

# Proyecto Fin de Máster Ingeniería Industrial

## Simulación de Liquidación en el Mercado Eléctrico Para Consumidores Directos

Autor: Fernando Pereira Pérez

Tutores: Jesus Manuel Riquelme Santos y Juan Manuel Roldán Fernández

**Dpto. Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2020





Proyecto Fin de Máster  
Ingeniería Industrial

# **Simulación de Liquidación en el Mercado Eléctrico Para Consumidores Directos**

Autor:

Fernando Pereira Pérez

Tutores:

Jesús Manuel Riquelme Santos y Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Carrera: Simulación de Liquidación en el Mercado Eléctrico Para Consumidores Directos

Autor: Fernando Pereira Pérez

Tutor: Jesús Manuel Riquelme Santos y Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

*A mi familia, amig@s y maestr@s*



# AGRADECIMIENTOS

---

En primer lugar, me gustaría agradecer y dedicar este Trabajo a mi familia. Tras realizar los 4 años de Grado en Ingeniería Eléctrica en mi ciudad, Badajoz, continuar otros 2 años de Máster en Sevilla suponía una cantidad de recursos de los que no disponía. Gracias al sustento de mi familia y de las becas pude lograr el objetivo de ser Ingeniero Industrial, de otra forma no hubiera sido posible.

Por supuesto no puedo olvidarme de los profesores que me han enseñado y dotado de herramientas técnicas y personales para afrontar en la calle la profesión de Ingeniero. Sin embargo, no es en los profesores de la Universidad en los que pienso desde un primer momento a la hora de realizar este agradecimiento. Lo que me ha marcado mi vocación y enseñado a descubrir que la Ingeniería era mi camino, han sido mis profesores de tecnología, matemáticas y física del Instituto Maestro Domingo Cáceres de Badajoz, en concreto el profesor e Ingeniero Industrial Juan Herruzo Díaz quien tiene una forma particular y agradable de enseñar lo apasionante que es la tecnología.

Estudiar ingeniería y tener pareja no es algo sencillo, sobretodo para la pareja. En este caso Saray Pizarro Hernández, actual estudiante de Educación Social en la Universidad de Extremadura, ha tenido que aguantar muchas horas de frustraciones. Ella ha sido un apoyo incondicional y una dosis de confianza cuando a veces las cosas no salen como uno quiere. Gracias también a ella.

Durante todos mis años de estudio he realizado voluntariados. Un par de años en el Consejo de la Juventud de Extremadura como secretario general y el resto del tiempo como presidente y miembro de la asociación Juventud Estudiante Católica (JEC) de Extremadura dedicada al trabajo con jóvenes en el medio estudiantil. Este proceso me ha ayudado a que la ingeniería no me aleje de lo más importante para mí, las personas y su cuidado.

Por último, a todos los amigos y compañeros que he conocido durante estos años, en particular a los “9 de ITI” de la Universidad de Extremadura y a los “ForasterUS” de la Universidad de Sevilla. Conocer a buenas personas con todas sus letras, que traen experiencias de diferentes lugares y comparten inquietudes es algo maravilloso.

*Fernando Pereira Pérez*

*Ingeniero Industrial y Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)*

*Sevilla, 2020*



# RESUMEN

---

El trabajo consiste en el desarrollo e implantación de un algoritmo mediante MATLAB para la simulación de la facturación correspondiente del Operador del Mercado (OM) y del Operador del Sistema (OS) a los consumidores que acuden al mercado eléctrico marginalista español para la compra o venta de energía eléctrica apta para el consumo en términos de MWh en barras de central (MWh B.C.).

El proceso de liquidación tanto del OM como del OS está regulado mediante el Estado con los correspondientes documentos públicos del Boletín Oficial del Estado (BOE), leyes y los Procedimientos de Operación que publica Red Eléctrica de España como OS.

Durante el presente trabajo se desglosan explicaciones pertinentes acerca de cada uno de los términos que intervienen en las diversas facturaciones, incluyendo ejemplos intuitivos que permitan aclarar los conceptos expuestos siguiendo un orden de prelación acorde a la estructura en que son presentados en las diversas facturas.

Este trabajo es motivado por la dificultad presente en los agentes del mercado de administrar, gestionar, interpretar, caracterizar y cuantificar de manera acorde el ingente volumen de facturación que supone operar en el mercado.

Además, en multitud de ocasiones, los términos contemplados en la facturación no son descritos en forma o lenguaje adecuado para su fácil comprensión por parte de los consumidores.

Otro aliciente para la simulación es que no se conocen de manera definitiva los importes correspondientes a las facturas del OS hasta 11 meses posteriores al mes de operación.

Hasta la llegada de dicho mes  $M+11$ , se van sucediendo 4 liquidaciones previas que van aproximando su valor al importe final en los meses  $M$ ,  $M+1$ ,  $M+4$  y  $M+8$  respectivamente, siendo  $M$  el mes de consumo.

Mediante la simulación en MATLAB, podremos mostrar dichos importes bajo un porcentaje de fiabilidad y registrar de manera adecuado los costes que se repercuten a cada mes de operación o a cada mes real de pagos contables, según se desee.

Los aspectos anteriormente planteados, fundamentan el desarrollo del presente trabajo fin de máster.



# ABSTRACT

---

The work consists of the development and implementation of an algorithm using MATLAB for the simulation of the corresponding billing of the Market Operator (OM) and the System Operator (OS) to consumers who go to the marginalist Spanish electricity market for the purchase or sale of electrical energy suitable for consumption in terms of MWh in power plant bars (MWh BC).

The liquidation process of both the OM and the OS is regulated by the State with the corresponding public documents from the Official State Gazette (BOE), laws and the Operating Procedures published by Red Eléctrica de España as OS.

During this work, pertinent explanations about each of the terms that intervene in the various invoices are broken down, including intuitive examples that allow clarifying the concepts exposed following an order of priority according to the structure in which they are presented in the various invoices.

This work is motivated by the difficulty present in the market agents to administer, manage, interpret, characterize and quantify accordingly the huge volume of turnover that operating in the market supposes.

In addition, on many occasions, the terms contemplated in the billing are not described in an appropriate form or language for their easy understanding by consumers.

Another incentive for the simulation is that the amounts corresponding to the OS invoices are not definitively known until 11 months after the month of operation.

Until the arrival of said month  $M + 11$ , there are 4 previous settlements that approximate their value to the final amount in months  $M$ ,  $M + 1$ ,  $M + 4$  and  $M + 8$  respectively, with  $M$  being the month of consumption.

Through the simulation in MATLAB, we will be able to foresee these amounts under a reliability percentage and properly record the costs that are passed on to each month of operation or to each actual month of accounting payments, as desired.

The aspects previously are the basis for the development of this master's thesis.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introducción y puesta en contexto</b>	<b>2</b>
<b>2 Funcionamiento del mercado eléctrico</b>	<b>11</b>
2.1 <i>¿Cómo Funciona el Mercado de la Electricidad?</i>	11
2.2 <i>Operador del Mercado</i>	15
2.3 <i>Operador del Sistema</i>	16
2.4 <i>Modalidades de Agentes que Componen el Mercado</i>	16
<b>3 Facturación del OM, OS y Distribución</b>	<b>17</b>
3.1 <i>Análisis de los Términos que Afectan a la Facturación</i>	17
3.1.1 Facturas del OM	17
3.1.2 Facturas del OS	21
3.1.3 Facturas de Distribución	39
3.1.4 Garatías	42
3.2 <i>Impacto de cada Término sobre la Facturación</i>	48
<b>4 Desarrollo del algoritmo de simulación del proceso de liquidación</b>	<b>52</b>
<b>5 Testeo del Algoritmo</b>	<b>66</b>
<b>6 Alternativas y estrategias de minimización de costes</b>	<b>76</b>
<b>7 Conclusiones y líneas futuras</b>	<b>79</b>
<b>Referencias</b>	<b>80</b>
<b>ANEXO A (Códigos Fuente)</b>	<b>82</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Table 3-1 Tabla de liquidaciones del mes M.	23
Table 3-2 Precios ATR de potencia por tarifas.	39
Table 3-3 Precios ATR de energía por tarifas.	40
Table 3-4 Precios de penalización por energía reactiva.	41
Table 3-5 Periodo de publicación de garantías de operación ante el OS.	43
Table 3-6 Términos que componen el precio de la energía final.	48
Table 4-1 Variables de entrada fichero 1.	53
Table 4-2 Variables de salida fichero 1.	54
Table 4-3 Variables de entrada fichero 2.	55
Table 4-4 Variables de salida fichero 2.	56
Table 4-5 Variables de entrada fichero 3.	57
Table 4-6 Variables de salida fichero 3.	58
Table 4-7 Variables de entrada fichero 4.	59
Table 4-8 Variables de salida fichero 4.	60
Table 4-9 Variables de entrada fichero 5.	60
Table 4-10 Variables de salida fichero 5.	61
Table 4-11 Variables de entrada fichero 9.	61
Table 4-12 Variables de salida fichero 9.	63
Table 4-13 Variables de entrada fichero 11.	64
Table 4-14 Variables de salida fichero 11.	65
Table 5-1 Datos resultantes de los teletipos en obligaciones de pago y derechos de cobro.	66
Table 5-2 Precio de energía por periodos (€/kWh).	69
Table 5-3 Energía consumida por periodos (kWh).	69
Table 5-4 Coste del término de energía por periodos (€).	69
Table 5-5 Energía reactiva por periodos (kVArh).	70
Table 5-6 Potencia contratada por periodos (kW).	71
Table 5-7 Potencia máxima registrada en cada periodo (kW).	71
Table 5-8 Potencia a facturar (kW).	71
Table 5-9 Precio del término de potencia por periodos en tarifas 3.0 (€/kW día).	71
Table 5-10 Coste del término de potencia por periodos (€).	71
Table 5-11 Potencias contratadas por periodos (kW).	72
Table 5-12 Potencias máximas registradas por periodos (kW).	72



# ÍNDICE DE FIGURAS

Figure 2-1 Ejemplo de casación simple, fuente OMIE.	13
Figure 2-2 Ejemplo indeterminación eje X.	13
Figure 2-3 Ejemplo indeterminación eje Y.	14
Figure 2-4 Ejemplo de casación tras solución de restricciones técnicas, fuente OMIE.	15
Figure 2-5 Horarios de sesiones del Mercado, fuente OMIE.	15
Figure 3-1 Factura ejemplo de compra.	18
Figure 3-2 Factura ejemplo de venta.	19
Figure 3-3 Factura ejemplo de FDR.	20
Figure 3-4 Nota agregada de abono y cargo ejemplo.	21
Figure 3-5 Factura ejemplo de REE.	22
Figure 3-6 Calendario de notas de cargo recibidas en un mes.	24
Figure 3-7 Ejemplo de nota de cargo.	25
Figure 3-8 Ejemplo de FA.	26
Figure 3-9 Ejemplo de FS.	27
Figure 3-10 Ejemplo FS con IEE.	28
Figure 3-11 Ejemplo FA sin IEE.	29
Figure 3-12 Ejemplo de teletipo de la liquidación C3 correpondiente a mayo 2020.	30
Figure 3-13 Desvíos por mayor consumo o menor producción en €/kWh.	31
Figure 3-14 Desvíos por menor consumo o mayor producción en €/kWh.	31
Figure 3-15 Fichero EF_medperup_fechaini_fechafin_sujetoEIC en documentos modelcom.	36
Figure 3-16 Fichero EF_liqempre_fechaini_fechafin_sujetoDNM en documentos modelcom.	37
Figure 3-17 Fichero EF_liquidia_fechaini_fechafin_sujetoEIC en documentos modelcom.	38
Figure 3-18 Fichero EF_reganecu_fechaini_sujetoEIC en documentos modelcom.	38
Figure 3-19 Ejemplo de facturación de Distribuidora.	42
Figure 3-20 Calendario de factuas a pagar por un consumidor directo en 1 mes.	42
Figure 3-21 Ejemplo Informe de Seguimiento Diario de Garantías.	44
Figure 3-22 Ejemplo Resumen Garantías Exigidas y Depositadas.	45
Figure 3-23 Ejemplo GOB.	46
Figure 3-24 Ejemplo GOA CE mensual (1-2).	47
Figure 3-25 Ejemplo GOA CE mensual (2-2).	47
Figure 3-26 Ejemplo publicación de GOA CE intramensual en el Informe de Seguimiento Diario de Garantías.	48
Figure 3-27 Impacto de los componentes del precio final en (%) desde 2014 hasta 2019.	49
Figure 3-28 Evolución de los componentes del precio final (€/MWh) desde 2014 hasta 2019.	50
Figure 3-29 Repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final (€/MWh) desde 2014 hasta 2019.	50
Figure 4-1 Diagrama de flujo general de las funciones desarrolladas.	52

Figure 4-2 Diagrama de flujo FACTURA_OMIE_Y_REE.	53
Figure 4-3 Diagrama de flujo FACTURA_MEFF.	55
Figure 4-4 Diagrama de flujo FACTURA_DIST_20A.	57
Figure 4-5 Diagrama de flujo FACTURA_DIST_20DHA.	59
Figure 4-6 Diagrama de flujo FACTURA_DIST_20DHS.	60
Figure 4-7 Diagrama de flujo FACTURA_DIST_30.	62
Figure 4-8 Diagrama de flujo FACTURA_DIST_61.	64
Figure 5-1 Solicitud de fecha al usuario.	68
Figure 5-2 Resultados de las facturas de adquirente y suministrador de la liquidación C2.	68
Figure 5-3 Resultados de las facturas de adquirente y suministrador si no existen datos.	68
Figure 5-4 Datos de consumo por periodos para tarifa 3.0 en el mes M.	69
Figure 5-5 Resultados términos de energía por periodos en tarifas 3.0.	70
Figure 5-6 Datos de consumo de reactiva por periodos para tarifa 3.0 en el mes M.	70
Figure 5-7 Resultados términos de reactiva por periodos en tarifas 3.0.	71
Figure 5-8 Resultados términos de potencia por periodos en tarifas 3.0.	72
Figure 5-9 Resultados término de excesos de potencia en tarifas 6.1.	72
Figure 5-10 Resultados FACTURA_OMIE_Y_REE.m	73
Figure 5-11 Resultados FACTURA_MEFF.m.	73
Figure 5-12 Resultados FACTURA_DIST_20A.m.	74
Figure 5-13 Resultados FACTURA_DIST_20DHA.m.	74
Figure 5-14 Resultados FACTURA_DIST_20DHS.m.	74
Figure 5-15 Resultados FACTURA_DIST_30.m	75
Figure 5-16 Resultados FACTURA_DIST_61.m.	75
Figure 6-1 Imagen evolución precio futuro año 2021, fuente OMIP.	77
Figure 6-2 Imagen evolución del precio horario 16/11/2020, fuente REE.	77
Figure 6-3 Imagen evolución del precio diario agosto 2020, fuente REE.	78







# 1 INTRODUCCIÓN Y PUESTA EN CONTEXTO

---

*“Cada nuevo comienzo viene del final de algún otro comienzo”.*

*- Séneca -*

Tal y como indica el resumen, este trabajo pretende poner sobre la mesa los diferentes tipos de facturación a los que se enfrentan los consumidores a la hora de participar del mercado ibérico de la compra y venta de energía eléctrica. Mediante la exposición clara de las mismas, podrán solventarse los problemas siguientes:

- Volumen de facturación.
- Desconocimiento del resultado del coste energético para cada periodo de facturación.
- Incomprensión de los términos facturados.

Además, tras el análisis, definición y estudio de las mismas se procederá mediante el programa MATLAB a crear un simulador de liquidaciones, de manera que el sujeto de mercado pueda con la suficiente antelación y grado de confianza saber cuáles son los gastos e ingresos en los que incurre derivados de su actividad en el mercado.

Pero antes conviene mencionar por qué un sujeto decide convertirse en consumidor directo en el Mercado.

Dentro de las posibilidades que se ofrecen en cuanto a la contratación del suministro de electricidad, la modalidad de Consumidor Directo implica una participación más activa en todo el proceso, lo que permite adquirir la energía demandada al precio del mercado mayorista y obtener como resultado una reducción de costes en la factura de suministro eléctrico.

Algunos de las ventajas que aporta optar por esta modalidad son los indicados a continuación:

1. **TRANSPARENCIA:** La facturación al consumidor es realizada directamente por los Operadores del Mercado (OMIE) y del Sistema (REE), además de por la compañía distribuidora. No se contrata a ningún intermediario para el suministro, por lo que desaparece la facturación opaca que aglutina diferentes términos en uno o varios precios de €/kWh.
2. **GARANTÍA:** Lo que se paga es realmente lo consumido y al precio que está en el mercado. Elimina la incertidumbre, de haber acertado o no, en la contratación del producto ante posibles variaciones grandes del precio del mercado.
3. **GESTIÓN ENERGÉTICA:** El proceso de compra se sustenta en un proceso de monitorización y telegestión de las instalaciones que proporciona información y conocimiento para la implantación de medidas de eficiencia energética, disminución de costes y aumento de competitividad en el mercado para el caso de que el sujeto sea una empresa.

4. **GESTIÓN DE TÉRMINOS REGULADOS:** A partir de la información proporcionada por el punto anterior en cuanto a medida y monitorización, se pueden gestionar los términos regulados de potencia adaptando su contratación con la distribuidora en temporalidad y periodificación necesaria.
5. **REVISIÓN DE FACTURACIÓN:** Todo ello permite comprobar, detectar errores y emitir si procede reclamaciones ante posibles incongruencias en las facturas.

Y a parte de estas características, también se pueden desarrollar una serie de ventajas tangibles por el usuario, en cuanto a ahorros directos por escoger esta modalidad, eliminando:

1. Remuneración de la Comercializadora. Teniendo en cuenta que las comercializadoras ofertan sus servicios con un coste de remuneración en €/MWh y que lo hacen sobre la energía bruta consumida en barras de central.
2. Tasa o impuesto municipal.
3. Pago al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.
4. Aplicación del Impuesto Especial sobre la Electricidad a:
  - a. Remuneración de la comercializadora.
  - b. Remuneración del OM.
  - c. Remuneración del OS.

Y permitiendo:

5. La posibilidad de operativa en diferentes ventanas de mercados diario e intradiarios. Las comercializadoras que ofertan precios indexados al mercado, contratación tradicional con resultados semejante a la modalidad de consumidor directo, facturan de forma genérica al precio resultante del mercado diario, independientemente de a qué mercado hayan acudido. Es decir, no diferencian entre el precio medio aritmético del precio medio ponderado al consumo.

Haciendo que:

6. El consumidor directo tenga peaje directo con la compañía distribuidora. El término de potencia, el ATR de energía, penalizaciones por reactiva, alquiler de equipos... pasa a facturarlos la compañía distribuidora a precio regulado por el BOE-A-2020-1066 [1] en vez de a través de la comercializadora con posibles extracostes.

Con esta explicación se pueden comprender los motivos por lo que empresas, grandes consumidores o entes públicos optan por darse de alta en el Mercado para la adquisición del suministro eléctrico de manera directa.



# 2 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

---

*“El placer más noble es el júbilo de comprender”.*

*- Leonardo Da Vinci -*

**P**ara poder desarrollar y analizar de manera detallada cada una de las facturas y términos que aparecen en la facturación por operación en el Mercado, se aprovecha este capítulo para describir en qué consiste y cómo funciona brevemente el mercado eléctrico.

