp=zeros(24*dias,5);
for j=1:24*dias
    consp(j,1:2)=matriz(j,1:2);
    consp(j,3)=matriz(j,11);
    consp(j,4)=reactiva(consp(j,1));
    consp(j,5)=period_hor(tipohora(1+mod(j,24),2*disc_hora-
estacion(mes)),temporada(mes));
end

% Expandimos dicha matriz, colocando en columnas distintas los consumos en
% funcion del periodo de tarificacion. Dicha matriz tambien tiene como--
% primera columna el hito. Ademas añadimos una columna obtenida
% multiplicando el consumo por el precio de dicho consumo, el cual depende
% a su vez del periodo. La ultima columna contiene el complemento por
% garantia de potencia.
% matriz "consperiod"
load reactiva.dat
load tarif6.dat
consperiod=zeros(24*dias,11);
consperiod(1:24*dias,1)=consp(1:24*dias,1);
for i=1:24*dias
    consperiod(i,1+consp(i,3))=consp(i,2);
    consperiod(i,8)=reactiva(consperiod(i,1));
    consperiod(i,10)=consperiod(i,2:7)*tarif6(7:12)';
    consperiod(i,11)=sum(consperiod(i,2:7))*coefgpot(consperiod(i,1));
    if consperiod(i,7)==0
        if consp(i,4)/consp(i,2)>0.33
            consperiod(i,9)=consp(i,4);
        else
            consperiod(i,9)=0;
        end
    end
end
end

GP=sum(consperiod(1:24*dias,11));

for k=1:6
    c_acum_period(k)=sum(consperiod(1:24*dias,k+1));
end

% TARIFA MENSUAL
load tarifgat.dat

```

```

load tarif6.dat
precios=load('precios.dat');
prec_dia=precios(1:8784,1);
prec_intd=precios(1:8784,2:7);
prec_secun=precios(1:8784,8:9);
COEFPERD=[1.068 1.066 1.065 1.063 1.063 1.054]; % Segun Real Decreto 1802-2003-ANEXO V

% Tarifa general de alta tension MODO ESTACIONAL
% Potencia a facturar

% matriz de potencias a facturar
PCON=load('potcon.dat'); % Potencia contratada

%tarif6=load('tarif6.dat'); % Tarifas vigentes
% Tarifas de media utilizacion
Tmej=0.059544; %segun pagina 10 de RD 1802-2003
Tmpj=4.011095; %segun pagina 10 de RD 1802-2003

% Tarifas de corta utilizacion
Tcej=0.065274; %segun pagina 10 de RD 1802-2003
Tcpj=1.949492 ; %segun pagina 10 de RD 1802-2003

% Tarifas de larga utilizacion
Tlej=0.047959; %segun pagina 10 de RD 1802-2003
Tlpj=10.650579; %segun pagina 10 de RD 1802-2003

Tej=Tcej;
Tpj=Tcpj;

% POTENCIA A FACTURAR MODO 5 TIPO A (ESTACIONAL)

%P(1) sumatorio consumos punta temporada alta
%P(2) sumatorio consumos llana temporada alta
%P(3) sumatorio consumos punta temporada media
%P(4) sumatorio consumos llana temporada media
%P(5) sumatorio consumos punta temp baja y valle temp alta
%P(6) sumatorio consumos valle temp media, llana temp baja, valle temp baja

matpotfac5a=zeros(24*dias,7);
for j=1:24*dias
    matpotfac5a(j,1)=consp(j,1); % La primera columna, es como siempre, el hito
    % Las demas columna es la potencia consumida, calculada mediante el metodo 2 (un
    % maximetro) y colocada en la columna correspondiente a su periodo
    if consp(j,2)>1.05*PCON(consp(j,5));
        matpotfac5a(j,1+consp(j,5))=consp(j,2)+2*(consp(j,2)-1.05*PCON(consp(j,5)));
    elseif consp(j,2)<0.85*PCON(consp(j,5));
        matpotfac5a(j,1+consp(j,5))=0.85*PCON(consp(j,5));
    else
        matpotfac5a(j,1+consp(j,5))=consp(j,2);
    end
end
P=max(matpotfac5a(1:24*dias,2:7));

delta(1)=P(1);
for j=2:6
    delta(j)=P(j)-P(j-1);
    if j<6
        if delta(j)<0
            delta(j)=0;
            delta(j+1)=P(j+1)-P(j-1);
        end
    else
        if delta(6)<0
            delta(6)=0;
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end

PF5a=[1.2 1 0.5 0.25 0.1 0.05]*delta';
PF=PF5a;
EF=sum(consp(1:24*dias,2));
REAC=sum(consp(1:24*dias,4));
SF=sqrt(EF*EF+REAC*REAC);
cosfi=EF/SF;

% FB (FACTURA BASICA)

FB1=PF*Tpj; %Termino de potencia
FB2=1.065*EF*Tej; %Termino de energia INCLUIDAS LAS PERDIDAS (1.065)
FB=FB1+FB2;

%CDH % Complemento por discriminacion horaria TIPO 4 ZONA 4
%hora      0  1  2  3  4  5  6  7  8  9  10 11 12 13 14 15 16 17 18
19 20 21 22 23
%invierno  V  V  V  V  V  V  V  V  V  V  L  L  L  L  L  L  L  P  P
P  P  P  P  P
%verano    V  V  V  V  V  V  V  V  V  V  L  P  P  P  P  P  P  L  L
L  L  L  L  L
% Horas V (valle) = descuento 43%
% Horas L (llano) = sin recargo
% Horas P (punta) = recargo del 100%

CI=[-.43 -.43 -.43 -.43 -.43 -.43 -.43 -.43 -.43 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1];
CV=[-.43 -.43 -.43 -.43 -.43 -.43 -.43 -.43 -.43 0 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0];

% Distingue entre mes de invierno y de verano.
if estacion(mes)==1 C=CI;
else C=CV;
end

E=zeros(24*dias,4);
for j=1:24*dias
    E(j,1)=consp(j,1); % La primera columna, es como siempre, el hito
    % La segunda columna es la potencia colocada en la columna
    % correspondiente a su periodo
    E(j,2)=consp(j,2); % consumo real en el hito correspondiente
    E(j,3)=C(1+mod(consp(j,1),24)); % Recargo o descuento porcentual al consumo
    E(j,4)=E(j,2)*E(j,3)*Tmej; % El 1.065 es debido al recargo por perdidas de energia
end

CDH=sum(E(1:24*dias,4));

%CER % Complemento por energia reactiva
CER=0.01*(17/(cosfi*cosfi)-21)*FB;

%CEST % Complemento por estacionalidad (INCOMPATIBLE CON DISC HORARIA 5)
if temporada(mes)==1 CEST=0.1*FB;
elseif temporada(mes)==2 CEST=-0.1*FB;
else CEST=0;
end

%CIRR % Complemento por interrumpibilidad (A PARTIR DE 2007)
CIRR=0;

IETG=0.05113*(FB+CDH+CER+CEST);
COST_TGAT=FB+IETG;

% Tarifa pactada con comercializador (IE incluido)

```



```

POT_CON6=[760,760,760,760,900,900]; % Potencia contratada
TCP=1.05*(1/12)*tarif6(1:6)*POT_CON6'; % Suele rondar el 5% por encima del peaje de
energia
TCE=5*1.065*sum(consperiod(1:24*dias,10)); % Suele rondar 5 veces el peaje de potencia
(incluimos las perdidas)

TEXCP=0; % Recargo por exceso de potencia demandada FALTA IMPLEMENTARLO AUNQUE NO ES
NECESARIO
% PORQUE SIEMPRE PERMANECEMOS POR DEBAJO DE LA POTENCIA CONTRATADA

COST_TPCC=TCP+TCE+TEXCP;

% Consumidor cualificado a mercado
PeajeCP=(1/12)*tarif6(1:6)*POT_CON6'; % Peaje termino de potencia
PeajeCE=1.065*sum(consperiod(1:24*dias,10)); % Peaje termino de energia, el 1.065 es
debido al recargo por perdidas de energia

coste_mes=0;
for dia=1:diasmes(mes)
    if dia<10 ddia=strcat('0',num2str(dia));
    else ddia=num2str(dia);
    end

    if mes<10 mmes=strcat('0',num2str(mes));
    else mmes=num2str(mes);
    end

    % Establecemos el hito inicial para usarlo como indice de las matrices de
    % trabajo
    fb2=hito(strcat(ddia,'-',mmes,'-08'));

    % Cargamos los datos de consumo predicho para el periodo considerado
    % para poder evaluar la conveniencia de optar al mercado diario o al
    % intradiario
    try
    matriz_pred=load(strcat('predicciones/predic_',mmes,'_',ddia,'.res'));
    catch
    disp('Falta el analisis. ¿Realizarlo?');
    end

    % matriz de ceros de 24 filas por 10 columnas (hito, consumo real,
    % prediccion mercado diario, 1ª ID, 2ª ID..., 6ª ID,promedio)
    mat_pr=zeros(24,10);
    for i=1:24
        for j=1:10
            mat_pr(i,j)=matriz_pred(i+16,j);
        end
    end

    % creamos una nueva matriz cuyas columnas se rellenan con los valores predichos del
    mercado diario
    mat_diario=zeros(24,10);
    for fila=1:24
        for col=1:10
            mat_diario(fila,col)=mat_pr(fila,3);
        end
    end

    % restamos ambas matrices para saber que predicciones sobrevaloran la del promediado
    % Ademas multiplicamos dichas diferencias por 0.5 para evitar incurrir
    % en solicitudes excesivas de potencia. 0.5 es un valor empirico
    % obtenido tras varias pruebas.
    % Esto lo hacemos para intentar realizar las predicciones siempre por
    % encima, de modo que evitemos solicitar al sistema menos potencia de la

```

```

% que esperamos consumir
for fila=1:24
    for col=3:10
        mat_dif(fila,col)=mat_pr(fila,col)-mat_diario(fila,col);
        if mat_dif(fila,col)<0
            mat_dif(fila,col)=0;
        end
    end
end

% en la matriz anterior, hacemos cero todos los errores distintos al mayor
% de cada fila
mat_dif_max=mat_dif;
for fila=1:24
    for col=4:10
        if mat_dif(fila,col)~=max(mat_dif(fila,1:9))
            mat_dif_max(fila,col)=0;
        end
    end
end

% reducimos dicha matriz a una de seis columnas, de modo que obtenemos una
% matriz de 24x6 cuyas filas son ceros excepto valor correspondiente a
% la maxima discrepancia obtenida entre la prediccion del modelo diario
% y cada una del intradiario.
for fila=1:24
    for col=1:6
        mat_ptc(fila,col)=mat_dif_max(fila,col+3);
    end
end

factor=0.83; %PORCENTAJE DE LA POTENCIA ESTIMADA QUE SOLICITAREMOS AL MERCADO DIARIO

% definimos varios vectores de trabajo
medida=mat_pr(1:24,2); % vector que contiene los consumos reales
diario=factor*mat_diario(1:24,1); % vector que contiene los consumos estimados a
solicitar en el mercado diario
promed=mat_diario(1:24,10); % vector que contiene los consumos promedio, calculados
con todas las predicciones realizadas hasta el momento
intrad=mat_ptc; % matriz que contiene los consumos estimados a solicitar en el
mercado intradiario
intrad_pred=(max(intrad'))';

% Para evaluar los errores cometidos, calculamos las desviaciones de
desviacion_diario=diario-medida;
desviacion_intrad=factor*promed-medida;

for fila=1:24
    excesos_diario(fila,1)=-desviacion_diario(fila,1);
    defectos_diario(fila,1)=desviacion_diario(fila,1);
    if excesos_diario(fila,1)<0
        excesos_diario(fila,1)=0;
    end
    if defectos_diario(fila,1)<0;
        defectos_diario(fila,1)=0;
    end
end
%excesos_diario
%defectos_diario

for fila=1:24
    excesos_intrad(fila,1)=-desviacion_intrad(fila,1);
    defectos_intrad(fila,1)=desviacion_intrad(fila,1);
    if excesos_intrad(fila,1)<0

```

```

        excesos_intrad(fila,1)=0;
    end
    if defectos_intrad(fila,1)<0;
        defectos_intrad(fila,1)=0;
    end
end
%excesos_intrad
%defectos_intrad

% PRECIOS MERCADO DIARIO, INTRADIARIO Y MERCADO DE BALANCES
load precios.dat
prec_dia=precios(1:9528,1);
prec_intd=precios(1:9528,2:7);
prec_secun=precios(1:9528,8:9);

% coste de la energia comprada en el mercado diario
costed1=prec_dia(fb2+17:fb2+40) '*diario';

% coste de la energia comprada en el mercado intradiario
mat_idiar=zeros(24,7);
mat_idiar(1:24,1)=factor*mat_pr(1:24,1);
%matriz en la que situamos la cantidad de energia demandada en el mercado
intradiario, situada en la columna correspondiente al periodo solicitado
mat_idiar(1:24,2:7)=mat_ptc;

for fila=1:24
    coste_intrad(fila)=(mat_idiar(fila,2:7)*prec_intd(fb2+16+fila,1:6)')';
end
costeid1=sum(coste_intrad); % coste de la energia comprada en el mercado intradiario

% coste de la energia intercambiada en el mercado de balances (red secundaria)
coste_bal_diario=prec_secun(fb2+17:fb2+40,2) '*defectos_diario-
prec_secun(fb2+17:fb2+40,1) '*excesos_diario;
coste_bal_intrad=prec_secun(fb2+17:fb2+40,2) '*defectos_intrad-
prec_secun(fb2+17:fb2+40,1) '*excesos_intrad;

coste_diario=0.01*(costed1+coste_bal_diario);
coste_intrad=0.01*(costed1+costeid1+coste_bal_intrad);
coste_dia(dia)=coste_mes+coste_diario; % si solo acudimos al mercado diario
% coste_dia(dia)=coste_mes+coste_intrad; % si acudimos al mercado diario e intradiario
end
coste_dia';
coste_mercado=1.065*sum(coste_dia); % 1.065 para incluir perdidas

coste_mercado;
PeajeCP;
PeajeCE;
GP;
COST_CCME=1.05113*(coste_mercado+PeajeCP+PeajeCE+GP); %añadiendo el 5.113% del impuesto
energetico

```