Además, se definen los operadores actuales, tanto del Mercado como del Sistema, y los diferentes agentes que nos podemos encontrar.

## 2.1 ¿Cómo Funciona el Mercado de la Electricidad?

El mercado eléctrico lo podemos estructurar en:

- Mercados a plazos.
- Mercados diario e intradiarios.
- Servicios de ajuste y de balance.
  - Resolución de restricciones técnicas.
  - Servicios complementarios.
  - Gestión de desvíos.
- Mercados no organizados.

Los contratos bilaterales físicos los integraríamos en el mercado de producción una vez haya finalizado el mercado diario.

Actualmente la gestión de los mercados organizados en la península se realiza de manera conjunta entre el territorio español y portugués en lo que conocemos como Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL).

El MIBEL comienza con el convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004 reflejado en el BOE-A-2006-8892 del 22 de mayo de 2006 y corregido el 18 de enero de 2008 [2].

Hasta 2014 funciona como un único mercado que integra ofertas de ambos países. Casación común y Market Splitting.

- OMIE (polo español) gestiona el mercado diario e intradiario.
- OMIP (polo portugués) gestiona los mercados a plazos.

Los agentes que componen el Mercado eléctrico serán todas aquellas personas físicas o jurídicas que intervengan en las transacciones económicas del mercado de producción de energía eléctrica ya sea comprando o vendiendo electricidad. Para poder participar en el Mercado deberán adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado entre otras normativas aplicables. Se pueden enumerar los siguientes tipos de agentes:

- Productores de energía eléctrica.
- Comercializadores.
- Comercializadores de referencia.
- Consumidores directos en Mercado.
- Representantes.
- Gestores de cargas del sistema.

Se aprovechará el apartado 2.4 para definirlos de manera más detallada.

Para continuar con la descripción, dentro del mercado organizado de la electricidad se comenzará describiendo el mercado diario.

El mercado diario tiene por horizonte de programación las 24 horas del día siguiente d+1 (23 o 25 horas los días de cambio horario). En dicho mercado se negocia la mayor parte de la energía eléctrica para el día d+1.

Hasta las 12:00 del día d se reciben las ofertas de compra y venta y toda la información sobre contratos bilaterales para el día d+1.

A continuación, hasta las 14:00 se realizará el proceso de casación y publicación del Plan Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Y antes de las 16:00 se resolverán las restricciones técnicas para dar lugar al Plan Diario Viable (PDV).

Las ofertas de compra serán realizadas por; comercializadores, comercializadores de referencia, consumidores directos, representantes de consumidores, gestores de carga del sistema y productores autorizados para comprar.

Por otro lado, las ofertas de ventas serán formalizadas por; Unidades de producción disponibles, representantes de productores y comercializadores que hayan adquirido energía fuera del MIBEL y estén debidamente autorizados.

Estas ofertas, como se ha mencionado, podrán contener hasta un total de 25 tramos de energía-precio. El precio se ordena de forma creciente para el caso de las ventas y de manera decreciente para las compras.

Mientras que las ofertas de compra solo pueden ser simples, las de venta pueden también contemplar particularidades que las hagan complejas. Las ofertas de venta no podrán ser inferiores a 0 €/MWh y las de compra superar los 180,30 €/MWh.

Las particularidades que pueden componer una oferta compleja de venta son las siguientes:

- Condición de indivisibilidad: Fijar al primer tramo de cada hora un valor mínimo indivisible de funcionamiento. Esta condición es incompatible con el resto de las siguientes descritas.
- Ingresos mínimos: La unidad de producción no participa 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, más una remuneración variable por MWh casado. No podrá superar al total ofertado.
- Parada programada. Si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por ingresos mínimos, realiza una parada programada en un tiempo máximo de 3 horas con energía decreciente.
- Gradiente de carga: Establece la diferencia máxima de variación de energía al alza o a la baja entre dos periodos de programación.

La casación desde mayo del año 2014 se hace mediante la aplicación del algoritmo EUPHEMIA (Pan-European

Hybrid Electricity Market Integration Algorithm), de acuerdo con la mayoría de mercados europeos.

Para cada hora se sitúan las curvas agregadas de ofertas de compra y venta en orden de precios decreciente y creciente respectivamente. En el punto de corte de ambas curvas se obtiene el precio marginal y las consecuentes unidades de venta y compra casadas para cada hora. Esto se llama el Programa Resultante de la Casación (PRC).

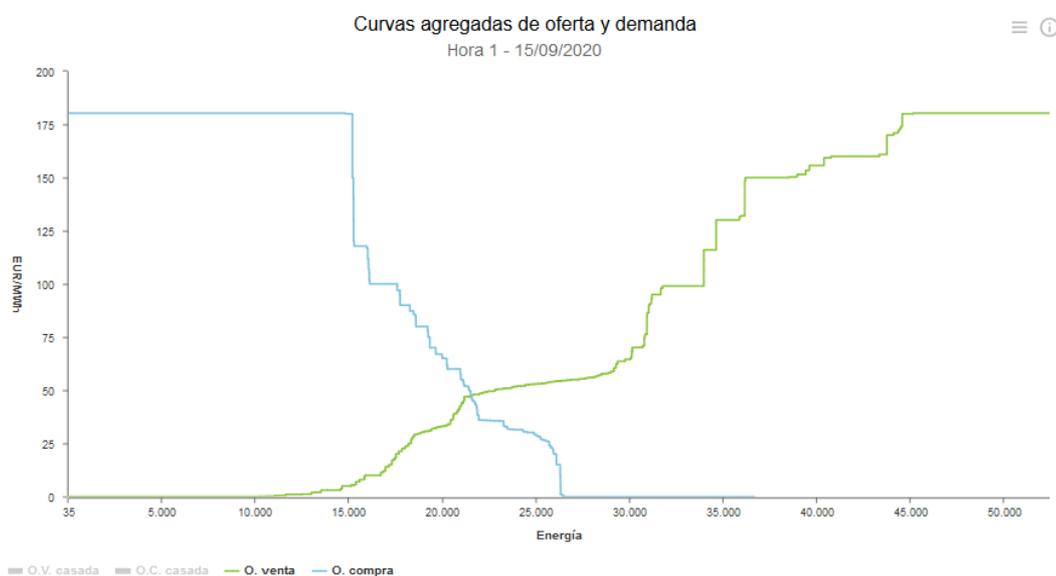


Figure 2-1 Ejemplo de casación simple, fuente OMIE.

En esta casación se pueden dar al menos 2 indeterminaciones.

Sea la representación de las curvas en un eje de coordenadas x-y donde x es el volumen de energía en MWh y el eje y el correspondiente al precio en €/MWh:

- Si las curvas se vuelven coincidentes en el **eje x**, es decir que para un volumen ofertado existen 2 precios de casación posibles, se resolverá con el precio medio resultante de ambos.
- Si las curvas se vuelven coincidentes en el **eje y**, es decir que para un mismo precio de casación, no existe un volumen simple de energía casada, se opta por maximizar el resultado con el mayor volumen de energía posible a casar con dicho precio.

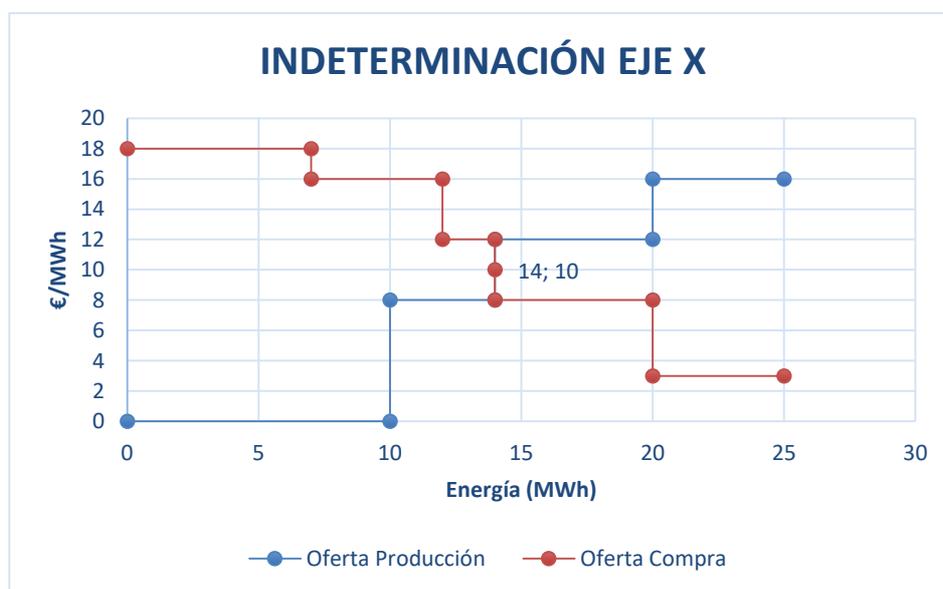


Figure 2-2 Ejemplo indeterminación eje X.

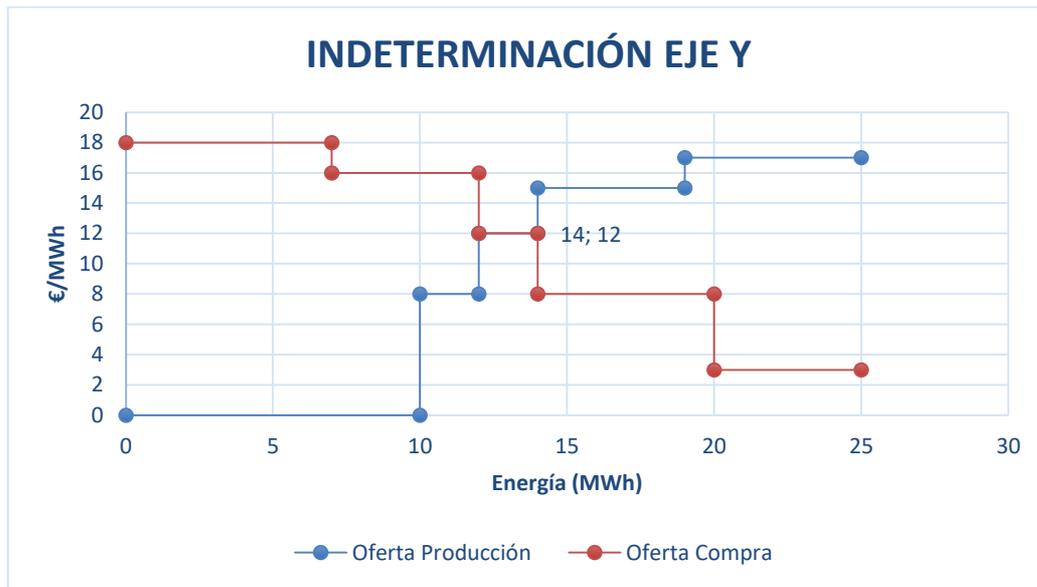


Figure 2-3 Ejemplo indeterminación eje Y.

El algoritmo de casación tratará de maximizar la función:

$$Welfare = \Sigma(\text{beneficios de productores}) + \Sigma(\text{beneficio de consumidores}) + \Sigma(\text{rentas de congestión})$$

Beneficio del productor = Diferencia entre el precio marginal y el de su oferta, por la energía casada.

Beneficio del consumidor = Diferencia entre el precio de su oferta y el marginal, por la energía casada.

Renta de congestión = Ingresos obtenidos por la exportación a mercados adyacentes. Diferencia de precio entre mercados por la energía exportada. Negativa si es saldo importador.

Una vez resuelta la casación, se comprueban para cada conjunto de todas las horas del día d+1 las condiciones complejas de indivisibilidad y de ingresos mínimos. Ambas deben de ser aceptadas o rechazadas íntegramente, por lo que se calcula el Welfare para ambas opciones y se coge la opción con mayor Welfare.

Las ofertas con gradiente de carga se modifican al alza o a la baja hasta maximizar el Welfare.

En caso de congestión en las interconexiones, se separan ambos mercados (Market Splitting).

Resuelto el programa de casación, el OM envía la información al OS que añade los datos referidos a contratos bilaterales creando el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

A continuación, el OS evalúa la viabilidad técnica del PDBF incluyendo la capacidad de interconexiones internacionales.

En caso de no existir viabilidad técnica, se inicia el proceso de resolución de restricciones técnicas que consta de 2 fases:

- Fase 1: Modificación del PDBF por criterios de seguridad; problemas de seguridad en régimen permanente o tras contingencia, o insuficiente reserva.
- Fase 2: Reequilibrio de producción y demanda; los contratos bilaterales deben coincidir en producción y demanda, respetando las restricciones de la fase 1.

El criterio único será el de aportar la solución viable de menor coste para publicar el PDVP Programa Diario Viable Provisional antes de las 16:00 horas.

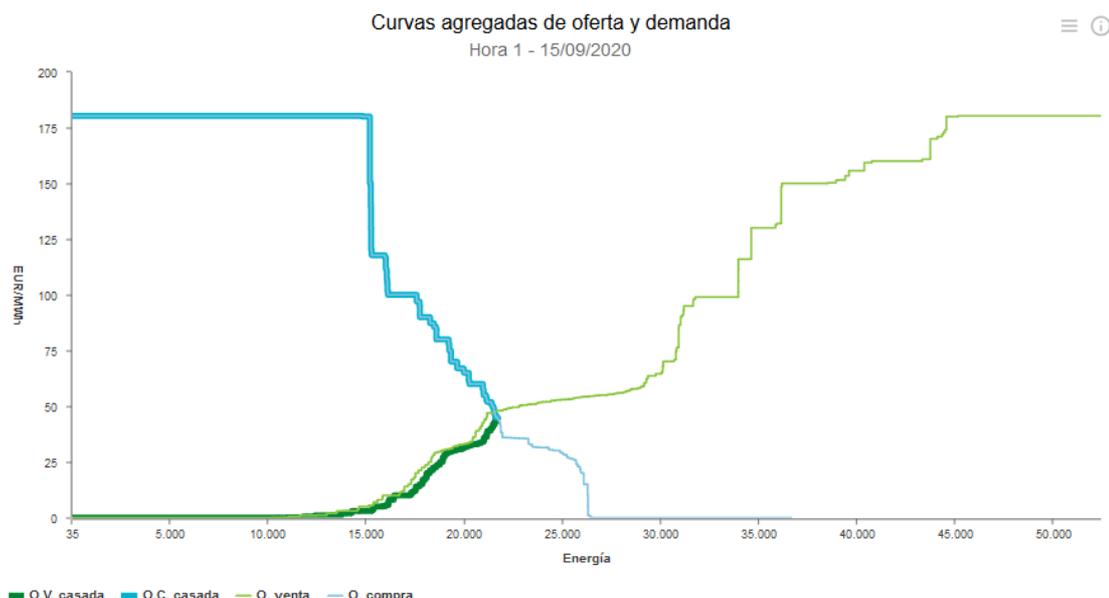


Figure 2-4 Ejemplo de casación tras solución de restricciones técnicas, fuente OMIE.

Finalizado el proceso referido al mercado diario, comienzan las sesiones del mercado intradiario que tienen por objeto atender los ajustes al PDVP.

Los horarios actuales de las sesiones son:

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figure 2-5 Horarios de sesiones del Mercado, fuente OMIE.

La casación se realizará con Euphemia, teniendo en cuenta una capacidad ilimitada en las interconexiones España-Portugal, España-Andorra y España-Francia, buscando la mejor solución que cumpla con las condiciones complejas de las ofertas.

Si se produjese congestión en las interconexiones internacionales entre España y Portugal, se separan ambos mercados con el Market Splitting y se realizan casaciones independientes.

Finalmente, resueltas todas las sesiones intradiarias se genera el Programa Horario Final (PHF) del día d+1.

Lo expuesto en el presente capítulo se fundamenta en los conocimientos impartidos por Eva González Romera en la asignatura de Gestión de Sistemas Eléctricos y Regulación del Grado en Ingeniería Eléctrica (rama industrial) de la Universidad de Extremadura en el curso académico 2017/2018 [3].

## 2.2 Operador del Mercado

OMIE es el OM designado para la gestión del mercado diario e intradiario de electricidad en la península ibérica. Sus funciones principales son [4]:

- Recepción de ofertas de venta o adquisición de energía.

- Gestión y recepción de las garantías a depositar ante el OM.
- Casación de las ofertas para obtener el precio marginal del PDBF.
- Proceso de liquidación y comunicación de cobros y pagos a los agentes.
- Comunicación al OS del PDBF resultante de la casación.
- Comunicación al OS de las altas, bajas y modificaciones de agentes.

## 2.3 Operador del Sistema

El OS, Red Eléctrica de España [5], comprende el conjunto de actividades necesarias para garantizar la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles.

REE opera el sistema eléctrico español, tanto en la península como en los sistemas no peninsulares de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla.

Recibido el PDBF por parte de OMIE, resuelve las restricciones técnicas oportunas derivadas de los mercados diarios e intradiarios dando por resultado el PHF.

## 2.4 Modalidades de Agentes que Componen el Mercado

- Productores de energía eléctrica: Conjunto de plantas de generación habilitadas para el suministro eléctrico en la península.
- Comercializadores. Persona jurídica que tiene función y capacidad legal de vender la energía eléctrica que adquiera en el mercado a los consumidores.
- Comercializadores de referencia: Se trata de comercializadoras designadas por el Ministerio de Industria para ofrecer el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC) en el mercado regulado de la electricidad.
- Consumidores directos en mercado: Consumidor habilitado para adquirir la energía como resultado de la participación directa en el mercado mediante ofertas de compra.
- Representantes: Ya sea de productores o consumidores, son los encargados de en nombre del agente realizar y gestionar las tareas relativas a la operación en el Mercado.
- Gestores de cargas del sistema: Persona jurídica que siendo consumidor, tiene competencias de reventa de energía para servicios de recarga energética y/o almacenamiento de energía eléctrica que mejore la gestión del sistema eléctrico.

[6]

## 3 FACTURACIÓN DEL OM, OS Y DISTRIBUCIÓN

*“Si lo que quieres es encontrar los secretos del universo, piensa en términos de energía, frecuencia y vibración”.*

*- Nikola Tesla -*

**E**n este capítulo se pretende detallar con claridad cada una de las facturas que intervienen en la liquidación del suministro eléctrico a un consumidor directo del mercado ibérico de la electricidad.

Se especificarán además sus términos y cómo obtenerlos a partir de los datos publicados por los diferentes operadores y las propias del agente.

### 3.1 Análisis de los Términos que Afectan a la Facturación

Las facturas con las que se encuentra un consumidor para la adquisición de energía en el mercado son las que se describen a continuación.

#### 3.1.1 Facturas del OM

El operador del mercado emite una factura por cada día para el que se realicen compras en los mercados que denominaremos Factura de Compra (FC). De la misma manera, por cada día para el que se realicen ventas de energía en el mercado de ajuste intradiario se obtendrá la correspondiente Factura de Venta (FV).

Se factura única y exclusivamente la energía adquirida o suministrada al precio que resulta de la casación del mercado, incluidos el impuesto especial sobre la electricidad (IEE) y el impuesto sobre el valor añadido (IVA) aplicados para España en territorio peninsular.