```

% farima.m
%
% Esta funcion tiene basicamente dos atribuciones. La primera consiste en
% facilitar la introduccion de datos en el script arima.m, permitiendo la
% introduccion de fechas en un formato mas comodo que los hitos con los que
% realmente trabaja el programa. Ademas de ello, se encarga de determinar
% la validez o no del modelo calculado por el script arima.m mediante la
% comprobacion de los p-valores correspondientes a cada coeficiente,
% reduciendo en uno el orden AR y repitiendo el calculo en caso de que
% estos p-valores no sean adecuados.

```

```

function[] = farima(fb1,fb2,m,n)

```

```

if ischar(fb1)==1
    b1=hito(fb1);
elseif isnumeric(fb1)==1
    b1=fb1;
end

if ischar(fb2)==1
    b2=hito(fb2);
elseif isnumeric(fb2)==1
    b2=fb2;
end

valores=[b1 b2 m n];

fid=fopen('param.bin','w');
fprintf(fid,'%i %i %i %i',valores);
fclose(fid);

arima;
maxp=max(p_valor_ar);

if maxp>0.05
    n=n-1;
    disp('<p> ');
    disp('<p>El modelo no cumple la condicion del p-valor. Reduciremos en uno el orden AR
y recalcularemos.');
```

% disp('<p>El modelo no cumple la condicion del p-valor.');

```

    disp('<hr SIZE=1 WIDTH="100%">');
    farima(b1,b2,m,n);
else
    fprintf('\n<p>;Modelo para periodo desde %s hasta %s, con m=%i y n=%i encontrado!.
Ahora procederemos a ensayarlo para obtener
predicciones<p><p>',fechanom(b1),fechanom(b2),m,n);
end
```

```

% fecha.m

% Esta funcion devuelve todos los parametros necesarios para identificar
% correctamente el hito introducido como dato. Dichos parametros son el dia
% del mes, el mes (tanto en numero como en nombre), la hora del dia, el dia
% de la semana y el año.

% Todos estos parametros seran invocados por diversas funciones de gestion
% del calendario para facilitar a las personas la lectura de los datos.
% Dichas funciones son:

% fechacif.m -> Devuelve la fecha en formato cifras (p.ej '03_05.11-04', es
% decir, 3 de Mayo a las 11 de la mañana (año 2004)

% fechanom.m -> Devuelve la fecha en formtato texto

% fechadia.m -> Devuelve la fecha correspondiente a la primera hora del dia
% que contiene al hito introducido

function [fecha_dia,mes,fecha_mes,fecha_hora,dia_semana,year] = fecha (hito)

% El año debe ser posterior a 1996
fecha_hora=mod(hito,24);
if fecha_hora==0 fecha_hora=24; end

ndia=ceil(hito/24);
d_sem=1+mod(ndia,7);

diasmes=[31 31 29 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31];
for j=1:13 diasmesac(j)=sum(diasmes(1:j)); end

mes=1;
for k=1:12
    if ndia>diasmesac(k)
        mes=k+1;
    end
end

year=2003;
fecha_dia=ndia;
if ndia>31
    fecha_dia=ndia-diasmesac(mes-1);
    year=2004;
end

nomdias={'Domingo','Lunes','Martes','Miercoles','Jueves','Viernes','Sabado'};
dia_semana=char(nomdias(d_sem));

nombmes={'Diciembre','Enero','Febrero','Marzo','Abril','Mayo','Junio','Julio','Agosto',
'Septiembre','Octubre','Noviembre','Diciembre'};
fecha_mes=char(nombmes(mes));

if mes==1 mes=12;
else mes=mes-1;
end

%cosa=strcat(dia_semana,'-',num2str(fecha_dia),'-
',fecha_mes,'(',num2str(mes),')_de_',num2str(year),'_hora_',num2str(fecha_hora));
%fprintf(cosa);

```

```

% fechacif.m
%
% Ver fecha.m

function[fcif]=fechacif(hito)
[a,b,c,d,e,f]=fecha(hito);

nsa=num2str(a);
if a<10 nsa=strcat('0',nsa); end

nsb=num2str(b);
if b<10 nsb=strcat('0',nsb); end

nsd=num2str(d);
if d<10 nsd=strcat('0',nsd); end

xf=f-2000;
nsf=num2str(xf);
if xf<10 nsf=strcat('0',nsf); end

fcif=strcat(nsa,'_',nsb,'.',nsd,'-',nsf);

```

```

% fechadia.m
%
% Ver fecha.m

function[ ]=fechadia(dia,mes)

if dia<10 ddia=strcat('0',num2str(dia));
else ddia=num2str(dia);
end

if mes<10 mmes=strcat('0',num2str(mes));
else mmes=num2str(mes);
end

fechanom(hito(strcat(ddia,'-',mmes,'-01')));

```

```

% fechanom.m
%
% ver funcion fecha.m
function[fnom]=fechanom(hito)
[fecha_dia,mes,fecha_mes,fecha_hora,dia_semana,year]=fecha(hito);
%fprintf('%s, %i de %s del año %i, hora
%i',dia_semana,fecha_dia,fecha_mes,year,fecha_hora);
fnom=strcat(dia_semana,'_',num2str(fecha_dia),'_de_',fecha_mes,'_de_',num2str(year),'-
hora_',num2str(fecha_hora));

```

```

% fpredice.m
%
% Esta funcion hace algo parecido a lo que hace farima.m con el script
% arima.m, es decir facilitar su uso permitiendo hacerlo en forma de
% funcion dando como argumento unicamente el horizonte de prediccion

function[err_med] = fpredice(horiz)
if exist('horiz')==0
    horiz=input('¿Horizonte de prediccion? (0 -> Salir del programa) ');
    if horiz~=0
        predice;
        fpredice;
    end
end

```

```
else
    cerrar=input('¿Cerrar todas las graficas? INTRO->NO; 1->SI ');
    if cerrar==1;close all;end
end
else predice;
end
```

```

% hito.m
%
% Este algoritmo pretende convertir una fecha y horas determinadas
% (expresadas en un cierto formato especial) en su "hito". Definimos el
% "hito" como el ordinal que corresponde a una determinada hora del año
% esto es: a la hora 1 del 1 de Enero le corresponde un hito=1, a las seis
% de la tarde del mismo dia, el hito vale 18, y asi sucesivamente. Es util, pues
% supone una forma mas intuitiva y comoda de introducir valores en el
% modelo
%
% Es muy importante que la fecha este expresada entre comillas simples y
% con las cifras correspondientes separadas (y expresadas con 0 delante si
% son menores que diez. El formato es 'ddXmmXhh', donde X puede sustituirse por
% cualquier caracter alfanumerico. Por ejemplo '12-08-02' seria
% la hora 02 del dia 12 del mes 08, del año 2004 (por defecto)

% En caso de querer introducir fechas correspondientes a 2003, sera
% necesario introducir el año empleando el formato 'ddXmmXhhXaa' (aa es el
% año expresado en dos cifras, por ejemplo '12-08-02-03' seria la hora 02
% del dia 12 del mes 08, del año 2003

function [hito] = hito (fecha)

dia=str2num(fecha(1:2));
mes=str2num(fecha(4:5));
hora=str2num(fecha(7:8));

if length(fecha)<11
    ano=4;
else
    ano=str2num(fecha(10:11));
end

error=0;
if (mes>12) error='MES > 12';end
if (hora>24) error='HORA > 24';end
if (mes<01|dia<01|hora<00) error='¿TIEMPO NEGATIVO?';end
if (mes==01|mes==03|mes==05|mes==07|mes==08|mes==10|mes==12)&dia>31 error='ESTE MES TIENE
31 DIAS'
elseif (mes==04|mes==06|mes==09|mes==11)&dia>30 error='ESTE MES TIENE 30 DIAS'
elseif mes==02&dia>29 error='ESTE MES TIENE 29 DIAS'
end

if error==0
    hito=floor(24*(datenum(2000+ano,mes,dia,hora,0,1)-datenum(2003,12,1,0,0,0)));
else
    disp(error)
    hito='ERROR';
end

```

```

% periodo.m
%
% Este script identifica el hito con su periodo de facturacion. La tarifa
% que emplearemos es de 6 periodos, por lo que sera necesario conocer en
% cada instante a que periodo se puede imputar un consumo determinado para
% tarificarlo correctamente. Los periodos tarifarios son los establecidos
% en el Real Decreto correspondiente.

function [peri] = periodo (hito)

if hito<25
    peri=6;
    tempor='baja';

```



```

    tipo='D';

else
[fecha_dia,mes,fecha_mes,fecha_hora,dia_semana,year]=fecha(hito);

dia=fecha_dia;
hora=fecha_hora;

switch dia_semana
    case {'Lunes'}
        d_sem=0;
    case {'Martes'}
        d_sem=1;
    case {'Miercoles'}
        d_sem=2;
    case {'Jueves'}
        d_sem=3;
    case {'Viernes'}
        d_sem=4;
    case {'Sabado'}
        d_sem=5;
    case {'Domingo'}
        d_sem=6;
end

if mes==12 | mes==1 | mes ==2
    temp=1;
elseif mes==7
    temp=2;
elseif mes==9
    temp=3;
elseif mes==6
    if dia<=15 temp=3;
    elseif dia>15 temp=2;
    end
elseif mes==11 | mes==3
    temp=4;
else
    temp=5;
end

[a,b,c,d,e,f]=fecha(hito-24);
fest=visper(a,b);

if fest==1 | mes==8 | d_sem>4
    tipo='D';
elseif temp==1
    tipo='A';
elseif temp==2
    tipo='A1';
elseif temp==3
    tipo='B';
elseif temp==4
    tipo='B1';
elseif temp==5
    tipo='C';
end

peri=6;
if tipo=='A'
    if hora >10 & hora<=13 peri=1;
    elseif hora >18 & hora<=21 peri=1;
    elseif hora >8 & hora <=10 peri=2;
    elseif hora >13 & hora <=18 peri=2;

```

```

elseif hora >21 & hora <=24 peri=2;
elseif hora >0 & hora <=8 peri=6;
end
elseif tipo=='A1'
if hora>11 & hora<=19 peri=1;
elseif hora>8 & hora<=11 peri=2;
elseif hora>19 & hora<=24 peri=2;
elseif hora>0 & hora<=8 peri=6;
end
elseif tipo=='B'
if hora>9 & hora<=15 peri=3;
elseif hora>8 & hora<=9 peri=4;
elseif hora>15 & hora<=24 peri=4;
elseif hora>0 & hora<=8 peri=6;
end
elseif tipo=='B1'
if hora>16 & hora<=22 peri=3;
elseif hora>8 & hora<=16 peri=4;
elseif hora>22 & hora<=24 peri=4;
elseif hora>0 & hora<=8 peri=6;
end
elseif tipo=='C'
if hora>8 & hora<=24 peri=5;
elseif hora>0 & hora<=8 peri=6;
end
end

switch temp
case{1}
tempor='alta con punta de mañana y tarde';
case{2}
tempor='alta con punta de mañana';
case{3}
tempor='media con punta de mañana';
case{4}
tempor='media con punta de tarde';
case{5}
tempor='baja';
end
end
fprintf('%s -> Temporada %s, dia tipo %s, periodo tarifario
%i^\n',fechanom(hito),tempor,tipo,peri);

```

```

% predice.m
%
% Algoritmo de prediccion:
%
% x es la serie de datos, m es el orden estacional y [c,a(1)...a(n)] son
% los coeficientes del polinomio obtenido. De este modo, un modelo AR(n)
% con una componente estacional de orden "m" puede escribirse asi:
%
%  $x(t)=x(t-m)+c+a(1)*[x(t-1)-x(t-m-1)]+\dots+a(n)*[x(t-n)-x(t-m-n)],$ 
% expresion que puede ponerse como un producto escalar de dos vectores.
% A saber:
%  $x(t)=coeficientes\_ar*datos,$  donde cada uno de estos vectores se define de
% esta manera:
%
%  $coeficientes\_ar=[c \ a1 \ a2 \ \dots \ an \ 0 \ \dots \ (m-n-1 \ ceros) \ \dots \ 0 \ 1 \ -a1 \ -a2 \ \dots \ -an]$  (vector
% fila de orden  $m+n+1$ )
%
%  $datos'=[1 \ x(t-1) \ x(t-2) \ \dots \ x(t-n) \ \dots \ x(t-m) \ x(t-m-1) \ x(t-m-2)\dots x(t-m-n)]$  (vector
% columna de orden  $m+n+1$ )
% los datos  $x(t-1), x(t-2)\dots$  son los valores de la serie de datos

```

```

% anteriores a x(t), que es el primer valor que desconocemos y que
% pretendemos predecir
%
% el vector coeficientes se mantiene constante (mientras no realicemos un
% nuevo analisis) mientras que el vector de datos se ira actualizando
% desplazando hacia abajo todos los datos una posición a partir del tercer
% lugar, y añadiendo en la posición segunda el resultado obtenido en la
% iteración anterior (valor predicho)
%
% De esta manera se obtiene una serie de valores que conforman la predicción buscada.
% Esos valores se pueden tratar posteriormente haciéndose pasar por dos procesos.

% Primero se comprueba que el día en el que se realiza la predicción no es víspera de
festivo.
% En caso afirmativo, los datos predichos se procesan haciéndolos pasar por una función
empírica
% que los reduce y los ajusta más a los datos de consumo de un día festivo. Dicha función
empírica
% consiste simplemente es una transformación logarítmica de los datos, con un
desplazamiento y cambio de escala.

% Posteriormente se realiza un ajuste regresivo por mínimos cuadrados que pretende
"filtrar"
% las variaciones de alta frecuencia mejorando sensiblemente la predicción y ajustándola
mucho más
% al valor real. La experiencia ha demostrado que este procedimiento si bien reduce las
variaciones de
% alta frecuencia suavizando la curva de predicción de consumo en momentos de consumo
estable,
% también obvia variaciones bruscas reales de consumo, por lo que se ha optado por
realizarlo
% únicamente cuando la desviación estándar de los datos supera un determinado límite de
seguridad.