PROVEEDOR		DESTINATARIO				
Nombre:	OMI - POLO ESPAÑOL S.A. (OMIE)	Nombre:				
Dirección:	Alfonso XI, 6 - 4ª PLANTA	Dirección:				
Localidad:	MADRID	Localidad:				
Provincia:	28014 MADRID	Provincia:				
Nif:	ES-A-86025558	Nif:				
Periodo de facturación	Serie	Nº Factura	Vencimiento	Cod. Empresa	Hoja	
04/10/2020		12FAV647192	07/10/2020		1/1	

Otros sujetos pasivos a los efectos del art 39 de la Directiva 2006/112/EC

Concepto	Descripción	Energía MWh	Base	Importe
CIMP	Ventas en el mercado diario e intradiario a unidades para consumo final en España sujetas a I.E. y sin derecho a reducción en el impuesto.	4,6		79,48
IIE	Base liquidable del impuesto de electricidad y cuota (0,0511289632), inc. corrección mes.		79,48	4,06
STO	Subtotal			83,54
BAI	Base imponible del I.V.A.		83,54	
IVA	I.V.A. = (BAI) * 0,21			17,54
EUR	Total euros			101,08

Figure 3-1 Factura ejemplo de compra.



PROVEEDOR		DESTINATARIO	
Nombre:		Nombre:	OMI - POLO ESPANOL S.A. (OMIE)
Dirección:		Dirección:	Alfonso XI, 6 - 4ª PLANTA
Localidad:		Localidad:	MADRID
Provincia:		Provincia:	28014 MADRID
Nif:		Nif:	ES-A-86025558

Periodo de facturación	Serie	Nº Factura	Vencimiento	Cod. Empresa	Hoja
03/10/2020		143	08/10/2020		1/1

## Facturación por el destinatario

Sujeto pasivo revendedor a los efectos del art 38.1 de la Directiva 2006/112/EC

Concepto	Descripción	Energía MWh	Base	Importe
VNAC	Ventas en el mercado diario e intradiario de sujeto pasivo revendedor nacional.	0,3		10,72
STO	Subtotal			10,72
BAI	Base imponible del I.V.A.		10,72	
IVA	I.V.A. = (BAI) * 0,21			2,25
EUR	Total euros			12,97

Figure 3-2 Factura ejemplo de venta.

Semanalmente se publicará una nota de cargo/abono que servirá para liquidar todas las FC y FV emitidas los días anteriores. El día general de envío de estas facturas es el lunes, a excepción de festivos en Madrid, que retrasará la recepción de la nota al día laboral inmediatamente posterior. El día límite de pago de la nota es el segundo día laborable siguiente al día en el que se emita. Para el caso de los cobros por FV, será el tercer día laborable.

Los pagos correspondientes que tenga que hacer el agente no podrán ser domiciliados y deberán realizar una transferencia bancaria que llegue con la suficiente antelación a OMIE.

Si no se realice el pago a tiempo puede deberse a diferentes motivos como:

- Encontrarse la persona encargada en periodo vacacional o de baja médica y no haber traspasado la tarea a otra persona designada para el cargo.
- Realizar la transferencia pero que el banco emita la orden con retraso y no llegue el pago a OMIE.
- Realizar la transferencia con antelación insuficiente.

El no realizar los pagos en tiempo y forma supondrán una penalización económica que se añadirá en la nota semanal siguiente.

El hecho de que el agente tenga que realizar un pago semanal sin excepción y con unos plazos tan acotados, limita la entrada de nuevos participantes al mercado. Normalmente, los consumidores están acostumbrados a solo tener que pagar con periodicidades mensuales o bimensuales las facturas correspondientes al suministro de electricidad mediante la modalidad tradicional a través de un contrato con una comercializadora.

Para resolver esta situación, OMIE dispone de un “Depósito en efectivo para cobros y pagos” el cual el agente puede dotar de una serie de dinero en efectivo para sufragar los costes de operación en el mercado derivado de las FC o las Facturas de Remuneración del OM (FDR) que se detallan en próximas líneas del presente apartado.

Para mitigar los contratiempos que pueda generar un pago semanal, en el depósito se puede ingresar una cantidad de dinero suficiente para cubrir un mes o más de pagos y tener solo que reponer el saldo una vez no quede suficiente para seguir afrontando notas de cargo.

Además de las FC y las FV, el OM emite en el primer pago mensual la FDR del OM [7] en la que se incluyen los honorarios de OMIE. A esta factura no se le imputa el IEE.



PROVEEDOR		DESTINATARIO				
Nombre:	OMI - POLO ESPAÑOL S.A. (OMIE)	Nombre:				
Dirección:	Alfonso XI, 6 - 4ª PLANTA	Dirección:				
Localidad:	MADRID	Localidad:				
Provincia:	28014 MADRID	Provincia:				
Nif:	ES-A-86025558	Nif:				
Fecha factura:	Serie	Nº Factura	Vencimiento	Cód. Cliente	Hoja	
30/09/2020		10FAV042601	07/10/2020		1/1	
FORMA DE PAGO : Contado. SWIFT BSCHESMM - IBAN: ES34 0049 1500 00 2010119495						

Concepto	Descripción	PHF (MWh)	Base (EUR)	Importe (EUR)
RETRIBE	Retribución del operador del mercado del mes de Septiembre de 2020 y ajustes de meses anteriores en los términos establecidos en la Disposición Transitoria Tercera de la Orden TEC/1258/2019 de 20 de diciembre. (Precio 0,02657 EUR/MWh)	227,3		6,04
STO	Subtotal			6,04
BAI	Base I.V.A. =		6,04	
IVA	I.V.A. = (BAI) * 0,21			1,27
EUR	Total euros			7,31

Figure 3-3 Factura ejemplo de FDR.



**PAGOS O COBROS A EFECTUAR EN LA CUENTA DEL OPERADOR DEL  
MERCADO POR AGREGACIÓN DE LAS FACTURAS Y/O  
IMPORTES PENDIENTES**

NOMBRE DEL AGENTE:   
 C.I.F. DEL AGENTE:   
 FECHA DE VENCIMIENTO: **07/10/2020**  
 FORMA DE PAGO: **Transferencia a cta.**  
 CUENTA BANCARIA OMIE (IBAN): **ES53 0049 1500 08 2310080009 (SWIFT: BSCHESMM)**  
 FECHA Y HORA LÍMITE DEL PAGO: **07/10/2020 (10:00h)**

PERIODO	TIPO	REFERENCIA DE FACTURA	ABONO O CARGO	IMPORTE (€)
Retribución - Septiembre 2020	RET	V-FAC10+-42601	CARGO	7,31
28/09/2020	MER	V-FAC12+-644368	CARGO	669,54
29/09/2020	MER	V-FAC12+-644836	CARGO	1.104,50
30/09/2020	MER	V-FAC12+-645311	CARGO	1.001,21
01/10/2020	MER	V-FAC12+-645782	CARGO	708,68
02/10/2020	MER	V-FAC12+-646255	CARGO	432,38
03/10/2020	MER	V-FAC12+-646730	CARGO	134,12
04/10/2020	MER	V-FAC12+-647192	CARGO	101,99
03/10/2020	MER	-143	ABONO	12,97
<b>TOTAL A PAGAR POR EL AGENTE</b>			<b>CARGO</b>	<b>4.145,85</b>

Figure 3-4 Nota agregada de abono y cargo ejemplo.

### 3.1.2 Facturas del OS

El OS, Red Eléctrica de España (REE), factura mensualmente sus honorarios a cada sujeto. El importe de facturación es el resultado de multiplicar el volumen neto de energía del Programa Horario Final (PHF) de compra por el precio regulado anual de 0,13741 €/MWh para el caso del curso 2020 [8]. Este importe se actualiza anualmente. Tampoco es imputable el IEE.

Como novedad para el año 2020 se incluye un término fijo por valor de 200 € al mes para cada sujeto antes de IVA [9].

La emisión de esta factura se realiza a mes vencido, aproximadamente a mitad del mes M+1. A diferencia del caso del OM, si puede domiciliarse el pago.

Pág. 1 / 1

**Factura**

Número  Cliente

Fecha  Sol.Fac.

Concepto	Importe (EUR)
Periodo facturado: Agosto 2020	
Cuota fija artículo 15.2 de la Circular 4/2019 enero 2020	200,00
Cuota variable apartado Tercero Resolución de 14 de enero de 2020 de la CNMC	25,20
Energía: 183,400 MWh	
<b>Subtotal</b>	<b>225,20</b>
<b>IVA 21 %</b>	<b>47,29</b>
<b>TOTAL FACTURA (EUR)</b>	<b>272,49</b>

Fecha de vencimiento: 25/09/2020

El importe de esta factura le será cargado en su cuenta a partir del 11.09.2020. Su pago se justificará con el correspondiente apunte bancario.  
*Estimado cliente, cuando proceda al pago incluya el n° de factura en el concepto de la transferencia*

Área de clientes  
Tel. 917 286 303  
areaclientes@ree.es



Figure 3-5 Factura ejemplo de REE.

Por otra parte, REE a través de la subcontrata MEFF Energía perteneciente al Grupo BME (Bolsas y Mercados Españoles), factura los costes derivados de servicios de ajustes, desvíos, restricciones, control del Factor De Potencia FDP, y otros términos que se señalan más adelante, en distintas liquidaciones para cada mes de operación en el mercado que se procede a desarrollar a continuación.

Existen diferentes liquidaciones, normalmente son 5 salvo que haya alguna excepcional por ajuste de parámetros del sistema [10].

- Liquidación Inicial Provisional Primera (C1): referente a los primeros 15 días de consumo de un mes M, emitidas las facturas de esta liquidación el 6º día hábil posterior al día 15 del del mes M. El día de cobros y pagos es el 9º día hábil posterior al día 15 del mes M.
- Liquidación Inicial Provisional Segunda (C2): emitida el 8º día hábil del mes M+1 y referente a todo un mes natural M. El día de cobros y pagos es el 11º día hábil del mes M+1.

Estas liquidaciones iniciales provisionales solo incluyen las medidas procedentes de equipos de medida de interconexiones internacionales, de instalaciones peninsulares de producción y de consumo de bombeo que cumplan los requisitos de los P.O. 10.1 y 10.2 [11]

- Liquidación Intermedia Provisional (C3): referente a todo un mes natural M, con fecha de emisión y de cobros y pagos igual al de la liquidación C1 en el mes M+4.

Para este caso si la medida mensual elevada a barras de central del conjunto de unidades del consumidor

directo (sujeto de liquidación en este caso) es inferior al 90% de su programa final mensual, se utilizará, a efectos de la liquidación, el programa horario de liquidación de sus unidades, como valor de medida horaria en barras de central.

La liquidación del resto de unidades del consumidor directo se realizará con la medida elevada a barras de central conforme a lo dispuesto en el apartado 14.2.d del P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema [10].

- Liquidación Final Provisional (C4): referente a todo un mes natural M, con fecha de emisión y de cobros y pagos igual al de la liquidación C1 en el mes M+8.

Es publicada el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal (SIMEL) del cierre provisional de las medidas del mes M.

- Liquidación Final Definitiva (C5): referente a todo un mes natural M, con fecha de emisión y de cobros y pagos igual al de la liquidación C1 en el mes M+11.

Es publicada el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal (SIMEL) del cierre definitivo de las medidas del mes M.

Nota: Las liquidaciones se regulan por los artículos 6.1 (C1 y C2), 6.2 (C3), 6.3 (C4) y 6.4 (C5) del P.O 14.1 “Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema” modificado según resolución del 1 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado y Energía, por la que se aprueba el P.O. 14.3 “Garantías de Pago” y se modifica el P.O 14.1 [12].

Como hemos visto las 5 liquidaciones son referentes a un mismo mes de operación. Se facturan los mismos términos y a medida que se va pagando cada una de ellas se va ajustando el importe a pagar por cada término hasta que en el mes M+11 el OS REE tiene la suficiente información para repercutir los gastos reales definitivos.

Pueden existir también liquidaciones excepcionales por:

1. Suspensión o baja del sujeto de liquidación.
2. Error material en el proceso de liquidación.
3. Causas de fuerza mayor que haya impedido al OS realizar las liquidaciones en plazos y criterios previstos.

Estas últimas no son habituales.

Cada liquidación estará compuesta por una Factura de Adquiriente (FA) y una Factura de Suministrador (FS). La FA englobará las obligaciones de pago y la FS los derechos de cobro. Tanto FA como FS ajustarán por diferencia a la liquidación anterior.

Ej: C2 ajusta a la C1, C3 ajusta a la C2 y así sucesivamente hasta la C5 que ajusta a la C4.

Como se ha podido ver, las liquidaciones se agrupan en 2 notas de cargo y abono mensuales,

- Nota de cargo del 6º día hábil posterior al día 15 del mes M: Englobará las FA y FS de las liquidaciones C1, C3, C4 y C5 de los meses M, M-4, M-8 y M-11 respectivamente.
- Nota de cargo del 8º día hábil del mes M: Englobará las FA y FS de la liquidación C2 del mes anterior M-1.

Table 3-1 Tabla de liquidaciones del mes M.

Liquidación	C1	C2	C3	C4	C5
Publicación	6º día hábil tras el día 15 del mes M	8º día hábil mes M+1	6º día hábil tras el día 15 del mes M+4	6º día hábil tras el día 15 del mes M+8	6º día hábil tras el día 15 del mes M+11

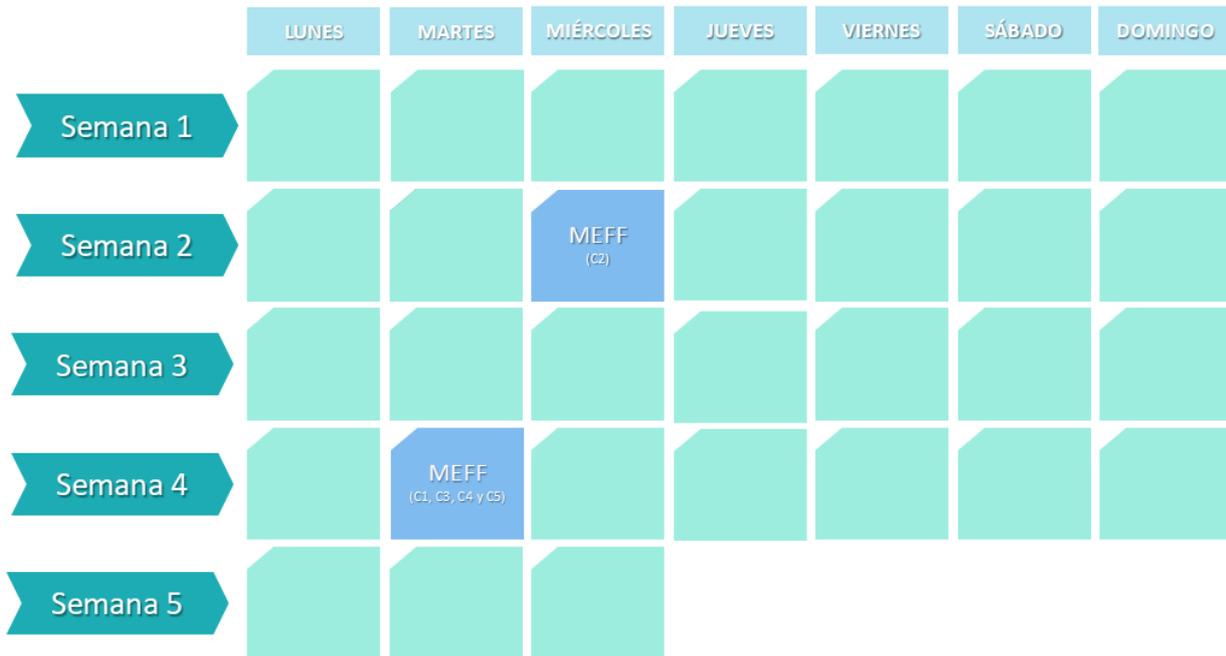


Figure 3-6 Calendario de notas de cargo recibidas en un mes.

Estas liquidaciones al igual que la factura emitida por REE pueden ser domiciliadas.

Las problemáticas que se presenta en este caso son 2.

1. El importe a pagar para un mes no se conoce hasta pasados 11 meses.
2. Lo que se paga en el mes en curso correspnde a meses pasados.

Para la contabilidad del sujeto, esto supone una serie de dificultades a la hora de hacer cierres contables del año y saber diferenciar cuál es su coste mensual y cuál es realmente el gasto energético derivado de su actividad para los meses en cuestión €/MWh.



**NOTA DE CARGO**

Fecha: 22/09/2020  
Ref. Nota de Cargo: 20SENO922007225

**Meff Tecnología y Servicios S.A.U.**

**DATOS SUJETO:**

**Nombre Legal:**

**Dirección:**

**Localidad:**

**Provincia:**

**Código Postal:**

**País:**

**C.I.F.:**

**A la Attn.:**

Liquidaciones correspondientes a Importes a Pagar					
Nº Factura	Zona	Serie	Proceso	Importe a Pagar	
20S 045	Península	1019	F05	3,59	
20SEPECOM014783	Península	0920	P01	501,52	
20SEPECOM015164	Península	0520	I03	775,72	
20SEPECOM015882	Península	1019	F05	2,96	
<b>Total a Pagar</b>				<b>1.283,79</b>	

Liquidaciones correspondientes a Importes a Cobrar					
Nº Factura	Zona	Serie	Proceso	Importe a Cobrar	
20S 042	Península	0920	P01	208,91	
20S 043	Península	0520	I03	646,04	
20S 044	Península	0120	F04	19,92	
20SEPECOM015531	Península	0120	F04	42,76	
<b>Total a Cobrar</b>				<b>917,63</b>	

<b>IMPORTE TOTAL A PAGAR</b>	<b>366,16</b>
Cuenta en la que el Sujeto de Liquidación debe realizar el pago	<b>2100-0747-27-0200285706</b>
Día previsto de liquidación de cobros y pagos	<b>28/09/2020</b>
Hora límite de pago	<b>10:00h</b>

Figure 3-7 Ejemplo de nota de cargo.

Se pueden encontrar diferentes particularidades.

Si no hay compra de energía, la primera liquidación que se recibirá será la C3, siendo la C1 y C2 por valor de 0.

Existen principalmente 2 modalidades de pago para las notas de abono/cargo a través de transferencia o mediante pago domiciliado.

Si el importe a cobrar o pagar es inferior a 20 €, puede no realizarse el abono o cargo tal y como expresa el P.O. 14.7 Expedición de facturas, cobros y pagos [13].

Podemos encontrarnos también facturas de intereses de demora en caso de que el agente se haya retrasado en pagos y cobros anteriores a la fecha de facturación.

El IEE deberá aplicarse en la FA mientras que no aparecerá en la FS. Además, como se ha mencionado anteriormente, la facturación se realiza por diferencia. Es decir, si como suministrador en la C1 ha resultado un importe de 600 € a cobrar y en la C2 se obtiene 30 € a pagar, es debido a que la nueva liquidación ha estimado que lo que debería haberse cobrado en la C1 eran 570 € y no 600 €.

Como aclaración ante posibles confusiones:

- En la factura de adquirente debemos pagar si el importe de la factura es positivo y debemos cobrar si es negativo.
- En la factura de suministrador debemos cobrar si el importe de la factura es positivo y debemos pagar si es negativo.