% Por ultimo se hace un calculo del error cometido (paso que podemos
% realizar puesto que todas las predicciones que haremos seran
% simulaciones, ya que disponemos de los valores reales. En un caso real no
% podriamos calcular los errores hasta conocer los valores reales de
% consumo, obtenidos al dia siguiente al de la prediccion)
%
% Y tambien se muestran graficas con todos los resultados obtenidos.

try
load('datos1h.bin');
datos_1h=datos1h;

load('param.bin');
b1=param(1);
b2=param(2);
m=param(3);
n=param(4);

load('polinom.bin');
estimaciones_ar=polinom;

load('serie.bin');
t1=length(serie);

load('dia.bin');
vispera=visper(dia(1),dia(2));

x_pred=zeros(horiz,1); % definimos el vector "x_pred" (datos predichos), de orden
igual al horizonte de prediccion

```

```

datos=zeros(m+n+1,1); % definimos el vector "datos" de orden (m+n+1)"
datos(1)=1;
for i=2:m+n+1
    datos(i)=serie(t1-i+2);
end

coeficientes_ar=zeros(1,m+n+1); % definimos el vector "coeficientes" de orden
(m+n+1)"
coeficientes_ar(1)=estimaciones_ar(1);
coeficientes_ar(m+1)=1;
for i=2:n+1
    coeficientes_ar(i)=estimaciones_ar(i);
    coeficientes_ar(m+i)=-estimaciones_ar(i);
end

% Con esto ya tendríamos definido el vector 'coeficientes_ar' de la manera
% explicada al principio, esto es:
% coeficientes_ar=[c a1 a2 ... an 0 ... (m-n-1 ceros) ... 0 1 -a1 -a2 ... -an]

for k=1:horiz
    x_pred(k)=coeficientes_ar*datos; % calculo de la prediccion k-esima
    for i=m+n+1:-1:3 % este bucle for desplaza todos los valores
una posicion (hacemos t=t+1)
        datos(i)=datos(i-1);
    end
    datos(2)=x_pred(k); % insertamos el valor predicho en la serie
end

if max(x_pred)>2000
    disp('Modelo no valido. Emplearemos este polinomio AR 2 [1.0000 -0.9901 0.1221]')

    error;
end

catch
    load('datoslh.bin');
    datos_lh=datoslh;

    load('param.bin');
    b1=param(1);
    b2=param(2);
    m=param(3);
    n=param(4);

%    load('polinom.bin');
%    estimaciones_ar=polinom;
estimaciones_ar=[1.0000 -0.9901 0.1221];
n=2;

load('serie.bin');
t1=length(serie);

load('dia.bin');
vispera=visper(dia(1),dia(2));

x_pred=zeros(horiz,1); % definimos el vector "x_pred" (datos predichos), de orden
igual al horizonte de prediccion

datos=zeros(m+n+1,1); % definimos el vector "datos" de orden (m+n+1)"
datos(1)=1;
for i=2:m+n+1
    datos(i)=serie(t1-i+2);
end

```

```

    coeficientes_ar=zeros(1,m+n+1); % definimos el vector "coeficientes" de orden
(m+n+1)"
    coeficientes_ar(1)=estimaciones_ar(1);
    coeficientes_ar(m+1)=1;
    for i=2:n+1
        coeficientes_ar(i)=estimaciones_ar(i);
        coeficientes_ar(m+i)=-estimaciones_ar(i);
    end

    % Con esto ya tendríamos definido el vector 'coeficientes_ar' de la manera
    % explicada al principio, esto es:
    % coeficientes_ar=[c a1 a2 ... an 0 ... (m-n-1 ceros) ... 0 1 -a1 -a2 ... -an]

    for k=1:horiz
        x_pred(k)=coeficientes_ar*datos; % calculo de la prediccion k-esima
        for i=m+n+1:-1:3 % este bucle for desplaza todos los valores
una posicion (hacemos t=t+1)
            datos(i)=datos(i-1);
        end
        datos(2)=x_pred(k); % insertamos el valor predicho en la serie
    end
end

% CORRECCION DE DATOS EN CASO DE QUE EL DIA DE PREDICCION SEA VISPERA DE FESTIVO
% SI LAS COMENTAMOS DESACTIVAREMOS ESTA FUNCIONALIDAD
if vispera==1
    for j=horiz:-1:horiz-24
        if j>0
            x_pred(j)=abs(50+10*log(x_pred(j)));
        end
    end
end

% LAS SIGUIENTES LINEAS SIRVEN PARA REALIZAR LA CORRECCION DE RIZADO, QUE
% SE ACTIVA CUANDO LA DESVIACION ESTANDAR SUPERA EL VALOR DE 150.
% SI LAS COMENTAMOS DESACTIVAREMOS ESTA FUNCIONALIDAD
std_pred=std(x_pred);
if std_pred>150;
    warning off MATLAB:polyfit:RepeatedPointsOrRescale
    indicereg=floor(horiz/3);
    if horiz<40 indicereg=floor(horiz/2); end
    x_pred=polyval(polyfit([1:horiz],x_pred',indicereg),[1:horiz]);
end

fid=fopen('predicc.bin','w');
fprintf(fid,'%f ',x_pred);
fclose(fid);

x_real=datos_lh(b2+1:b2+horiz)';

err_rel=zeros(horiz,1);
for k=1:horiz
    err_abs(k)=x_pred(k)-x_real(k);
end
err_med=mean(abs(err_abs)); % El error medio se calcula con los valores absolutos del
error, para cada prediccion

fid=fopen('err_abs.bin','w');
fprintf(fid,'%f ',err_abs);
fclose(fid);

figure ('name','Serie completa - consumo por horas')
subplot (1,1,1);plot (datos_lh);title ('Serie completa - consumo por horas');hold on;
plot(b1,[0:1200], 'r');

```

```

plot(b2,[0:1200],'r');
plot(b2+horiz,[0:1200],'g');
text(b1+(b2-b1)/2-300,1100,'datos');
text((2*b2+horiz)/2-300,1000,'pred');
hold off;
tit=strcat('DATPRED_',fechacif(b1),'_',fechacif(b2));
print(tit,'-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>Serie completa y periodo de prediccion
(%s.jpg)</i></font>\n</center><p>',tit,tit);

figure('name','Predicciones y errores');
subplot(2,1,1);plot(x_real,'b');title('Datos reales');hold on;
subplot(2,1,1);plot(x_pred,'r');
title('Datos reales (azul), Prediccion (rojo)');
subplot(2,1,2);plot(err_abs,'g');hold on;plot(zeros(horiz),'k');
title('Error');
hold off;
tit=strcat('RESPRED_',fechacif(b1),'_',fechacif(b2));
print(tit,'-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>Predicciones y error (%s.jpg)</i></font>\n</center><p>',tit,tit);

fprintf(1,'El error medio para un horizonte de prediccion a %i horas es
%f\n<p>',horiz,err_med);
fprintf(1,'La desviacion estandar de la prediccion suavizada a %i horas es
%f\n<p>',horiz,std_pred);

```

```

% proceso.m
%
% Este script hace las funciones de "director de orquesta" gobernando y
% gestionando la informacion del resto de los mismos. Lo primero que hace
% es encargarse de comprobar que los datos introducidos no son erroneos,
% realizando una breve pero rigurosa comprobacion de fechas.
% Posteriormente se encarga de gestionar los directorios y archivos
% asociados a todo el proceso para enseguida comenzar con las siete
% iteraciones que tendran como resultado las siete predicciones
% correspondientes a la del mercado diario, y cada una de las seis sesiones
% del intradiario. Hay una serie de parametros comunes a todas las iteraciones,
% los cuales vienen tambien definidos en este script y que pueden modificarse
% a voluntad, influyendo en el resultado de todas las operaciones posteriores
% Cada una de esas iteraciones consiste en un calculo del modelo considerando
% los parametros y la serie de datos definidos en funcion de en que sesion se
% esta participando y sus resultados son incluidos en dos tablas destinadas
% a mostrar las conclusiones del estudio.
%
% Existen determinados consumos para los que se realizan varias
% predicciones. Para intentar obtener el valor mas correcto, se realizan
% promedios ponderados en funcion de la proximidad del comienzo del
% horizonte de prediccion al punto estimado, es decir. Si por ejemplo
% tenemos para el consumo en la hora H, varias predicciones (una prediccion
% con el modelo diario llamada D, una para la primera del intradiario ID1,
% una para la segunda del intradiario ID2 y otra para la tercera ID3, el
% valor que consideraremos "prediccion de H" se calcula realizando este
% promedio:
%
% 
$$\text{pred}(H) = (1/(1+2+3+4)) * (1*D + 2*ID1 + 3*ID2 + 4*ID3)$$

%
% Esta formula da mas importancia a las predicciones realizadas con modelos
% calculados con datos mas proximos al valor cuya prediccion deseamos, pero
% sin dejar de considerar las predicciones realizadas con otros modelos.
%
% Por ultimo, los resultados se almacenan en tablas y se muestran por

```

```

% pantalla y en el informe HTML. Tambien se acompañan de graficas
% explicativas.

function[]=proceso(mes_dato,dia_dato)

if dia_dato<10 ddia= strcat('0',num2str(dia_dato));
else ddia=num2str(dia_dato);
end

if mes_dato<10 mmes= strcat('0',num2str(mes_dato));
else mmes=num2str(mes_dato);
end

fechadia(dia_dato,mes_dato)

try
load(strcat('.\predicciones\predic_',mmes,'_',ddia,'.res'))
fprintf(' ya ha sido analizado y su prediccion ya esta disponible.',ddia,mmes);
fprintf('\n¿Deseas repetir la prediccion?\n');
repetir analisis=input('Repetir 1->SI ');
catch
repetir analisis=1;
end

if repetir analisis==1;

if exist('dia_dato')==0; dia_dato=input('Ingresar el dia '); end
if exist('mes_dato')==0; mes_dato=input('Ingresar el mes '); end

while mes_dato>12
disp('error');
mes_dato=input('Ingresar el mes ');
end

if mes_dato==1 | mes_dato==3 | mes_dato==5 | mes_dato==7 | mes_dato==8 | mes_dato==10 |
mes_dato==12
while dia_dato>31 | dia_dato<1
disp('error');
dia_dato=input('Ingresar el dia ');
end
end

if mes_dato==4 | mes_dato==6 | mes_dato==9 | mes_dato==11
while dia_dato>30 | dia_dato<1
disp('error');
dia_dato=input('Ingresar el dia ');
end
end

if mes_dato==2
while dia_dato>29 | dia_dato<1
disp('error');
dia_dato=input('Ingresar el dia ');
end
end

if dia_dato<10
dia_dato= strcat('0',num2str(dia_dato));
else
dia_dato=num2str(dia_dato);
end

if mes_dato<10
mes_dato= strcat('0',num2str(mes_dato));

```

```

else
    mes_dato=num2str(mes_dato);
end

directorio=strcat('\predicciones\',mes_dato,'_',dia_dato);
warning off MATLAB:MKDIR:DirectoryExists
mkdir (directorio);
cd (directorio);
delete *.*
cd ..\..
delete *.html;
delete *.jpg;
delete *.bin;

fid=fopen('dia.bin','w');
fprintf(fid,'%s %s',dia_dato,mes_dato);
fclose(fid);

diary off;

%%*****
%% EDITANDO ESTOS CUATRO PARAMETROS CONTROLAMOS TODO EL PROCESO
%%
ndias=720; %cantidad de datos que hay en 30 dias (30*24=720)
errmax=400; %Maximo error medio aceptable para admitir como valido un modelo
desvmax=1000; %Maxima desviacion estandar aceptable para admitir un modelo sin
interpolacion de valores
nmax=4; %Orden AR desde el que empezamos a buscar el modelo
mx=168; %Orden de diferencia estacional
%%
%% *****

if mes_dato==1
    ult_dato=strcat(dia_dato,'/',mes_dato,'-','08-03');
else
    ult_dato=strcat(dia_dato,'/',mes_dato,'-','08');
end
clc;
disp('<hr SIZE=6 WIDTH="100%">');
fprintf('\nANALISIS PARA EL DIA %s/%s\n<p>',dia_dato,mes_dato);
disp('<hr SIZE=6 WIDTH="100%">');
fb2=hito(ult_dato);

if fb2<ndias+1
    fb1=1;
else
    fb1=fb2-ndias;
end

pltid1=zeros(1,40);
pltid2=zeros(1,40);
pltid3=zeros(1,40);
pltid4=zeros(1,40);
pltid5=zeros(1,40);
pltid6=zeros(1,40);

clc;
diary(strcat('pred_diario_',mes_dato,'_',dia_dato,'.html'));
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
fprintf('\n<p>OBTENCION DEL MODELO PARA EL MERCADO DIARIO');
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
farima(fb1,fb2,mx,nmax);
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
disp('<p>PREDICCION A 40 HORAS, MERCADO DIARIO')

```