Meff Tecnología y Servicios S.A.U.

FACTURA ADQUIRENTE DE ENERGIA	
Factura nº:	20SEPECOM015164
Serie:	0520
Proceso:	I03
Fecha Factura:	22/09/2020
Zona:	Península
Actividad:	No aplica

DATOS FISCALES DEL EMISOR DE LA FACTURA

<b>Nombre Legal:</b> Meff Tecnología y Servicios S.A.U.	
<b>Dirección:</b>	Passeig de Gràcia, 19 (Edifici Borsa)
<b>Localidad:</b>	Barcelona
<b>Provincia:</b>	Barcelona
<b>Código Postal:</b>	08007
<b>País:</b>	España
<b>C.I.F.:</b>	A81163242

DATOS FISCALES DE LA ENTIDAD ADQUIRENTE

<b>Nombre Legal:</b>	
<b>Dirección:</b>	
<b>Localidad:</b>	
<b>Provincia:</b>	
<b>Código Postal:</b>	
<b>País:</b>	
<b>C.I.F.:</b>	
<b>A la Attn.</b>	

Nota: Factura expedida por MIEFF TECNOLOGÍA Y SERVICIOS S.A.U. actuando como contratante central habilitado por el Operador del Sistema de acuerdo con la disposición adicional tercera del Real Decreto 1619/2012 de 30 de noviembre

PERIODO MENSUAL DE LIQUIDACION : MAYO 2020			
	MWh	Base Imponible Euros	Importe Euros
Energía Comprada (EC)	25,027		635,87
Base Imponible Impuesto Electricidad (BIIE)		101,95	
Impuesto Electricidad (IE) según la normativa vigente			5,22
Base IVA = EC+CMN+IE		641,09	
IVA= Base IVA* 21%			134,63
<b>TOTAL FACTURA</b>			<b>775,72</b>

Figure 3-8 Ejemplo de FA.

El término de “Energía Comprada” en “MWh” se corresponde con el incremento de energía desviada por comprar menos de lo consumido en el mercado, respecto a lo indicado en la liquidación anterior.

A modo de ejemplo, si la liquidación C1 indica que la energía comprada es de 2 MWh y en la C2 que es de 1MWh, la energía total comprada por desvío es el resultado de sumar ambos valores, 3 MWh. Se realizará sucesivamente hasta la C5 definitiva.

El término de “Energía Comprada” en “Importe Euros” corresponde con la totalidad de obligaciones de pago incrementada respecto a la liquidación anterior.

El término “Base Imponible Impuesto Electricidad (BIIE)” se corresponde con el incremento del saldo neto respecto a la liquidación anterior. El saldo neto equivale a la diferencia de los incrementos de las obligaciones de pago menos los incrementos de los derechos de cobro.

Como ejemplo, se muestra la fórmula del BIIE, donde los términos de “liq” corresponden a la liquidación actual y los términos “liq-1” a la anterior:

$$BIIE_{liq} = (Ob. Pago_{liq} - Ob. Pago_{liq-1}) - (Dcho. Cobro_{liq} - Dcho. Cobro_{liq-1})$$

El término “Impuesto Electricidad (IE) según la normativa vigente” corresponde a la aplicación del IEE sobre el BIIE.

El término “Base IVA = EC+CMN+IE” corresponde a la suma del término de “Energía Comprada” en “Importe Euros” más el “Impuesto Electricidad (IE) según la normativa vigente”.

El término “IVA” corresponde a la aplicación del IVA sobre “Base IVA = EC+CMN+IE”.

CMN es la Cuota de la Moratoria Nuclear. Terminó de saldarse la deuda el 26 de octubre de 2015, por lo que actualmente dicho término computa como 0,00 € pese a seguir apareciendo en las facturas de MEFF.



**Meff Tecnología y Servicios S.A.U.**

**FACTURA SUMINISTRADOR DE ENERGIA**

Factura nº:	20S: 043
Serie:	0520
Proceso:	103
Fecha Factura:	22/09/2020
Zona:	Península
Actividad:	No aplica

**DATOS FISCALES DE LA ENTIDAD SUMINISTRADORA**

<b>Nombre Legal:</b>	
<b>Dirección:</b>	
<b>Localidad:</b>	
<b>Provincia:</b>	
<b>Código Postal:</b>	
<b>País:</b>	
<b>C.I.F.:</b>	
<b>A la Attn.</b>	

**DATOS FISCALES DEL DESTINATARIO**

<b>Nombre Legal:</b>	Meff Tecnología y Servicios S.A.U.
<b>Dirección:</b>	Passeig de Gràcia, 19 (Edifici Borsa)
<b>Localidad:</b>	Barcelona
<b>Provincia:</b>	Barcelona
<b>Código Postal:</b>	08007
<b>País:</b>	España
<b>C.I.F.:</b>	A61163242

Nota: Factura expedida en nombre y por cuenta de las entidades suministradoras, y donde MEFF TECNOLOGIA Y SERVICIOS S.A.U. actúa como contraparte central habilitado por el Operador del Sistema, todo ello de acuerdo con la disposición adicional tercera del Real Decreto 1619/2012 de 30 de noviembre

PERIODO MENSUAL DE LIQUIDACION : MAYO 2020			
	MWh	Base Imponible Euros	Importe Euros
Energía Vendida (EV)	26,701		533,92
Base IVA = EV+CMN		533,92	
IVA= Base IVA* 21%			112,12
<b>TOTAL FACTURA</b>			<b>646,04</b>

Figure 3-9 Ejemplo de FS.

El término de “Energía Vendida” en “MWh” se corresponde con el incremento de energía desviada por comprar más en el mercado de lo consumido, respecto a lo indicado en la liquidación anterior.

A modo de ejemplo, si la liquidación C1 indica que la energía vendida es de 2 MWh y en la C2 que es de 1MWh, la energía total vendida por desvío es el resultado de sumar ambos valores, 3 MWh. Se realizará sucesivamente hasta la C5 definitiva.

El término de “Energía Vendida” en “Importe Euros” corresponde con la totalidad de derechos de cobro incrementada respecto a la liquidación anterior.

El término “Base IVA = EV+CMN” corresponde a la suma del término de “Energía Vendida” en “Importe Euros”.

El término “IVA” corresponde a la aplicación del IVA sobre “Base IVA = EV+CMN”.

CMN es la Cuota de la Moratoria Nuclear. Terminó de saldarse la deuda el 26 de octubre de 2015, por lo que actualmente dicho término computa como 0,00 €, pese a seguir apareciendo en las facturas de MEFF.

Como se ha podido ver, el IEE solo es aplicado sobre la factura de adquirente. Pero esto no es del todo cierto.

Dependerá de si hasta la liquidación presente, el saldo neto de las anteriores y la actual es negativo (a cobrar) o positivo (a pagar).

Si es negativo, el IEE se aplica en la de suministrador. Para el caso en el que sea positivo, como ocurrirá en la mayoría de las ocasiones al tratarse de consumidores directos, se aplicará en la de suministrador.



**Meff Tecnología y Servicios S.A.U.**

**FACTURA SUMINISTRADOR DE ENERGIA**

Factura nº:	20SI	019
Serie:	0819	
Proceso:	F04	
Fecha Factura:	22/04/2020	
Zona:	Península	
Actividad:	No aplica	

**DATOS FISCALES DE LA ENTIDAD SUMINISTRADORA**

<b>Nombre Legal:</b>	
<b>Dirección:</b>	
<b>Localidad:</b>	
<b>Provincia:</b>	
<b>Código Postal:</b>	
<b>País:</b>	
<b>C.I.F.:</b>	
<b>A la Attn.</b>	

**DATOS FISCALES DEL DESTINATARIO**

<b>Nombre Legal:</b>	Meff Tecnología y Servicios S.A.U.
<b>Dirección:</b>	Passeig de Gràcia, 19 (Edifici Borsa)
<b>Localidad:</b>	Barcelona
<b>Provincia:</b>	Barcelona
<b>Código Postal:</b>	08007
<b>País:</b>	España
<b>C.I.F.:</b>	A81163242

Nota: Factura expedida en nombre y por cuenta de las entidades suministradoras, y donde MEFF TECNOLOGIA Y SERVICIOS S.A.U. actúa como contraparte central habilitado por el Operador del Sistema, todo ello de acuerdo con la disposición adicional tercera del Real Decreto 1619/2012 de 30 de noviembre

<b>PERIODO MENSUAL DE LIQUIDACION : AGOSTO 2019</b>			
	MWh	Base Imponible Euros	Importe Euros
Energía Vendida (EV)	-0,274		-10,19
Base Imponible Impuesto Electricidad (BIIE)		-21,85	
Impuesto Electricidad (IE) según la normativa vigente			-1,11
Base IVA = EV+CMN+IE		-11,30	
IVA= Base IVA* 21%			-2,37
<b>TOTAL FACTURA</b>			<b>-13,67</b>

Figure 3-10 Ejemplo FS con IEE.



**Meff Tecnología y Servicios S.A.U.**

**FACTURA ADQUIRENTE DE ENERGIA**

Factura nº:	20SEPECOM008452
Serie:	0819
Proceso:	F04
Fecha Factura:	22/04/2020
Zona:	Península
Actividad:	No aplica

**DATOS FISCALES DEL EMISOR DE LA FACTURA**

**Nombre Legal:** Meff Tecnología y Servicios S.A.U.

**Dirección:** Passeig de Gràcia, 19 (Edifici Borsa)

**Localidad:** Barcelona

**Provincia:** Barcelona

**Código Postal:** 08007

**País:** España

**C.I.F.:** A01163242

**DATOS FISCALES DE LA ENTIDAD ADQUIRENTE**

**Nombre Legal:**

**Dirección:**

**Localidad:**

**Provincia:**

**Código Postal:**

**País:**

**C.I.F.:**

**A la Attn.**

Nota: Factura expedida por MEFF TECNOLOGÍA Y SERVICIOS S.A.U. actuando como contraparte central habilitado por el Operador del Sistema de acuerdo con la disposición adicional tercera del Real Decreto 1614/2012 de 30 de noviembre

PERIODO MENSUAL DE LIQUIDACION : AGOSTO 2019			
	MWh	Base Imponible Euros	Importe Euros
Energía Comprada (EC)	0,252		11,66
Base IVA = EC+CMN		11,66	
IVA= Base IVA* 21%			2,45
<b>TOTAL FACTURA</b>			<b>14,11</b>

Figure 3-11 Ejemplo FA sin IEE.

Para el caso de IEE en la FS, se incluye el concepto BIIE que se calcula de manera diferente a que si hubiera sido cobrado en la FA:

$$BIIE_{liq} = (Dcho.Cobro_{liq} - Dcho.Cobro_{liq-1}) - (Ob.Pago_{liq} - Ob.Pago_{liq-1})$$

Como se puede comprobar, con las facturas no se pueden validar los términos detallados que están siendo tenidos en cuenta. Para ello, REE con anterioridad a la emisión de las facturas por parte de MEFF, publica lo que conocemos como teletipos.

Los teletipos son un desglose detallado de cada uno de los conceptos que se facturan y es con los que MEFF aplica la diferencia para ajustar los importes en cada liquidación.



## Liquidación peninsular del operador del sistema C3

Mayo 2020

	Energía (MWh)			Importe (EUR)			Precio (EUR/MWh)	
	Ventas	Compras	Saldo	Derechos de cobro	Obligaciones de pago	Saldo	Venta	Compra
Restricciones PBF - Coste					264,39	-264,39		
Banda secundaria - CF					32,23	-32,23		
Restricciones tiempo real (SC)					3,53	-3,53		
Gestión de desvíos y terciaria (I)				0,67		0,67		
Desvíos	27,765	25,438	2,327	548,53	654,44	-105,91	19,76	25,73
Saldo desvíos sistemas				1,45	1,96	-0,51		
Saldo desvíos				9,38	1,87	7,51		
Control del factor de potencia				10,15		10,15		
Coste servicio interrumpibilidad					4,31	-4,31		
Pagos capacidad (Financiación)					218,40	-218,40		
Total	27,765	25,438	2,327	570,18	1.181,13	-610,95		

COSTE DE DESVÍOS (diferencia entre el importe de la energía de desvíos a precio mercado diario y el importe liquidado) = 122,99 EUR

COSTE MEDIO DE DESVÍOS (Coste desvíos/Desvíos absolutos) = 2,31 EUR/MWh

Figure 3-12 Ejemplo de teletipo de la liquidación C3 correspondiente a mayo 2020.

Al contrario que ocurre con las liquidaciones de MEFF, no existen facturas ni de suministrador ni de adquirente, sino que el global de derechos de cobro y obligaciones de pago vienen recogidos en el mismo documento. Si el saldo del teletipo es positivo, es a cobrar. Por el contrario, si el saldo es negativo, es a pagar.

Los teletipos son meramente informativos para comprender las liquidaciones emitidas por MEFF.

Como se puede comprobar, dentro de los diferentes ajustes del sistema que se pagan o cobran en las liquidaciones, uno de ellos corresponde a los “Desvíos”. Este término, aunque no se descompone en el teletipo, se forma por 2 términos. Coste de los desvíos y desvíos pendientes.

1. Coste de los desvíos. Corresponde a los costes que repercute MEFF a modo de penalización por desviarse en una determinada hora por cada MWh. Estos costes son diferentes en cada hora de cada día, y también varían dependiendo de si el desvío es por comprar más o menos de lo consumido realmente.
2. Desvíos pendientes. Corresponden al pago o cobro al precio del pool para cada hora por el MWh desviado. Es decir, la energía que no se ha adquirido y que sí se ha consumido se paga como si se hubiera realizado la operación en el mercado. Por el contrario, si se ha comprado de más, la energía sobrante es cobrada al precio del mercado.

Se podría decir, que un agente por desviarse tan solo paga la penalización correspondiente al coste de desvío, ya que los desvíos pendientes, ya sea a través de MEFF o de OMIE, se acabará pagando al mismo precio.

Ejemplo desvíos por mayor consumo:

Si en la franja 4 del 1 de abril de 2020 me desvío 1 MWh por mayor consumo:

- Coste del desvío = 1 MWh \* 7,20 €/MWh = 7,20 €
- Desvíos Pendientes = 1 MWh \* 19,25 €/MWh = - 19,25 €

Lo que reflejará el teletipo en derecho de cobro por “desvíos” será 11,95 €

Ejemplo desvío por menor consumo:

Si en la franja 4 del 1 de abril de 2020 me desvío 1 MWh por menor consumo:

- Coste del desvío = 1 MWh \* 0 €/MWh = 0 €
- Desvíos Pendientes = 1 MWh \* 19,25 €/MWh = 19,25 €

Lo que reflejará el teletipo en obligaciones de pago por “desvíos” será 19,25 €



Se trata de un mecanismo que permite resolver, con la máxima eficacia técnica y el menor impacto medioambiental posible, las situaciones de desvíos importantes entre la generación y el consumo que se presenten una vez ya cerrado el mercado intradiario continuo, antes o durante la propia hora de suministro.

Estará disponible para instalaciones de generación, consumo y almacenamiento, además de para todas aquellas tecnologías que no participen en el mercado de la electricidad. Al situarse la oferta mínima de participación en 1 MW de potencia, permitirá la participación de competidores de menor tamaño.

La asignación del servicio será mediante subasta y la retribución se basará en un componente fijo ligado a la reserva estratégica a subir, al precio asignado en la subasta (en €/MWh) y un componente variable establecido por la efectiva aplicación del servicio [14] [15].

A continuación, se procede a una breve descripción de todos los términos facturados.

Siendo los Servicios de Ajuste los gestionados por el OS que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como servicios de ajuste el mercado de resolución de restricciones técnicas y los mercados de balance, siendo estos los mercados relativos a los servicios de gestión de desvíos, regulación terciaria y regulación secundaria y que se describen de manera breve en base al glosario ofrecido por REE en los informes anuales “Servicios de ajuste e intercambios internacionales. Avance año xxxx” Estos informes recogen los datos más relevantes de aquellos servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro eléctrico en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad.

De los términos que nos encontramos en los teletipos, contemplaremos como servicios de ajuste los siguientes en los que el P.O. 14.4 regula los derechos de cobro y obligaciones de pago correspondientes [10].

1. Restricciones PBF – Coste:

Mecanismo gestionado por el OS para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las unidades de programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

Estas restricciones pueden presentar los siguientes casos:

- a. Modificación del PDBF por criterios de seguridad.
- b. Reequilibrio generación-demanda.

P.O. 14.4 apartado 4.3 regula este término [10].

$$OPSCPVP_{ua} = SCPVP \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

$OPSCPVP_{ua}$  → Sobrecoste por restricciones técnicas del PBF para cada unidad de adquisición.

$SCPVP$  → Sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF.

$MBC_{ua}$  → Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

2. Banda secundaria – CF:

La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control España y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía). Es equivalente al producto europeo conocido como Servicio automático de Recuperación de la Frecuencia (aFRR - automatic Frequency Restoration Reserves).

P.O. 14.4 apartado 5.3 y 11 regula este término [10].

$$OPCFBAN_{ua} = CFBAN \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

$OPCFBAN_{ua}$  → Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria para cada unidad de adquisición.

$CFBAN$  → Coste de la banda de regulación secundaria.

$MBC_{ua}$  → Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

$$DCSEC_z = ESECB_z \times PMSECS \times CATS$$

$DCSEC_z$  → Derecho de cobro por aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación  $z$ .

$ESECS_z$  → Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación  $z$ .

$PMSECS$  → Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir.

$CATS$  →  $CATS = 1$  si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario,  $CATS$  será igual a 1,15.

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB \times CATSB$$

$OPSEC_z$  → Obligación de pago por aportación de energía de regulación secundaria a bajar por cada zona de regulación  $z$ .

$ESECB_z$  → Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación  $z$ .

$PMSECB$  → Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar.

$CATB$  →  $CATB = 1$  si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario,  $CATB$  será igual a 8,85.

### 3. Restricciones tiempo real (SC):

Proceso realizado por el OS consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las unidades de programación.

P.O. 14.4 apartado 7.3 regula este término [10].

$$OPSCRTR_{ua} = SCRTR \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

$OPSCRTR_{ua}$  → Sobrecoste por restricciones técnicas en tiempo real para cada unidad de adquisición.

$SCRTR$  → Sobrecoste por restricciones técnicas en tiempo real.

$MBC_{ua}$  → Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

### 4. Gestión de desvíos/RR y terciaria (I)

En las tablas recogidas por REE a la hora de reflejar estos términos aparecen como “incumplimiento energía de balance” y “Reserva de potencia adicional a subir”.

Gestión de desvíos RR es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario. Es equivalente al producto europeo conocido como Servicio de Reservas de Sustitución (RR - Replacement Reserves)

Entenderemos como los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, y por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción o aumentando consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

En contraparte, los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, y por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción o reduciendo consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

P.O. 14.4 apartado 9 y 12 regulan este término [10].

$$OPRR_u = \sum_q ERRB_u \times PMRR$$

$OPRR_u$  → Obligación de pago de cada unidad por energía de balance de producto RR a bajar.

$ERRB_u \rightarrow$  Energía activada a bajar del producto RR a la unidad  $u$ .

$PMRR \rightarrow$  Precio marginal cuarto-horario del producto RR.

Si el  $PMRR$  fuera negativo, daría lugar a un derecho de cobro.

$$OPRRBCF_u = \Sigma_q ERRBCF_u \times \text{mín} (PMRR, POFRRB_u)$$

$OPRRBCF_u \rightarrow$  Obligaciones de pago por ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones.

$ERRBCF_u \rightarrow$  Energía activada a bajar del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

$POFRRB_u =$  Precio cuartohorario de la oferta activada del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión. En el caso de que  $\text{máx} (PMRR, POFRRB_u)$  sea negativo, la activación dará lugar a un derecho de cobro.

En el caso de que  $\text{máx} (PMRR, POFRRB_u)$  sea negativo, la activación dará lugar a un derecho de cobro.

En cuanto a la regulación Terciaria, la entenderemos como un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria para las unidades habilitadas, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas. Es equivalente al producto europeo conocido como Servicio manual de Recuperación de la Frecuencia (aFRR - automatic Frequency Restoration Reserves)

P.O. 14.4 apartado 10 y 12.3 regulan este término [10].

$$DCTER_u = ETERS_u \times PMTERS$$

$DCTER_u \rightarrow$  Derecho de cobro por asignación de energía de regulación terciaria energía a subir para la unidad  $u$ .

$ETERS_u \rightarrow$  Energía terciaria asignada a subir a la unidad  $u$ .

$PMTERS \rightarrow$  Precio marginal de la asignación de terciaria a subir.

$$OPTER_u = ETERB_u \times PMTERB$$

$OPTER_u \rightarrow$  Obligación de pago por asignación de energía de regulación terciaria energía a bajar para la unidad  $u$ .

$ETERB_u \rightarrow$  Energía terciaria asignada a bajar a la unidad  $u$ .

$PMTERB \rightarrow$  Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar.

$$DCINCLEBAL_u = - OPEINCLEBAL \times MBC_{ua} / \Sigma_u MBC_{ua}$$

$DCINCLEBAL_u \rightarrow$  Derecho de cobro por asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.

$OPEINCLEBAL \rightarrow$  Suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de balance RR y/o terciaria.

$MBC_{ua} \rightarrow$  Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

##### 5. Desvíos:

Ya descritos anteriormente previo desglose de los servicios de ajuste.

P.O. 14.4 apartado 14y 16 regulan este término [10].

## 6. Saldo desvíos sistemas:

En las tablas recogidas por REE a la hora de reflejar este servicio aparece como “Saldo P.O. 14.6”

Es un servicio transfronterizo de energías de balance programadas horariamente entre dos sistemas eléctricos interconectados mediante la actuación coordinada de los operadores de los sistemas eléctricos, utilizando la capacidad de intercambio vacante tras el mercado intradiario.

El saldo de desvíos entre sistemas es el saldo de los desvíos en las interconexiones con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra.

P.O. 14.4 apartado 8 y 14.6 y el P.O. 14.6 regulan este término [10].

$$OPSCIA_{ua} = SCIA \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

$OPSCIA_{ua}$  → Obligación de pago por sobrecoste en los intercambios de apoyo a cada unidad de adquisición.

$SCIA$  → Sobrecoste de los intercambios de apoyo entre sistemas.

$MBC_{ua}$  → Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

- Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es positiva, se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDIR = DIR \times PDESVS$$

$DIR$  → Desvíos internacionales por interconexión.

$PDESVS$  → precio de desvío horario a subir.

- Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es negativa, se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

$DIR$  → Desvíos internacionales por interconexión.

$PDESVB$  → precio de desvío horario a bajar.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central,  $MBC_{ua}$ . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

## 7. Saldo desvíos:

No es más que la diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda.

P.O. 14.4 apartado 14 regula este término [10].

## 8. Control del factor de potencia:

El artículo 7 apartado e) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece medidas para el control del factor de potencia de aplicación para las instalaciones dentro del ámbito de este Real Decreto.

P.O. 14.4 apartado 17 regula este término [10].

Fuera de estos servicios de ajuste podemos encontrar 2 términos adicionales que forman parte de la composición del precio final de la energía:

## 1. Interrumpibilidad:

Descrito brevemente con anterioridad, es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico de acuerdo a criterios técnicos (de

seguridad del sistema) y económicos (de menor coste para el sistema), que consiste en reducir la potencia activa demandada en respuesta a una orden dada por REE como OS. De acuerdo con la normativa relativa al mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013 y sus posteriores modificaciones) el recurso interrumpible se asigna mediante un procedimiento de subastas, siendo el operador del sistema el responsable de organizar y gestionar dicho sistema de subastas.

P.O. 14.4 apartado 13 regula este término [10].

2. Pagos capacidad (financiación):

Mecanismo de mercado para asignar eficientemente capacidad de intercambio.

P.O. 3.1 regula este término [10].

Todos estos términos vienen desglosados de manera horaria en cada una de las liquidaciones C1 a C5 emitidas por REE en los archivos zip liquicomun y de liquidación del sujeto de mercado consumidor directo.

En concreto, para obtener el consumo medido horario en barras de central se tiene que recurrir al fichero EF\_medperup\_fechaini\_fechafin\_sujetoEIC con código MED\_CLE para el consumo en punto frontera y código 'PER\_CLE' para las pérdidas.

Que se desglosa en los siguientes campos:



**modelcom3\_V2-P2-A1 - Ficheros publicados en el fichero  
liquidacion\_sujeto\_AAAAMM.v.zip  
Sistemas peninsular, insulares y extrapeninsulares Facturación A1**

Fichero	Descripción	Periodo	Sistema	Desde	Hasta
EF_cilupr_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Relación de cil y unidad de programación	Mensual	SEPE+SEIE	01/11/2007	01/01/4000
EF_cuotapc3_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de cuota de pagos de capacidad	Mensual	SEPE+SEIE	01/11/2010	01/01/4000
EF_cupsrpot_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de energía no consumida por orden de reducción de potencia TNP	Mensual	SEPE+SEIE	01/01/2009	01/01/4000
EF_gdcurtin_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de instalaciones que están tramitando en ODE su paso a representante libre para CUR	Mensual	SEPE+SEIE	01/08/2006	01/01/4000
EF_medperup_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de pérdidas horarias estandarizadas	Mensual	SEPE+SEIE	01/08/2006	01/01/4000
EF_slutupio_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de instalaciones de régimen especial: datos, unidad física, unidad programación, unidad oferta	Mensual	SEPE+SEIE	01/11/2007	01/01/4000
EF_sulunzo_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de relación Unidad de programación/Sujeto de Liquidación	Mensual	SEPE+SEIE	01/08/2006	01/01/4000
EF_sureunzo_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de relación Unidad de programación/Sujeto representante	Mensual	SEPE+SEIE	01/08/2006	01/01/4000
EF_uprcupsCD_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Relación de cups y unidad de programación	Mensual	SEPE+SEIE	10/12/2014	01/01/4000

SEPE = Sistema eléctrico peninsular  
SEIE = Sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Fichero	Número de orden del campo en el fichero	Campo	Formato	DESDE	HASTA
EF_medperup_fechaini_fechafin_sujetoEIC	1	Código de la UPR	A20	01/09/2006	01/01/4000
	2	Fecha	A10 (DD/MM/YYYY)	01/09/2006	01/01/4000
	3	Tipo de tarifa	A10	01/09/2006	01/01/4000
	4	Código de nivel de tensión	A20	01/09/2006	01/01/4000
	5	Concepto	A25	01/09/2006	01/01/4000
	6	Medida en bc H1	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	7	Medida en bc H2	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	8	Medida en bc H3	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	9	Medida en bc H4	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	10	Medida en bc H5	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	11	Medida en bc H6	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	12	Medida en bc H7	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	13	Medida en bc H8	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	14	Medida en bc H9	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	15	Medida en bc H10	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	16	Medida en bc H11	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	17	Medida en bc H12	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	18	Medida en bc H13	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	19	Medida en bc H14	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	20	Medida en bc H15	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	21	Medida en bc H16	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	22	Medida en bc H17	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	23	Medida en bc H18	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	24	Medida en bc H19	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	25	Medida en bc H20	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	26	Medida en bc H21	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	27	Medida en bc H22	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	28	Medida en bc H23	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	29	Medida en bc H24	F10.3	01/09/2006	01/01/4000
	30	Medida en bc H25	F10.3	01/09/2006	01/01/4000

Figure 3-15 Fichero EF\_medperup\_fechaini\_fechafin\_sujetoEIC en documentos modelcom.

Para obtener los resultados mensuales de la liquidación correspondiente se puede acceder al fichero EF\_liqempre\_fechaini\_fechafin\_sujetoDNM donde cada campo es:



**modelcom3\_V2-P2-A1 - Ficheros publicados en el fichero liquidacion\_sujeto\_AAAAMM.v.zip Sistema peninsular Facturación A1**

Fichero	Descripción	Periodo	Sistema	Desde	Hasta
EF_cilupr_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Relación de cil y unidad de programación	Mensual	SEPE	01/11/2007	01/01/4000
EF_cupnour_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de instalaciones RE que para mes en curso dejan de estar con el CUR	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_cupsinte_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de cups interrumpibles con cada comercializador en el mes	Mensual	SEPE	01/01/2009	01/01/4000
EF_fncOSslq_fechaini_fechafin_sujetoNIF	Fichero de financiación OS por sujeto de liquidación	Mensual	SEPE	01/01/2020	01/01/4000
EF_liqempre_fechaini_fechafin_sujetoDNM	Liquidación por segmentos de una empresa para publicar PDF	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_liqslres_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de liquidación mensual desglosada por unidad de programación de régimen especial	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_liquidia_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de liquidación mensual (mes)	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_liquidia_fechaini_sujetoEIC	Fichero de liquidación mensual (día)	Diario	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_numarrt_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de número de arranques cuando existe oferta compleja en restricciones	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_numraecu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de número de anotaciones en cuenta mensuales	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_pcmagmes_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de magnitudes mensuales por unidad con incentivo a la inversión	Mensual	SEPE	01/01/2008	01/01/4000
EF_ppotdis_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de potencias de unidades físicas hidráulicas y de bombeo en el servicio de disponibilidad	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_ppotthu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de potencias horarias de unidades con incentivo a la inversión	Mensual	SEPE	01/01/2008	01/01/4000
EF_reganecu_fechaini_sujetoEIC	Fichero de registro de anotaciones en cuenta	Diario	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_rrciltnp_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Ciles con régimen retributivo específico de los TNP	Mensual	SEPE	10/06/2019	01/01/4000
EF_subanecu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de subastas España-Francia facturadas por REE hasta julio 2014	Mensual	SEPE	01/01/2008	01/01/4000
EF_uprcupsCD_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Relación de cups y unidad de programación	Mensual	SEPE	10/12/2014	01/01/4000
EF_zonadesv_fechaini_sujetoEIC	Fichero de medidas y programas por zona de regulación	Diario	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_zonaunid_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de relación Unidad de programación/Zona de regulación	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000

SEPE = Sistema eléctrico peninsular  
SEIE = Sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Fichero	Número de orden del campo en el fichero	Campo	Formato
EF_liqempre_fechaini_fechafin_unidad	1		A50
	2	Ventas	F10.3
	3	Compras	F10.3
	4	Saldo	F10.3
	5	Derechos de cobro	F10.2
	6	Obligaciones de pago	F10.2
	7	Saldo	F10.2
	8	Venta	F10.2
	9	Compra	F10.2

Figure 3-16 Fichero EF\_liqempre\_fechaini\_fechafin\_sujetoDNM en documentos modelcom.

Para los detalles horarios podemos abrir los ficheros EF\_liquidia\_fechaini\_fechafin\_sujetoEIC:



**modelcom3\_V2-P2-A1 - Ficheros publicados en el fichero liquidacion\_sujeto\_AAAAMM.v.zip Sistema peninsular Facturación A1**

Fichero	Descripción	Periodo	Sistema	Desde	Hasta
EF_cilupr_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Relación de cil y unidad de programación	Mensual	SEPE	01/11/2007	01/01/4000
EF_cupnour_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de instalaciones RE que para mes en curso dejan de estar con el CUR	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_cupsinte_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de cups interrumpibles con cada comercializador en el mes	Mensual	SEPE	01/01/2009	01/01/4000
EF_fncOSslq_fechaini_fechafin_sujetoNIF	Fichero de financiación OS por sujeto de liquidación	Mensual	SEPE	01/01/2020	01/01/4000
EF_liqempre_fechaini_fechafin_sujetoDNM	Liquidación por segmentos de una empresa para publicar PDF	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_liqslres_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de liquidación mensual desglosada por unidad de programación de régimen especial	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_liquidia_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de liquidación mensual (mes)	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_liquidia_fechaini_sujetoEIC	Fichero de liquidación mensual (día)	Diario	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_numarrt_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de número de arranques cuando existe oferta compleja en restricciones	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_numraecu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de número de anotaciones en cuenta mensuales	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_pcmagmes_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de magnitudes mensuales por unidad con incentivo a la inversión	Mensual	SEPE	01/01/2008	01/01/4000
EF_ppotdis_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de potencias de unidades físicas hidráulicas y de bombeo en el servicio de disponibilidad	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_ppotthu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de potencias horarias de unidades con incentivo a la inversión	Mensual	SEPE	01/01/2008	01/01/4000
EF_reganecu_fechaini_sujetoEIC	Fichero de registro de anotaciones en cuenta	Diario	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_rrciltnp_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Ciles con régimen retributivo específico de los TNP	Mensual	SEPE	10/06/2019	01/01/4000
EF_subanecu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de subastas España-Francia facturadas por REE hasta julio 2014	Mensual	SEPE	01/01/2008	01/01/4000
EF_uprcupsCD_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Relación de cups y unidad de programación	Mensual	SEPE	10/12/2014	01/01/4000
EF_zonadesv_fechaini_sujetoEIC	Fichero de medidas y programas por zona de regulación	Diario	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_zonaunid_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de relación Unidad de programación/Zona de regulación	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000

SEPE = Sistema eléctrico peninsular  
SEIE = Sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Fichero	Número de orden del campo en el fichero	Campo	Formato
---------	---	-------	---------

EF_liquidia_fechaini_fechafin_sujetoEIC	1	Tipo de registro	A25
	2	Cuenta	A25
	3	Reservado nulo	I0
	4	Reservado nulo	I0
	5	Ventas DC MWh	F10.3
	6	Compras OP MWh	F10.3
	7	Saldo (DC - OP) MWh	F10.3
	8	Importe DC EUR	F10.3
	9	Importe OP EUR	F10.3
	10	Importe saldo (DC-OP) EUR	F10.3
	11	Precio DC EUR/MWh	F10.3
	12	Precio OP EUR/MWh	F10.3
	13	Reservado nulo	I0
	14	Código EIC	A16
	15	Segmento	A5

Figure 3-17 Fichero EF\_liquidia\_fechaini\_fechafin\_sujetoEIC en documentos modelcom.

Y si se desea observar mayor detalle y conocer cada desglose horario correspondiente a cada uno de los términos podemos hacer un análisis del fichero EF\_reganecu\_fechaini\_sujetoEIC:



**modelcom3\_V2-P2-A1 - Ficheros publicados en el fichero liquidacion\_sujeto\_AAAAMM.v.zip Sistema peninsular Facturación A1**

Fichero	Descripción	Periodo	Sistema	Desde	Hasta
EF_cilpur_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Relación de cil y unidad de programación	Mensual	SEPE	01/11/2007	01/01/4000
EF_cupnocur_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de instalaciones RE que para mes en curso dejan de estar con el CUR	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_cupsinte_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de cups interrumpibles con cada comercializador en el mes	Mensual	SEPE	01/01/2009	01/01/4000
EF_fncOSliq_fechaini_fechafin_sujetoNIF	Fichero de financiación OS por sujeto de liquidación	Mensual	SEPE	01/01/2020	01/01/4000
EF_liqempre_fechaini_fechafin_sujetoDNM	Liquidación por segmentos de una empresa para publicar PDF	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_liqpres_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de liquidación mensual desglosada por unidad de programación de régimen especial	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_liquidia_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de liquidación mensual (mes)	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_liquidia_fechaini_sujetoEIC	Fichero de liquidación mensual (día)	Diario	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_numarrt_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de número de arranques cuando existe oferta compleja en restricciones	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_numraecu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de número de anotaciones en cuenta mensuales	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_pcmagnes_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de magnitudes mensuales por unidad con incentivo a la inversión	Mensual	SEPE	01/01/2009	01/01/4000
EF_pcpotdis_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de potencias de unidades físicas hidráulicas y de bombeo en el servicio de disponibilidad	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_pcpotsu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de potencias horanas de unidades con incentivo a la inversión	Mensual	SEPE	01/01/2008	01/01/4000
EF_reganecu_fechaini_sujetoEIC	Fichero de registro de anotaciones en cuenta	Diario	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_reclitrg_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Giles con régimen retributivo específico de los TNP	Mensual	SEPE	10/06/2019	01/01/4000
EF_subanecu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de subastas España-Francia facturadas por REE hasta julio 2014	Mensual	SEPE	01/01/2008	01/01/4000
EF_uprcupsCD_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Relación de cups y unidad de programación	Mensual	SEPE	10/12/2014	01/01/4000
EF_zonadesv_fechaini_sujetoEIC	Fichero de medidas y programas por zona de regulación	Diario	SEPE	01/06/2006	01/01/4000
EF_zonauoid_fechaini_fechafin_sujetoEIC	Fichero de relación Unidad de programación/Zona de regulación	Mensual	SEPE	01/06/2006	01/01/4000

SEPE = Sistema eléctrico peninsular  
SEIE = Sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Fichero	Número de orden del campo en el fichero	Campo	Formato	DESDE	HASTA
EF_reganecu_fechaini_fechafin_sujetoEIC	1	Fecha	A10 (DD/MM/YYYY)	01/06/2006	01/01/4000
	2	Hora	I2	01/06/2006	01/01/4000
	3	Código de la UPR	A20	01/06/2006	01/01/4000
	4	Energía MWh	F10.2	01/06/2006	01/01/4000
	5	Reservado nulo	I0	01/06/2006	01/01/4000
	6	Precio EUR/MWh	F10.3	01/06/2006	01/01/4000
	7	Reservado nulo	I0	01/06/2006	01/01/4000
	8	Importe EUR	F10.2	01/06/2006	01/01/4000
	9	Reservado nulo	I0	01/06/2006	01/01/4000
	10	Código de Agente Vendedor	A20	01/06/2006	01/01/4000
	11	Segmento	A5	01/06/2006	01/01/4000
	12	Facturación	I10	01/06/2006	01/01/4000
	13	EIC UPR	A16	01/06/2006	01/01/4000
	14	Cuenta	A25	01/06/2006	01/01/4000
	15	Signo del importe	I10	01/06/2006	01/01/4000
	16	Signo de la magnitud	I10	01/06/2006	01/01/4000
	17	EIC Titular	A16	01/06/2006	01/01/4000
	18	Código de la magnitud	A20	01/06/2006	01/01/4000
	19	Código del precio	A20	01/06/2006	01/01/4000
	20	Código del apunte	A20	01/06/2006	01/01/4000
	21	Tipo de oferta	A1	01/06/2006	01/01/4000
	22	Tipo de UPR	I10	01/06/2006	01/01/4000
	23	Energía de contrato bilateral MWh	I10	01/06/2006	01/01/4000
	24	Sesión	A10	01/06/2006	01/01/4000

Figure 3-18 Fichero EF\_reganecu\_fechaini\_sujetoEIC en documentos modelcom.