```

disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
errmed=fpredice(40);
load predicc.bin;
load datoslh.bin;
diario=predicc;
if errmed>errmax;
    disp('<p>El modelo diario tiene un error excesivo y NO ES VALIDO')
    diario=zeros(40,1);
    for k=1:40
        diario(k)=datoslh(fb2+k-168);
    end
end
for i=1:40
    errdiario(i)=diario(i)-datoslh(fb2+i);
end
diary off;

clc;
diary(strcat('pred_id1_',mes_dato,'_',dia_dato,'.html'));
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
fprintf('\n<p>OBTENCION DEL MODELO PARA EL 1ºPERIODO DEL MERCADO INTRADIARIO');
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
farima(fb1,fb2+8,mx,nmax);
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
disp('<p>PREDICCIÓN A 32 HORAS, 1ªSESIÓN MERCADO INTRADIARIO')
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
errmed=fpredice(32);
load predicc.bin;
load datoslh.bin;
id1=predicc;
if errmed>errmax
    disp('<p>El modelo ID1 tiene un error excesivo y NO ES VALIDO')
    id1=zeros(32,1);
    for k=8:40
        id1(k)=datoslh(fb2+k-168);
    end
end
for i=1:32
    pltid1(i+8)=id1(i);
    errid1(i+8)=id1(i)-datoslh(fb2+8+i);
end
diary off;

clc;
diary(strcat('pred_id2_',mes_dato,'_',dia_dato,'.html'));
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
fprintf('\n<p>OBTENCION DEL MODELO PARA EL 2ºPERIODO DEL MERCADO INTRADIARIO');
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
farima(fb1,fb2+13,mx,nmax);
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
disp('<p>PREDICCIÓN A 27 HORAS, 2ªSESIÓN MERCADO INTRADIARIO')
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
errmed=fpredice(27);
load predicc.bin;
load datoslh.bin;
id2=predicc;
if errmed>errmax
    disp('<p>El modelo ID2 tiene un error excesivo y NO ES VALIDO')
    id2=zeros(27,1);
    for k=13:40
        id2(k)=datoslh(fb2+k-168);
    end
end
for i=1:27

```

```

        pltid2(i+13)=id2(i);
        errid2(i+13)=id2(i)-datoslh(fb2+13+i);
end
diary off;

clc;
diary(strcat('pred_id3_',mes_datos,'_',dia_datos,'.html'));
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
fprintf('\n<p>OBTENCION DEL MODELO PARA EL 3ºPERIODO DEL MERCADO INTRADIARIO');
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
farima(fb1,fb2+17,mx,nmax);
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
disp('<p>PREDICCIÓN A 23 HORAS, 3ªSESIÓN MERCADO INTRADIARIO')
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
errmed=fpredice(23);
load predicc.bin;
load datoslh.bin;
id3=predicc;
if errmed>errmax
    disp('<p>El modelo ID3 tiene un error excesivo y NO ES VALIDO')
    id3=zeros(23,1);
    for k=17:40
        id3(k)=datoslh(fb2+k-168);
    end
end
for i=1:23
    pltid3(i+17)=id3(i);
    errid3(i+17)=id3(i)-datoslh(fb2+17+i);
end
diary off;

clc;
diary(strcat('pred_id4_',mes_datos,'_',dia_datos,'.html'));
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
fprintf('\n<p>OBTENCION DEL MODELO PARA EL 4ºPERIODO DEL MERCADO INTRADIARIO');
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
farima(fb1,fb2+20,mx,nmax);
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
disp('<p>PREDICCIÓN A 20 HORAS, 4ªSESIÓN MERCADO INTRADIARIO')
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
errmed=fpredice(20);
load predicc.bin;
load datoslh.bin;
id4=predicc;
if errmed>errmax
    disp('<p>El modelo ID4 tiene un error excesivo y NO ES VALIDO')
    id4=zeros(20,1);
    for k=20:40
        id4(k)=datoslh(fb2+k-168);
    end
end
for i=1:20
    pltid4(i+20)=id4(i);
    errid4(i+20)=id4(i)-datoslh(fb2+20+i);
end
diary off;

clc;
diary(strcat('pred_id5_',dia_datos,'_',mes_datos,'.html'));
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
fprintf('\n<p>OBTENCION DEL MODELO PARA EL 5ºPERIODO DEL MERCADO INTRADIARIO');
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
farima(fb1,fb2+24,mx,nmax);
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');

```

```

disp('<p>PREDICCION A 16 HORAS, 5ªSESION MERCADO INTRADIARIO')
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
errmed=fpredice(16);
load predicc.bin;
load datoslh.bin;
id5=predicc;
if errmed>errmax
    disp('<p>El modelo ID5 tiene un error excesivo y NO ES VALIDO')
    id5=zeros(16,1);
    for k=24:40
        id5(k)=datoslh(fb2+k-168);
    end
end
for i=1:16
    pltid5(i+24)=id5(i);
    errid5(i+24)=id5(i)-datoslh(fb2+24+i);
end
diary off;

clc;
diary(strcat('pred_id6_',mes_dato,'_',dia_dato,'.html'));
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
fprintf('\n<p>OBTENCION DEL MODELO PARA EL 6ºPERIODO DEL MERCADO INTRADIARIO');
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
farima(fb1,fb2+28,mx,nmax);
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
disp('<p>PREDICCION A 12 HORAS, 6ªSESION MERCADO INTRADIARIO')
disp('<hr SIZE=3 WIDTH="100%">');
errmed=fpredice(12);
load predicc.bin;
load datoslh.bin;
id6=predicc;
if errmed>errmax
    disp('<p>El modelo ID6 tiene un error excesivo y NO ES VALIDO')
    id6=zeros(12,1);
    for k=28:40
        id6(k)=datoslh(fb2+k-168);
    end
end
for i=1:12
    pltid6(i+28)=id6(i);
    errid6(i+28)=id6(i)-datoslh(fb2+28+i);
end
diary off;

close all;

matriz_pred=zeros(40,10);
matriz_error=zeros(40,10);
mat_pred_plot=zeros(40,9);
mat_err_plot=zeros(40,9);

for fila=1:40
    matriz_pred(fila,1)=fb2+fila;
    matriz_pred(fila,2)=datoslh(fb2+fila);
    matriz_pred(fila,3)=diario(fila);
    matriz_pred(fila,4)=pltid1(fila);
    matriz_pred(fila,5)=pltid2(fila);
    matriz_pred(fila,6)=pltid3(fila);
    matriz_pred(fila,7)=pltid4(fila);
    matriz_pred(fila,8)=pltid5(fila);
    matriz_pred(fila,9)=pltid6(fila);
    matriz_pred(fila,10)=0;
end

```

```

matriz_error(fila,1)=fb2+fila;
matriz_error(fila,2)=datoslh(fb2+fila);
matriz_error(fila,3)=errdiario(fila);
matriz_error(fila,4)=errid1(fila);
matriz_error(fila,5)=errid2(fila);
matriz_error(fila,6)=errid3(fila);
matriz_error(fila,7)=errid4(fila);
matriz_error(fila,8)=errid5(fila);
matriz_error(fila,9)=errid6(fila);
matriz_error(fila,10)=0;

mat_pred_plot(fila,1)=matriz_pred(fila,2);
mat_pred_plot(fila,2)=matriz_pred(fila,3);
mat_pred_plot(fila,3)=matriz_pred(fila,4);
mat_pred_plot(fila,4)=matriz_pred(fila,5);
mat_pred_plot(fila,5)=matriz_pred(fila,6);
mat_pred_plot(fila,6)=matriz_pred(fila,7);
mat_pred_plot(fila,7)=matriz_pred(fila,8);
mat_pred_plot(fila,8)=matriz_pred(fila,9);
mat_pred_plot(fila,9)=matriz_pred(fila,10);

mat_err_plot(fila,1)=matriz_error(fila,2);
mat_err_plot(fila,2)=matriz_error(fila,3);
mat_err_plot(fila,3)=matriz_error(fila,4);
mat_err_plot(fila,4)=matriz_error(fila,5);
mat_err_plot(fila,5)=matriz_error(fila,6);
mat_err_plot(fila,6)=matriz_error(fila,7);
mat_err_plot(fila,7)=matriz_error(fila,8);
mat_err_plot(fila,8)=matriz_error(fila,9);
mat_err_plot(fila,9)=matriz_error(fila,10);
end