La identificación del campo segmento es el que nos indica sobre que servicio de ajuste se está tratando.

Cabe destacar que, en junio del presente año 2020, los servicios de liquidaciones del operador del sistema comunicaron el siguiente escrito a los sujetos de mercados como novedad para las liquidaciones de enero 2021:

*“Se comunica que la fecha de inicio de la anotación consolidada de importes horarios de reparto a las unidades de adquisición, que figura en el apartado 18 del P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, será en la liquidación del mes de enero de 2021.*

*A partir de dicha fecha, la publicación de la liquidación se realizará con una única anotación en cuenta en cada hora por el importe total de los derechos de cobro y las obligaciones de pago de reparto proporcional según consumo medido, en un nuevo segmento que se describe a continuación.*

*Los meses anteriores a enero 2021, con liquidaciones pendientes de meses anteriores a la fecha de enero de 2021, mantienen los mismos segmentos de la liquidación inicial provisional de cada mes, sin que le afecte la consolidación de anotaciones del apartado 18 del PO.14.4.*

- *Código segmento: 'CAD': "Costes asignados a la demanda"*
- *Códigos de los apuntes en el fichero reganecu del nuevo segmento CAD:*
- *Código magnitud: MEDBC*
- *Código precio: P\_CAD*
- *Código anotaciones: M\_CAD\_OP, M\_CAD\_DC*

*El operador del sistema publicará el precio horario de cada uno de los conceptos repartidos a la demanda. El precio se publicará como matriz horaria en fichero de nombre PreXXX, siendo XXX el nombre del concepto al que se refiere (RT3, RT6, BS3, etc.)”*

Los ficheros descritos, como cualquier otro que sea de interés y publicado por REE a los agentes participantes del mercado ibérico de la electricidad, están en el PDF adjunto en la liquidación A1 de cada mes con nombre A1\_modelcom\_fechaini\_fechafin.pdf.

En el apartado 3.2 del presente capítulo analizaremos el impacto sobre el precio de la energía que repercute cada término.

### 3.1.3 Facturas de Distribución

Para el caso de que los consumidores opten por una vía tradicional de contratación de tarifas de suministro eléctrico a través de una compañía comercializadora, los términos referentes a los costes de distribución, son emitidos en la misma factura.

Al ser consumidor directo y desaparecer la figura de la comercializadora, los costes deben ser pagados en este caso por cada punto de suministro a la compañía distribuidora de la zona.

Dichas facturas contendrán los siguientes campos:

- Término de potencia (incluye penalización por excesos de potencia). A precio regulado BOE-A-2020-1066 [1].

Table 3-2 Precios ATR de potencia por tarifas.

PRECIOS POTENCIA BOE	Previos a subida del 3/08/2013	Precios en vigor
	€/kW-año	€/kW-año
2.0A	17,893189	38,04343
2.0DHA	17,893189	38,04343
2.0DHS	17,893189	38,04343
2.1A	35,517224	44,44471
2.1DHA	35,517224	44,44471

	2.1DHS	35,517224	44,44471
3.0A	P1	15,754242	40,72889
	P2	9,452549	24,43733
	P3	6,3017	16,29156
3.1A	P1	25,588674	59,17347
	P2	15,779848	36,49069
	P3	3,618499	8,367731
6.1	P1	17,683102	39,13943
	P2	8,849205	19,58665
	P3	6,476148	14,33418
	P4	6,476148	14,33418
	P5	6,476148	14,33418
	P6	2,954837	6,540177

- Término de energía. A precio regulado BOE-A-2020-1066 [1].

Table 3-3 Precios ATR de energía por tarifas.

PRECIOS ENERGÍA BOE		Precios en vigor
		€/kWh
2.0A		0,044027
2.0DHA	P1	0,062012
	P2	0,002215
2.0DHS	P1	0,06212
	P2	0,002879
	P3	0,000886
2.1A		44,44471
2.1DHA	P1	0,062012
	P2	0,002215
2.1DHS	P1	0,074568
	P2	0,017809
	P3	0,006596
3.0A	P1	0,018762
	P2	0,012575
	P3	0,00467

3.1A	P1	0,014335
	P2	0,012754
	P3	0,007805
6.1 A	P1	0,026674
	P2	0,019921
	P3	0,010615
	P4	0,005283
	P5	0,003411
	P6	0,002137

- Término de reactiva. A precio regulado BOE-A-2020-1066 [1].

Solo aplicable a tarifas 3.X y 6.X. Será penalizable toda energía reactiva que supere el 33 % del total de la energía activa para cada periodo. Quedando excluidos de la penalización los periodos P3 y P6 de las tarifas 3.X y 6.X respectivamente.

Table 3-4 Precios de penalización por energía reactiva.

$\text{COS } \varphi < 0,8$	0,062332 €/kVArh penalizable
$0,8 \leq \text{COS } \varphi < 0,95$	0,041554 €/kVArh penalizable

- Servicios de medida (alquiler de equipos). Precio determinado por la distribuidora en base a los servicios contratados en relación al equipo y su propiedad.
- Suplemento territorial de 2013. En el año 2013, algunas Comunidades Autónomas (CCAA) crearon un impuesto autonómico sobre el transporte, distribución y producción. La forma de cálculo fue recurrida por las empresas distribuidoras llegando dicho impuesto a no aplicarse en dicho año. Finalmente el gobierno con la orden TEC/271/2019 [16] y ETU/35/2017 [17] reguló la aplicación de dicho impuesto y que debía reflejarse como un término independiente en las facturas. Este impuesto solo afecta a los puntos de suministros que estuviesen activos antes o durante el año 2013 para las CCAA a las que le afectan las ordenes mencionadas.
  - TEC/271/2019 [16] afecta a Andalucía, Aragón, Principado de Asturias, Cantabria, Castilla y León, Cataluña, Extremadura, Galicia, Madrid, Murcia y Navarra.
  - ETU/35/2017 [17] afecta a Cataluña, La Rioja, Castalla La Mancha y Comunidad Valenciana.

El impuesto especial a la electricidad es de aplicación sobre el término de potencia, energía y reactiva. (5.11269632 %)

El IVA es de aplicación sobre todos los conceptos. (21 %)

Datos de la Factura			Importe Total		2.523,66 €	
<b>Titular Contrato</b>	<b>NIF</b>	<b>Dirección Suministro</b>				
<b>Nº Factura</b>	<b>Fecha Factura</b>	<b>Periodo Facturación</b>	<b>BOE</b>	<b>Póliza</b>	<b>CNAE</b>	
TA/202000125076	06/08/2020	30/06/2020 a 31/07/2020	28/12/2019	20588	8690	
<b>CUPS</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Potencia Contratada (kW)</b>		<b>Nº Contador</b>		
	3.1A	Punta: 180 Llano: 180 Valle: 180				

Facturación		Medidas				
<b>Término de Potencia</b>	1.348,15 €	<b>Función</b>	<b>Lectura Actual</b>	<b>Lectura Anterior</b>	<b>Constante</b>	<b>Consumo</b>
Punta : 153kW x 0,161676€/kW.día x 31 Dias real	766,83 €	Valle-A	3.892	0	1	3.892
Llano : 153kW x 0,099701€/kW.día x 31 Dias real	472,88 €	Punta-A	9.960	0	1	9.960
Valle : 153kW x 0,022863€/kW.día x 31 Dias real	108,44 €	Llano-A	8.972	0	1	8.972
<b>Término de Energía</b>	287,59 €	Valle-M	101	0	1	101
Punta : 9.960kWh x 0,014333€/kWh	142,78 €	Punta-M	103	0	1	103
Llano : 8.972kWh x 0,012754€/kWh	114,43 €	Llano-M	100	0	1	100
Valle : 3.892kWh x 0,007805€/kWh	30,38 €	Valle-R	2.933	0	1	2.933
<b>Término de Reactiva</b>	310,41 €	Punta-R	6.912	0	1	6.912
Punta : 3,625kVArh x 0,041554€/kVArh	150,63 €	Llano-R	6.806	0	1	6.806
Llano : 3,849kVArh x 0,041554€/kVArh	159,78 €					
Impuesto s/ electricidad 5,11269632% s/ 1.946,15	99,50 €					
Servicios de medida 1,089836 €/día x 31 días	33,78 €					
Sup. Territorial 2013 (49,21€ Termin Potencia +	6,24 €					
<b>Total Base Imponible</b>	2.085,67 €					
<b>IVA 21% s/2.085,67</b>	437,99 €					

Figure 3-19 Ejemplo de facturación de Distribuidora.

La periodicidad de la facturación de la empresa distribuidora habitualmente es mensual, aunque se pueden dar casos en los que se produzca bimensual o trimestralmente. En consecuencia, un consumidor directo en un mes genérico de 31 días se puede encontrar con el siguiente volumen de facturación:

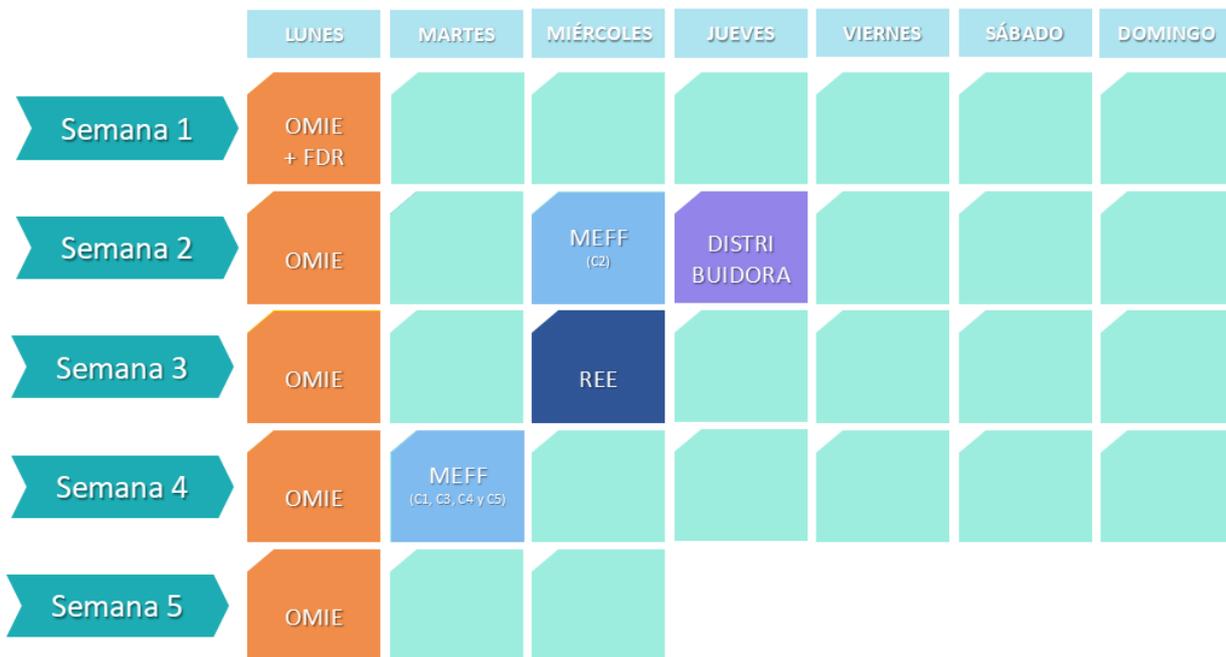


Figure 3-20 Calendario de factuas a pagar por un consumidor directo en 1 mes.

### 3.1.4 Garantías

Tanto el OS como el OM exigen garantías para poder operar en el mercado.

Las garantías exigidas por el OM son reguladas por la Regla 55.6.1 “Instrumentos de formalización de garantías” de la Resolución de 9 de mayo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban las Reglas de Funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica [18] y el contrato de

adhesión a dichas reglas del mercado.

Estas garantías deberán cubrir un periodo de adquisición de energía de entre 10 y 12 días. Esto es debido a que el OM emite las notas de abono y cargo correspondientes a una semana de operación el primer día hábil siguiente a la finalización de dicha semana.

Es decir, las facturas de compra y venta del lunes 21 al domingo 27 de septiembre 2020, son emitidas el lunes 28 en una nota de abono y cargo. El límite de pago será el segundo día hábil desde la recepción de la nota (miércoles 30 de septiembre).

En total, han pasado 10 días sin que el agente del mercado haya saldado sus deudas con el OM. Sin embargo en el resto de semanas del año, puede darse la situación de existir 1 o 2 días festivos que prolonguen el periodo hasta los 12 días.

Por este motivo, las garantías deberán cubrir bajo un criterio pesimista al menos 12 días de operación y compra de energía en el mercado, suficientes para hacer frente a los importes por posibles retrasos o impagos.

Las garantías pueden ser depositadas mediante diferentes vías:

1. Efectivo para pagos.
2. Aval bancario.
3. Línea de crédito.
4. Seguro de caución.

Se puede escoger un método de los anteriores o recurrir a una combinación de ellos.

Para saber cuál es la cantidad que debe depositar un agente ante el OM, OMIE ofrece una web en la que rellenando cada uno de los campos te propone un importe, <https://www.omie.es/es/informacion-de-agentes/como-hacerse-agente/simulador-de-garantias-de-pago>

Esta propuesta es orientativa y se ve sujeta a variaciones por volatilidad del precio del mercado o por cambios en las previsiones de consumo del agente. Ante esta situación es necesario hacer un seguimiento activo del estado de las garantías para que siempre haya suficientes y cubran los 10 o 12 días pertinentes.

Las garantías exigidas por el OS son gestionadas por MEFF Energía bajo el amparo del Procedimiento de Operación 14.3 “Garantías de Pago” de REE [19].

Actualmente existen 4 tipos de garantías gestionadas por MEFF:

1. Garantía de Operación Básica (GOB).
2. Garantía de Operación Adicional (GOA CE mensual).
3. Garantía de Operación Adicional Intramensual (GOA CE intramensual)
4. Garantía de Operación Extraordinaria.

Table 3-5 Periodo de publicación de garantías de operación ante el OS.

Tipo de Garantía de Operación	GOB	GOA	Intramensual	Extraordinaria
Periodo de publicación	Trimestralmente	Mensualmente	De manera excepcional en los días hábiles posteriores al día 15 de cada mes	De manera excepcional en cualquier día hábil.

Independientemente de las publicaciones de dichas garantías, MEFF a diario publica 2 archivos informativos acerca del estado de las garantías.

1. Informe de Seguimineto Diario de Garantías

La funcionalidad del informe es cuantificar el porcentaje de riesgo existente en función de las garantías depositadas frente a las garantías exigidas y notificar el aumento de las mismas si fuera necesario. Dicho porcentaje no deberá superar en ningún caso el 80 % de riesgo. Y los días que cubra la garantía no consumida tampoco podrá ser inferior a los 7 días según dicta el PO 14.3. En caso contrario, emitirán una orden de aumento de garantías depositadas y durante un periodo de 30 días, el porcentaje de riesgo no podrá superar el 60 % y los días a cubrir ser inferiores a 14.

En caso de existir una Garantía de Operación Adicional Intramensual, se presentaría en este mismo documento.



**INFORME SEGUIMIENTO DIARIO DE GARANTÍAS**

Fecha del informe: 05/10/2020  
 Grupo de empresas:

**Meff Tecnología y Servicios S.A.U.**

**DATOS SUJETO:**

Nombre legal	
Código de Empresa	
Dirección	
Localidad	
Provincia	
Código postal	
País	
C.I.F.	
A la atn.	

DATOS UTILIZADOS PARA EL SEGUIMIENTO DIARIO DE GARANTÍAS	
Garantías financieras depositadas	20.000,00
Días hasta la próxima liberación de garantías	999
Garantías en forma de cobros cedidos	0,00
<b>Total garantías disponibles</b>	<b>20.000,00</b>
Ultima garantía de operación adicional exigida	2.000,00
Ultima garantía de operación básica exigida	10.000,00
<b>Garantías libres para pagos pendientes en curso</b>	<b>18.000,00</b>
Pagos pendientes en curso	864,70
Cobros pendientes en curso	0,00
GOA Intramensual	0,00
<b>Total Riesgo</b>	<b>2.864,70</b>
<b>Total Riesgo/Total Garantías Disponibles %</b>	<b>14,32</b>
Cobros pendientes cedibles	0,00
Cobros pendientes cedidos	0,00
<b>Garantías no consumidas</b>	<b>17.135,30</b>
Pagos medios diarios en los últimos 10 días naturales	48,19
Cobros medios diarios en los últimos 10 días naturales	0,00
Cobros medios diarios cedidos por otros sujetos	0,00
<b>Días que cubre la garantía no consumida</b>	<b>355</b>

Estado: Correcto

Figure 3-21 Ejemplo Informe de Seguimiento Diario de Garantías.

2. Informe de Garantías Depositadas.

El informe muestra el estado actual de las garantías exigidas para cada tipo. Permitirá conocer el excedente de garantías y en el caso de que no sean suficientes, indicará el día máximo en el que ha de ser constituida la nueva garantía.

<b>MEFF</b>	<b>INFORME GARANTÍAS DEPOSITADAS</b>				
	<b>NUEVA ACTUALIZACIÓN</b>				
Fecha del informe: 05/10/2020					
<b>Meff Tecnología y Servicios S.A.U.</b>					
Código de Empresa: [REDACTED]					
Nombre Legal: [REDACTED]					
Tipo de garantía	Entidad última que aporta garantía	Fecha de constitución	Vigencia	Destino de la garantía	Valoración de la garantía (Eur)
Aval	[REDACTED]	15/11/2016	31/12/2099	GOB, GOA, GE	20.000,00
<b>TOTAL GARANTÍA DEPOSITADA</b>					<b>20.000,00</b>
DESGLOSE DE GARANTÍAS EXIGIDAS					
Total garantía exigida por revisión periódica de Operación Básica					10.000,00
Total garantía exigida por revisión periódica de Operación Adicional Mensual					2.000,00
Total garantía exigida por revisión periódica de Operación Adicional Intramensual					0,00
Total garantía exigida por revisión de Garantía Excepcional					0,00
Incremento de garantía exigida por el seguimiento diario de garantías					0,00
<b>TOTAL GARANTÍA EXIGIDA</b>					<b>12.000,00</b>
<b>TOTAL GARANTÍA A DEPOSITAR</b>					<b>-8.000,00</b>

Figure 3-22 Ejemplo Resumen Garantías Exigidas y Depositadas.

A continuación, se muestra con detalle el proceso de cálculo de cada tipo de Garantía.

#### 1. Garantía de Operación Básica (GOB)

Sirven para asegurar con carácter permanente un suficiente nivel de garantía

Se calculan con periodicidad trimestral el último día hábil de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre a la vista de los 3 meses posteriores. Contempla un periodo de 34 días.

La GOB se calculará teniendo en cuenta el máximo saldo neto de los mismos meses del año anterior que se están revisando. Es decir, para la GOB emitida en septiembre de 2020, se revisan los meses de octubre, noviembre y diciembre 2020 bajo los resultados de ese mismo trimestre en 2019.

Se calculará el neto “a pagar” de esos meses del año anterior. Al ser el periodo de riesgo de 34 días, se tomarán 3 o 4 días del mes siguiente.

1. Para el mes completo (30 o 31 días) se toma la última liquidación recibida (C1, C2, C3, C4 o C5) con IEE e IVA.
2. Para los 3 o 4 días restantes, se utiliza el saldo deudor de las liquidaciones diarias del último cierre que se tenga para ese mes.

El importe mínimo exigido será de 10.000,00 € y en caso de ser superior, la exigencia se redondeará al millar inmediatamente superior. Si el resultado del cálculo de la GOB es 11.050,27 €, la exigencia será de 12.000,00 €.

	<b>GARANTÍAS DE OPERACIÓN BÁSICAS (GOB) EXIGIDAS</b>		
	<b>NUEVA ACTUALIZACIÓN</b>		

**Meff Tecnología y Servicios S.A.U.**

Fecha del informe:	18/09/2020
Garantías que se revisan:	Básicas
Periodo de revisión:	Octubre/Noviembre/Diciembre 2020

Código de Empresa:   
 Nombre Legal:

DATOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL IMPORTE COMPUTABLE			
Periodo	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Fechas computables	01/10/19-03/11/19	01/11/19-04/12/19	01/12/19-03/01/20
Neto "a pagar" saldos deudores	2.025,13	4.371,74	4.089,66
<b>Neto "a pagar" saldos deudores (SN)</b>			<b>4.371,74</b>

DATOS UTILIZADOS PARA LA GARANTÍA POR POTENCIA MÁXIMA	
Suma de las potencias máximas de las unidades de producción e importación del sujeto	0
Suma de las potencias máximas de las unidades de producción e importación del sujeto x 24 x 4	0
Precio medio de desvíos por menor generación del último mes natural disponible	39,3
Factor del precio	0,1
Iva	0,21
<b>Garantía por potencia máxima de unidades de producción</b>	<b>0,00</b>

<b>Garantía de Pago Mínima</b>	<b>10.000</b>
--------------------------------	---------------

Figure 3-23 Ejemplo GOB.

2. Garantía de Operación Adicional (GOA CE mensual)

Sirven para cubrir las obligaciones de pago derivadas de futuras liquidaciones correctoras de la liquidación inicial para cada mes que no disponga de Liquidación Final Definitiva

Se calculan con periodicidad mensual, el primer día hábil posterior al cierre de la liquidación inicial provisional C2.

Se tienen en cuenta para el cálculo el periodo de liquidaciones de los 11 meses anteriores sin liquidación final definitiva C5.

Para el cálculo, se computan los desvíos porcentuales mensuales fruto de la serie de los últimos 9 meses con liquidación final o intermedia, y de la serie de los últimos 5 meses con liquidación final definitiva.

Además de los desvíos porcentuales, también se calcula la diferencia entre la liquidación intermedia provisional C3 y la final provisional C4.

En la imagen adjunta se detalla el cálculo.

<b>MEFF</b>	<b>GARANTÍAS DE OPERACIÓN ADICIONALES (GOA) EXIGIDAS DETALLE CÁLCULO POR ACTIVIDADES DE CONSUMO DE ENERGÍA DENTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL</b>					
	NUEVA ACTUALIZACIÓN					
Meff Tecnología y Servicios S.A.U.						
Fecha del Informe: 10/09/2020 Garantías que se revisan: Adicionales Periodo de revisión: Septiembre 2020						
Código de Empresa: <span style="background-color: #cccccc; display: inline-block; width: 150px; height: 1em;"></span>						
Nombre Legal: <span style="background-color: #cccccc; display: inline-block; width: 250px; height: 1em;"></span>						
<b>SERIE 1: ÚLTIMOS 9 MESES CON LIQUIDACIÓN FINAL O INTERMEDIA</b>						
Mes	Última Liquidación Final	LIC (Liquidación Inicial Provisional)	LFI (Liquidación Final o Intermedia)	Diferencia LFI - LIC	P = (LFI - LIC) / LIC %	PPON = P x LIC / CLIC %
09-2019	C5	967,53	1.193,19	225,66	23,32	19,18
10-2019	C4	1.812,44	1.687,05	-125,39	-6,92	-10,66
11-2019	C4	1.388,13	2.836,13	1.448,00	104,31	123,04
12-2019	C4	2.401,51	3.928,18	1.526,67	63,57	129,72
01-2020	A4	1.580,36	1.570,74	-9,62	-0,61	-0,82
02-2020	C3	917,89	1.077,57	159,68	17,40	13,57
03-2020	C3	952,21	1.179,98	227,77	23,92	19,35
04-2020	C3	1.101,11	1.194,13	93,02	8,45	7,90
05-2020	A3	647,38	777,07	129,69	20,03	11,02
Desvío porcentual mensual a utilizar				P3	23,92	
<b>SERIE 2: ÚLTIMOS 5 MESES CON LIQUIDACIÓN FINAL DEFINITIVA</b>						
Mes	Última Liquidación Final Definitiva	LIP (Liquidación Intermedia Provisional)	LFD (Liquidación Final Definitiva)	Diferencia LFD - LIP	PPFD = LFD - LIP / LIP %	
05-2019	C5	784,87	731,11	-53,76	-6,85	-4,41
06-2019	C5	1.183,18	1.145,40	-37,78	-3,19	-3,19
07-2019	C5	1.205,84	1.181,84	-24,00	-1,99	-1,99
08-2019	C5	842,46	858,91	16,45	1,95	2,25
09-2019	C5	1.230,89	1.193,19	-37,70	-3,06	-3,06
Desvío porcentual mensual a utilizar				P3PF	0,20	

Figure 3-24 Ejemplo GOA CE mensual (1-2).

<b>SERIE 3: MESES SIN LIQUIDACIÓN FINAL DEFINITIVA</b>				
Mes	LIC (Liquidación Inicial Provisional)	LIP (Liquidación Intermedia Provisional)	LFI (Liquidación Final o Intermedia)	IMPC4C3
10-2019	1.812,44	1.699,54	1.687,05	-12,49
11-2019	1.388,13	2.813,35	2.836,13	22,78
12-2019	2.401,51	4.093,12	3.928,18	-164,94
01-2020	1.580,36	1.633,42	1.570,74	0,00
02-2020	917,89	1.077,57	1.077,57	0,00
03-2020	952,21	1.179,98	1.179,98	0,00
04-2020	1.101,11	1.194,13	1.194,13	0,00
05-2020	647,38	0,00	777,07	0,00
06-2020	957,73	0,00	0,00	0,00
07-2020	1.415,41	0,00	0,00	0,00
08-2020	739,15	0,00	0,00	0,00
<b>SERIE 3: MESES SIN LIQUIDACIÓN FINAL DEFINITIVA</b>				
Mes	Cálculo de la GOA CE Mensual	Importe de la GOA CE Mensual	Importe de la GOA CE Intramensual	GOA CE Exigida = Max(Mensual, Intramensual)
10-2019	P3PF*LIP - IMPC4C3	15,89	0,00	15,89
11-2019	P3PF*LIP - IMPC4C3	0,00	0,00	0,00
12-2019	P3PF*LIP - IMPC4C3	173,13	0,00	173,13
01-2020	IMPA4C3	0,00	0,00	0,00
02-2020	P3PF * LIP	2,18	0,00	2,18
03-2020	P3PF * LIP	2,38	0,00	2,38
04-2020	P3PF * LIP	2,39	0,00	2,39
05-2020	IMPA3C2	129,69	0,00	129,69
06-2020	P3 * LIC	229,09	0,00	229,09
07-2020	P3 * LIC	338,57	0,00	338,57
08-2020	P3 * LIC	178,80	0,00	178,80
<b>GOA CE EXIGIDA</b>				<b>2.000,00</b>

Figure 3-25 Ejemplo GOA CE mensual (2-2).

Como se puede observar, en la serie 3 se compara la GOA CE mensual con la intramensual, que veremos en el siguiente apartado, dejando como GOA CE exigida la mayor de ellas.

La exigencia se redondeará al millar inmediatamente superior por lo que el importe mínimo es de 1.000,00 €. Para el caso del ejemplo, la GOA CE exigida es de 2.000,00 €. El sumatorio de la columna GOA CE exigida de la serie 3 es de 1.070,08 € y al redondear al millar inmediatamente superior, el importe exigido resulta en 2.000,00 €.

3. Garantía de Operación Adicional Intramensual (GOA CE intramensual)

El OS requerirá estas garantías cuando el sujeto de liquidación cumpla alguna de las siguientes 2 condiciones.

1. Sujetos de liquidación cuya actividad de adquisición de energía para consumidores se inició después del primer día del primer mes de la serie de 9 meses con liquidación final o intermedia publicada por el OS, o se reinició después de un periodo sin actividad.
2. Sujetos de liquidación cuya actividad de adquisición de energía para consumidores se inició antes del primer mes de la serie de 9 meses con liquidación final o intermedia publicada por el OS, y su programa de compra agregado en los 9 meses es inferior al 90 % del consumo medido agregado de los nueve meses en Mercado y Despachos.

DATOS UTILIZADOS PARA EL SEGUIMIENTO DIARIO DE GARANTÍAS	
Garantías financieras depositadas	10.000,00
Días hasta la próxima liberación de garantías	
Garantías en forma de cobros cedidos	0,00
Total garantías disponibles	10.000,00
Ultima garantía de operación adicional exigida	1.000,00
Ultima garantía de operación básica exigida	0,00
Garantías libres para pagos pendientes en curso	9.000,00
Pagos pendientes en curso	1.597,90
Cobros pendientes en curso	0,00
<b>GOA Intramensual</b>	<b>3.000,00</b>
Total Riesgo	5.597,90
<b>Total Riesgo/Total Garantías Disponibles %</b>	<b>55,98</b>
Cobros pendientes cedibles	0,00
Cobros pendientes cedidos	0,00
Garantías no consumidas	4.402,10
Pagos medios diarios en los últimos 10 días naturales	95,36
Cobros medios diarios en los últimos 10 días naturales	0,00
Cobros medios diarios cedidos por otros sujetos	0,00
Días que cubre la garantía no consumida	46

Estado: Correcto

Figure 3-26 Ejemplo publicación de GOA CE intramensual en el Informe de Seguimiento Diario de Garantías.

4. Garantía de Operación Excepcional

Las exige el OS bien por existir un riesgo superior a la cobertura de las garantías de operación básica y adicional o bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

A este respecto el OS podrá solicitar a una compañía de «rating» la calificación del riesgo del Sujeto de Liquidación a efectos de justificar objetivamente la exigencia de una garantía excepcional. El coste de esta calificación deberá ser asumido por el Sujeto afectado

### 3.2 Impacto de cada Término sobre la Facturación

Sean los términos que forman el precio de energía final (€/MWh) los siguientes:

Table 3-6 Términos que componen el precio de la energía final.

<b>Mercado diario</b>
-----------------------

<b>Mercado Intradiario (subastas MIBEL y continuo)</b>
<b>Restricciones técnicas PDBF (servicio de ajuste)</b>
<b>Banda de regulación secundaria (servicio de ajuste)</b>
<b>Reserva de potencia adicional a subir (servicio de ajuste)</b>
<b>Restricciones intradiario (servicio de ajuste)</b>
<b>Incumplimiento de energía de balance (servicio de ajuste)</b>
<b>Coste de desvíos (servicio de ajuste)</b>
<b>Saldo desvíos (servicio de ajuste)</b>
<b>Control del FDP (servicio de ajuste)</b>
<b>Saldo P.O. 14.6 (servicio de ajuste)</b>
<b>Fallo nominación UPG (servicio de ajuste)</b>
<b>Pago por capacidad</b>
<b>Servicio de interrumpibilidad</b>

Se procede a presentar el impacto de cada uno desde que se tienen registro en el sistema de información del operador del sistema e-SIOS (2014), como resultado del precio medio ponderado obtenido por parte de consumidores de mercado libre y suministros de referencia en el periodo evaluado.

El ultimo año que entra en el estudio será el 2019, ya que en la fecha de la elaboración del presente trabajo para el año 2020 aún no se han publicado la totalidad de las liquidaciones y las que hay publicadas, en la mayoría de los casos, son las correspondientes a liquidaciones intermedias o iniciales, pudiendo diferir de las finales C4 y C5

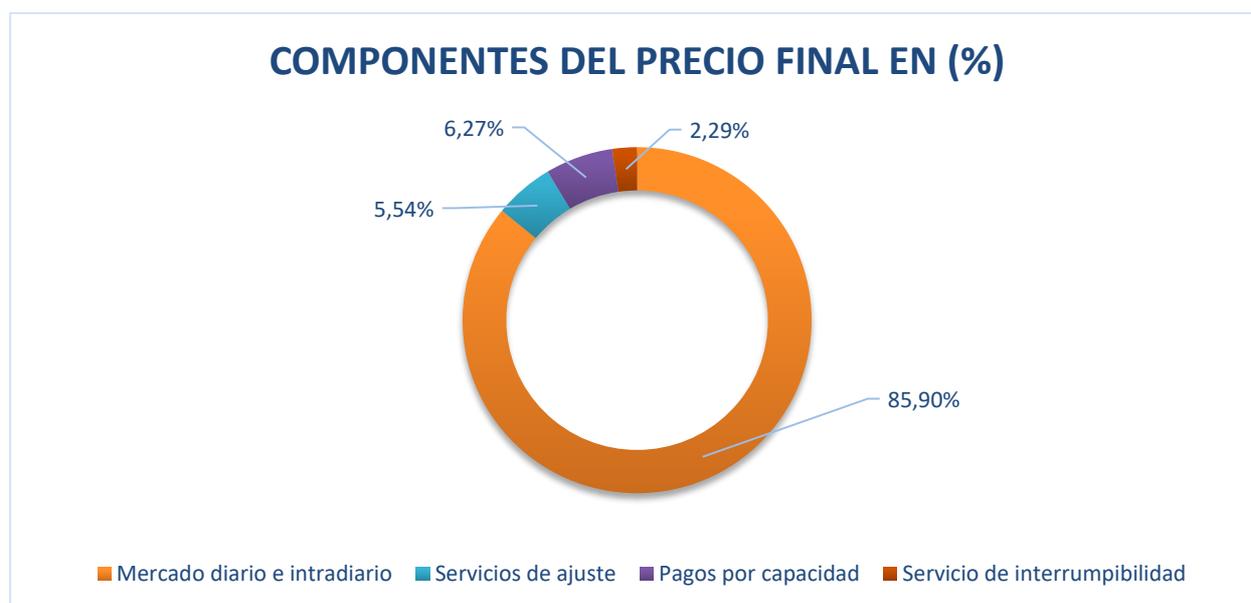


Figure 3-27 Impacto de los componentes del precio final en (%) desde 2014 hasta 2019.

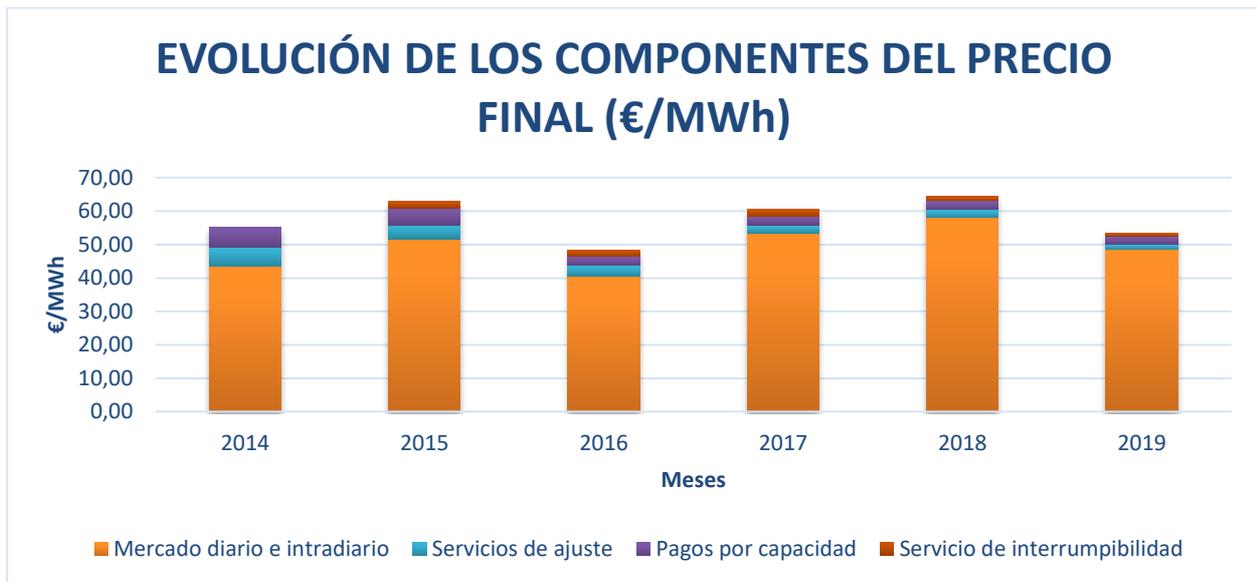


Figure 3-28 Evolución de los componentes del precio final (€/MWh) desde 2014 hasta 2019.

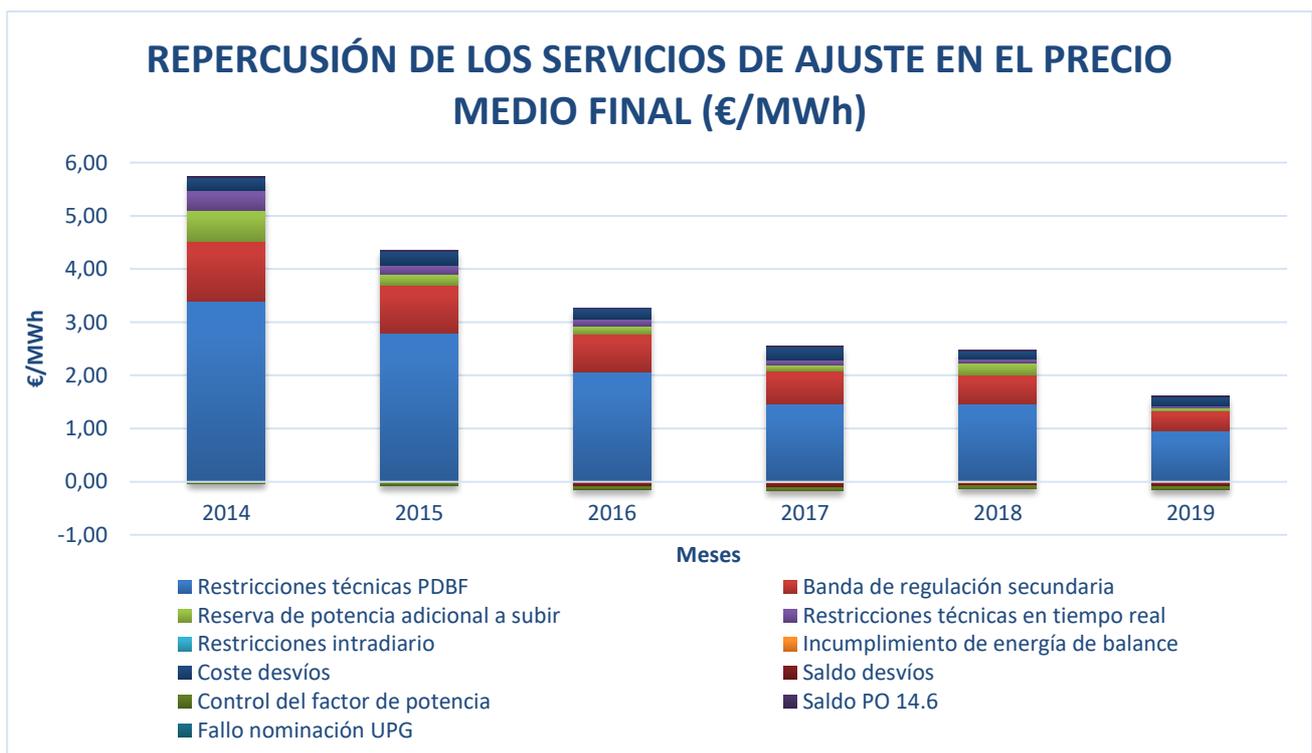


Figure 3-29 Repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final (€/MWh) desde 2014 hasta 2019.