% UTILIZAREMOS UNA MEDIA PONDERADA PARA EQUILIBRAR LAS PREDICCIONES DE LOS DATOS

for k=1:40
    prom=0;
    for f=1:7
        prom=prom+f*matriz_pred(k,f+2);
    end
    zp=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30
31 32 33 34 35 36 37 38 39 40];
    1 1 1 1 1 1 1 1 3 3 3 3 6 6 6 6 10 10 10 15 15 15 15 21 21 21 21 28 28
28 28 28 28 28 28 28 28];
    z=zp';
    promed(k)=prom/z(k,2);
    matriz_pred(k,10)=promed(k); % ESTOS SON LOS RESULTADOS DEFINITIVOS DE LA PREDICCION,
QUE USAREMOS PARA EVALUAR EL AHORRO OBTENIDO.
    matriz_error(k,10)=matriz_pred(k,2)-promed(k);
end

% HASTA AQUI EL CALCULO DEL PROMEDIADO PONDERADO

clc;
diary(strcat('resumen_final_',mes_dato,'_',dia_dato,'.html'));

fprintf('\n<p>RESUMEN FINAL DE LAS PREDICCIONES');
disp('<p><table border="1" cellpadding="0" cellspacing="0" style="border-collapse:
collapse" bordercolor="#111111" width=640 id="AutoNumber1">');
disp('<tr><td>Hito</td><td>MEDIDA</td><td>Diario</td><td>ID1</td><td>ID2</td><td>ID3</td>
<td>ID4</td><td>ID5</td><td>ID6</td><td>PROM_POND</td></tr>');
fprintf('<tr><td>%4.0f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5
.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td></tr>\n',matriz_pred');
disp('</table>');

```

```

fprintf('\n<p>RESUMEN FINAL DE LOS ERRORES');
disp('<p><table border="1" cellpadding="0" cellspacing="0" style="border-collapse:
collapse" bordercolor="#111111" width=640 id="AutoNumber1">');
disp('<tr><td>Hito</td><td>MEDIDA</td><td>Diario</td><td>ERR-ID1</td><td>ERR-
ID2</td><td>ERR-ID3</td><td>ERR-ID4</td><td>ERR-ID5</td><td>ERR-ID6</td><td>ERR-
PROM</td></tr>');
fprintf('<tr><td>%4.0f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5
.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td><td>%5.2f</td></tr>\n',matriz_error');
disp('</table>');

figure ('name','Predicciones')
plot(mat_pred_plot);hold on;
legend('medida','diario','id1','id2','id3','id4','id5','id6','pred-prom',0)
plot(datoslh(fb2+1:fb2+40),'r*');title('Predicciones');hold off

tit=strcat('MATRIZ_PRED_',mes_dato,'_',dia_dato);
print(tit,'-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>Matriz de prediccion (%s.jpg)</i></font>\n</center><p>',tit,tit);

figure ('name','Errores de cada prediccion')
plot(zeros(40)); hold on;
plot(mat_err_plot);title('Errores de cada prediccion');
legend('medida','errdiario','errid1','errid2','errid3','errid4','errid5','errid6','errpro
m',0)

tit=strcat('MATRIZ_ERR_',mes_dato,'_',dia_dato);
print(tit,'-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>Matriz de errores (%s.jpg)</i></font>\n</center><p>',tit,tit);

figure ('name','Prediccion Promedio - Valor real')
hold on;
plot(promed,'b')
plot(datoslh(fb2+1:fb2+40),'r')
plot(promed-datoslh(fb2+1:fb2+40),'g')
legend('Prediccion promediada','Medida','Error',0)
plot(zeros(40),'k');title('Prediccion promediada, Medida, Error');
hold off

tit=strcat('PROM_VS_MEDIDA_',mes_dato,'_',dia_dato);
print(tit,'-djpeg');
fprintf('<p><center>\n<p><font
size="2"><i>Promedios vs Medidas (%s.jpg)</i></font>\n</center><p>',tit,tit);

fprintf('\n</html>');

diary off

fid=fopen('matriz_pred.bin','w');
fprintf(fid,'\n%5.2f %5.2f %5.2f %5.2f %5.2f %5.2f %5.2f %5.2f %5.2f
%5.2f\n',matriz_pred');
fclose(fid);

tit=strcat('predic_',mes_dato,'_',dia_dato,'.res');
movefile('matriz_pred.bin',tit);

tit2=strcat('MATRIZ_PRED_',mes_dato,'_',dia_dato,'.jpg');
tit3=strcat('PROM_VS_MEDIDA_',mes_dato,'_',dia_dato,'.jpg');

copyfile (tit,'./predicciones');
copyfile (tit2,'./predicciones');
copyfile (tit3,'./predicciones');

```

```
movefile ('*.html',directorio);
movefile ('*.bin',directorio);
movefile ('*.jpg',directorio);
delete('*.temp');
```

```
end
```

```
%enero.m
numdias=[31,29,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31]

for mes=1:12
    for dia=1:numdias(mes)
        proceso(mes,dia);
    end
end
```

```
% visper.m
%
% Esta sencilla funcion unicamente sirve para confirmar si un dia en
% concreto es vispera de festivo, lo que modifica un poco el metodo de
% prediccion, añadiendo una funcion empirica que reduce los valores de
% consumo hasta los niveles minimos de los festivos.

% Dicha formula empirica se aplica al valor obtenido normalmente en la
% prediccion y es la siguiente x_pred(j)=abs(50+10*log(x_pred(j)));
```

```
function[visp]=vispera(dia,mes)
```

```
vispera={'1-1','Navidad';
'2-1','Navidad';
'3-1','Navidad';
'4-1','Navidad';
'5-1','Navidad';
'6-3','Paellas';
'18-3','Dia del padre';
'2-4','Semana santa';
'3-4','Semana santa';
'4-4','Semana santa';
'5-4','Semana santa';
'6-4','Semana santa';
'7-4','Semana santa';
'8-4','Semana santa';
'9-4','Semana santa';
'10-4','Semana santa';
'11-4','Semana santa';
'12-4','Semana santa';
'13-4','Semana santa';
'30-4','Fiesta del trabajo';
'8-6','Dia de la Region'
'23-9','Cartagineses';
'11-10','La hispanidad';
'31-10','Todos los santos';
'5-12','Constitucion';
'7-12','Virgen';
'23-12','Navidad';
'24-12','Navidad';
'25-12','Navidad';
'26-12','Navidad';
'27-12','Navidad';
'28-12','Navidad';
'29-12','Navidad';
'30-12','Navidad';
```

```
    '31-12','Navidad'};

if ismember({strcat(num2str(dia),'-',num2str(mes))},vispera)==1
    visp=1;
else
    visp=0;
end
```