De las 3 representaciones gráficas, se señala principalmente cómo ha descendido el impacto de los servicios de ajuste año tras año en todo el periodo.

En contrapunto, pese a que los servicios de ajuste han ido decayendo, el precio medio final de la energía no se ha comportado de la misma manera.

Esto es debido a que los servicios de ajuste tan solo representan el 5,54 % del resultado final.

El término que acaba marcando la tendencia de precios es el del precio del MWh resultante de la casación de

los mercados, representando el 85,90 %.

Como conclusión, si lo que se pretende es disminuir los costes relativos al término de energía, se deberán centrar los esfuerzos en controlar los costes resultantes de la casación del Mercado y no tanto en los servicios de ajuste.

## 4 DESARROLLO DEL ALGORITMO DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE LIQUIDACIÓN

*“La formación en informática no puede convertir a nadie en experto programador, de la misma forma que estudiar pinceles y pigmentos puede hacer a alguien un experto pintor”.*

*- Eric S. Raymond -*

En base a cada una de las facturas descritas en el capítulo 3, en este trabajo se ha procedido a la elaboración de 11 ficheros .m en MATLAB para el cálculo del importe de cada una de ellas, según una serie de variables de entrada.

El diagrama de flujo general es el siguiente:

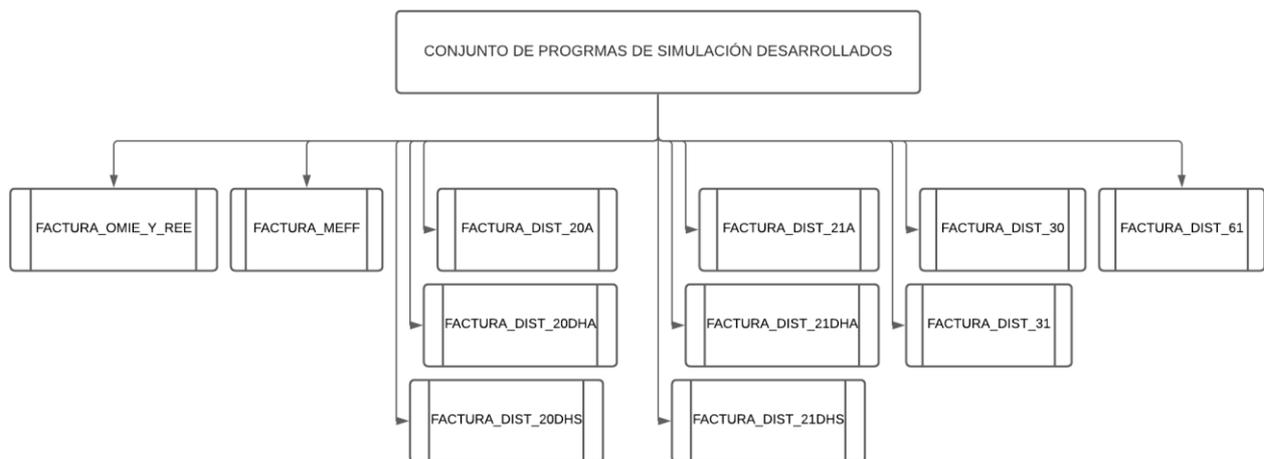


Figure 4-1 Diagrama de flujo general de las funciones desarrolladas.

Cada bloque representa a cada función del programa desarrollado de manera independiente para obtener los datos de salida que se describen a continuación.

Los códigos fuente se adjuntan como anexos al final del documento.

Fichero 1: "FACTURA\_OMIE\_Y\_REE.m" → Resultado de las facturas emitidas por OMIE y REE

Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel "DATOS OMIE Y REE" en MATLAB:

Table 4-1 Variables de entrada fichero 1.

VECTORES DE DATOS	DESCRIPCIÓN
ANIO	Año de datos a simular
MES	Mes de datos a simular
DIA	Día de datos a simular
FRANJA	Franja horaria de datos a simular
EC	Energía consumida en BC (MWh)
EA_MD	Energía adquirida en el mercado diario (MWh)
P_MD	Precio resultante del mercado diario (€/MWh)
EA_IN	Energía adquirida en el mercado intradiario N (MWh)
EV_IN	Energía vendida en el mercado intradiario N (MWh)
P_IN	Precio resultante del mercado intradiario N (€/MWh)

El diagrama de flujo es el siguiente:

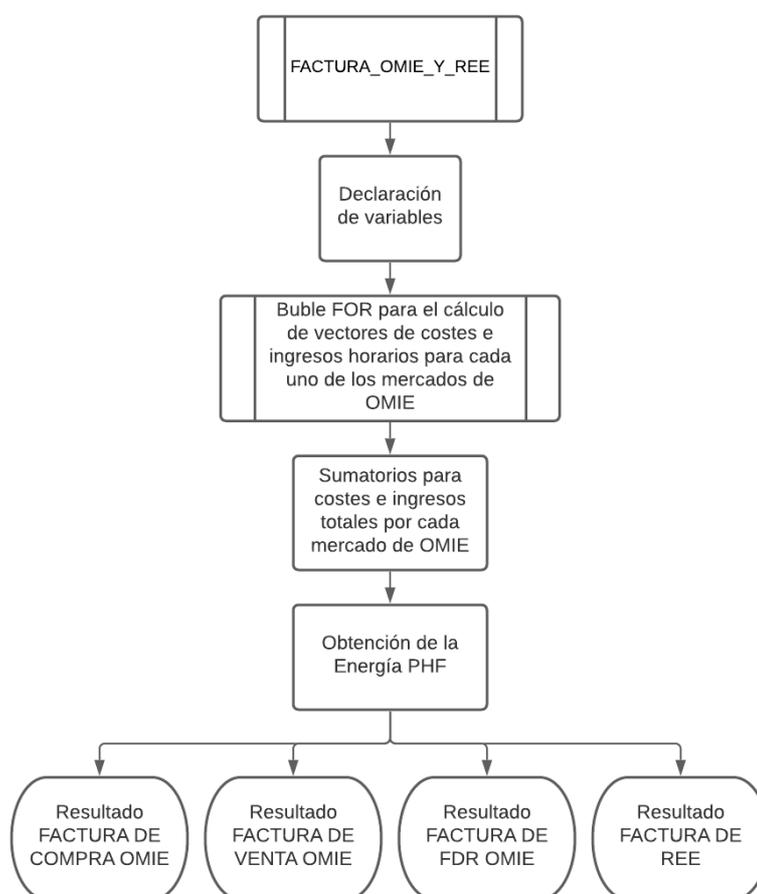


Figure 4-2 Diagrama de flujo FACTURA\_OMIE\_Y\_REE.

En este programa se parte de los resultados de energía adquirida y vendida en los mercados de OMIE y los precios resultantes para cada hora del día en un periodo determinado.

El bucle FOR recorre cada una de las horas tabuladas para calcular los importes de compra y venta de energía, multiplicando la energía adquirida horaria por el precio horario correspondiente.

$$\text{Importe de Compra Mercado Diario para cada hora} = EA\_MD \times P\_MD$$

$$\text{Importe de Venta Mercado Intradía para cada hora} = EV\_IN \times P\_IN$$

A la salida del bucle FOR, los vectores resultantes de importes por energía adquirida o vendida se suman por separado en función de si son compras o ventas.

A continuación, se obtiene la energía del PHF que resulta de sumar el total de energía adquirida en el mercado menos la energía vendida.

$$PHF = \text{Total de costes Energía Adquirida} \times \text{Total de ingresos Energía Vendida}$$

Finalmente se obtienen los datos de salida de la función.

Variables de salida:

Table 4-2 Variables de salida fichero 1.

DATOS	DESCRIPCIÓN
<b>FACTURA_COMPRA</b>	Resultado económico total de las facturas de compra en OMIE para el periodo de entrada después de impuestos (€)
<b>FACTURA_VENTA</b>	Resultado económico total de las facturas de venta en OMIE para el periodo de entrada después de impuestos (€)
<b>FDR</b>	Resultado económico total de las facturas FDR en OMIE para el periodo de entrada después de impuestos (€)
<b>REMUNERACION_REE</b>	Resultado económico total de las facturas de REE para el periodo de entrada después de impuestos (€)

Para el resultado de las facturas de compra se procede a sumar el total de costes de los mercados. Una vez sumados, se multiplica el total por el IEE y el IVA.

$$\text{Factura de Compra} = \text{Total de Costes} \times \text{IEE} \times \text{IVA}$$

En las facturas de venta se sumarán los ingresos y se multiplicará el total solo por el IVA.

$$\text{Factura de Venta} = \text{Total de Ingresos} \times \text{IVA}$$

Para obtener la FDR se procede a multiplicar la energía del PHF por 0,02657 y por el IVA.

$$FDR = PHF \times 0.02657 \times \text{IVA}$$

Los costes de remuneración de REE se obtienen multiplicando la energía del PHF por 0,13741, al resultado se le suman 200 € y finalmente se multiplica el total por el IVA.

$$\text{Factura de Remuneración de REE} = ((PHF \times 0.013741) + 200) \times \text{IVA}$$

Finalizada la ejecución de la función, se habrá conseguido simular el resultado del total de las facturas de compra, venta y remuneración de OMIE y REE para el periodo seleccionado de datos de entrada después de impuestos.

Fichero 2: "FACTURA\_MEFF.m" → Resultado de las facturas emitidas por MEFF

Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel "DATOS MEFF" en MATLAB:

Table 4-3 Variables de entrada fichero 2.

VECTORES DE DATOS	DESCRIPCIÓN
ANIO	Año de datos a simular
MES	Mes de datos a simular
FACTURA	Indicación de obligación de pago o derecho de cobro (OP o DC)
LIQ_CN	Importe de valor económico de derechos de cobro y obligaciones de pago publicadas en los ficheros liqempre de REE para la liquidación N antes de impuestos (€)

El diagrama de flujo es el siguiente:

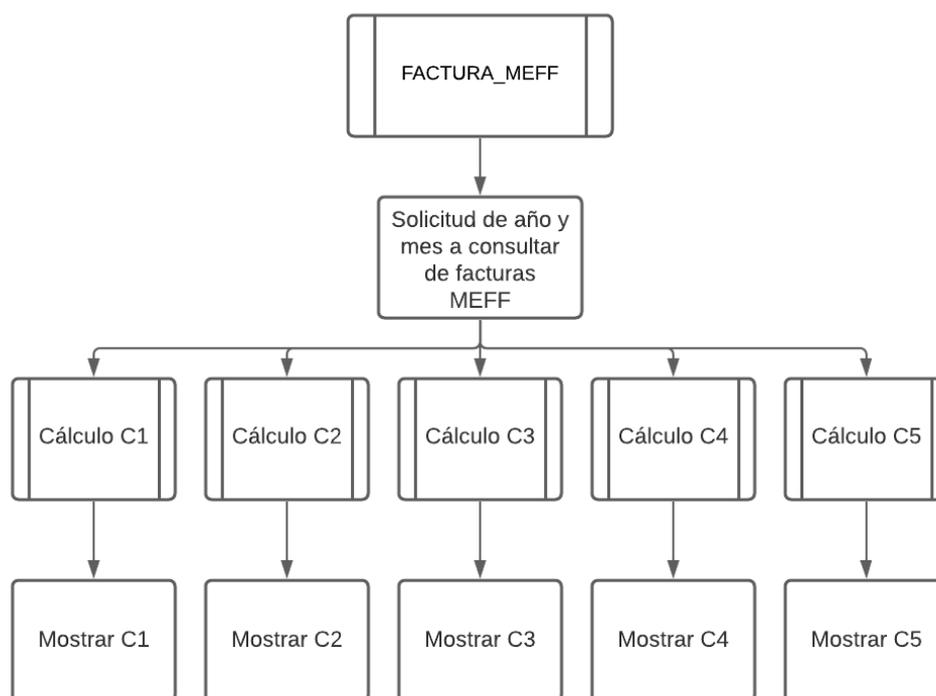


Figure 4-3 Diagrama de flujo FACTURA\_MEFF.

En este programa se parte de los resultados de obligaciones de pago y derechos de cobro publicados por REE en los teletipos y ficheros liqempre para cada mes y para cada liquidación de la C1 a la C5.

Estos datos de entrada esán tabulados por orden cronológico del mes más antiguo primero al más nuevo el último.

En primer lugar, se solicita al usuario por pantalla el año y mes en concreto del que se quieren comprobar las liquidaciones emitidas por MEFF.

Esto nos permite, mediante una variable auxiliar, poder situarnos en la base de datos proporcionada y comenzar a buscar y calcular las liquidaciones.

Se comienza por la C1 del mes M. Se comprueba la existencia del dato. Seguidamente, si ha encontrado el dato

calcula la factura de adquirente y suministrador.

La factura de adquirente se calcula como el resultado de hayar el saldo neto por la diferencia de las obligaciones de pago y derechos de cobro de la C1. A este saldo neto se le repercute el IEE y se le suma la obligación de pago de la C1. Finalmente se aplica el IVA.

- N indica el número de la liquidación de la 1 a la 5.
- ADQ\_CN → Factura de adquirente de la liquidación CN.
- SUM\_CN → factura de suministrador de la liquidación CN.
- LIQ\_CN(OPN) → Obligación de pago de la liquidación CN (OPN es la variable auxiliar de búsqueda).
- LIQ\_CN(DCN) → Derecho de cobro de la liquidación CN (DCN es la variable auxiliar de búsqueda).

$$ADQ\_C1 = ((LIQ\_C1(OP1) - LIQ\_C1(DC1)) * IEE + LIQ\_C1(OP1)) * IVA$$

La factura de suministrador se calcula como resultado de buscar el derecho de cobro de la C1 y multiplicarlo por el IVA.

$$SUM\_C1 = LIQ\_C1(DC1) * IVA$$

Para la C2 se tiene que buscar datos en el mes anterior indicado por el usuario, M-1. Al igual que en la C1, se comprueba primero la existencia del dato.

En este caso, la factura de adquirente y de suministrador se calculan respecto a la la C1 del mes M-1.

Para la factura de adquirente, primero se resta el saldo neto de la C2 menos la C1, a este resultado se le aplica el IEE y se le suma la diferencia entre la C2 y la C1 de las obligaciones de pago. Finalmente se aplica el IVA.

$$ADQ\_C2 = (((LIQ\_C2(OP2) - LIQ\_C2(DC2)) - (LIQ\_C1(OP2) - LIQ\_C1(DC2))) * IEE + (LIQ\_C2(OP2) - LIQ\_C1(OP2))) * IVA$$

La factura de suministrador es el resultado de restar los derechos de cobro de la C2 menos la C1 del mes M-1 y aplicar el IVA.

$$SUM\_C2 = (LIQ\_C2(DC2) - LIQ\_C1(DC2)) * IVA$$

Este proceso se repite para la C3, C4 y C5 en los meses M-4, M-8 y M-11.

Acabados los cálculos, se muestra el resultado de las obligaciones de pago y derechos de cobro correspondientes a cada liquidación, recibida en el año y mes indicado por el usuario al inicio del programa.

VARIABLES DE SALIDA:

Table 4-4 Variables de salida fichero 2.

DATOS	DESCRIPCIÓN
FACTURA_CN	Resultado económico total de la factura de la liquidación Cn emitida el mes de la consulta después de impuestos

Con este programa, junto con el primero de FACTURA\_OMIE\_Y\_REE.m, se pone fin al conjunto de facturas emitidas por los operadores del mercado y del sistema para liquidar la adquisición de la energía y los servicios de ajuste.

Los siguientes ficheros del 3 al 11 se encargarán de presentar los resultados que factura la distribuidora para los puntos de suministro que estén en compra en función de sus tarifas contratadas, desde la 2.0 A hasta la 6.1.

Fichero 3: "FACTURA\_DIST\_20A.m" → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 2.0A  
Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel "DATOS 20A" en MATLAB:

Table 4-5 Variables de entrada fichero 3.

DATOS	DESCRIPCIÓN
POT_CON	Potencia contratada (kW)
ENE_C	Energía total consumida medida en el punto de suministro (kWh)
P_POT	Precio de potencia (€/kW día)
P_ENE	Precio de energía (€/kWh)
DESC_ENE	Porcentaje de descuento sobre la energía (%)
EXEN_IEE	1 si tiene exención de IEE, 0 si no
EQUIPOS	Coste de alquiler de equipos (€)
CONC_IVA	Coste de otros conceptos que apliquen IVA (€)
CONC_NOIVA	Coste de otros conceptos que no apliquen IVA (€)
DIAS	Días de simulación de factura (días)

El diagrama de flujo es el siguiente:

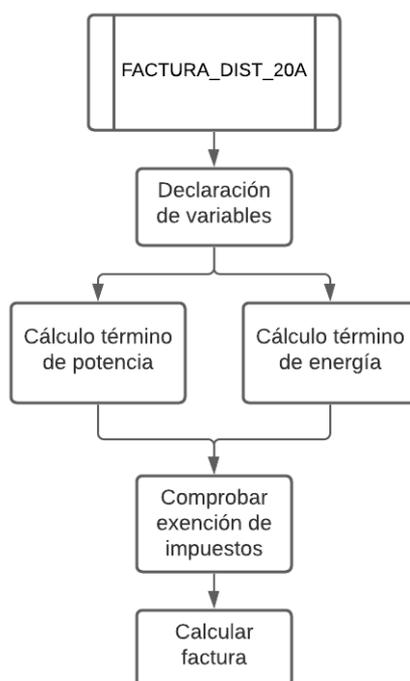


Figure 4-4 Diagrama de flujo FACTURA\_DIST\_20A.

En este programa se parte de los datos de consumo y potencia del periodo en cuestión además del resto de costes contratados con la compañía distribuidora.

En primer lugar, se obtiene el coste del término de potencia como multiplicación de la potencia contratada, el precio de la misma, el número de días facturados y los impuestos, IEE e IVA.

$$\text{Término Potencia} = P\_POT \times POT\_CON \times DIAS \times IEE \times IVA$$

Seguidamente se calcula el término de energía. Para ello se multiplica la energía consumida por el precio,

aplicando IEE e IVA. En caso de que tuviera algún tipo de descuento sobre la energía se habría aplicado aquí.

$$\text{Término Energía} = P\_ENE \times ENE\_C \times IEE \times IVA \times (1 - DESC\_ENE)$$

A continuación, se comprueba si el punto de suministro se beneficia de la exención del pago del IEE. En caso afirmativo, se le resta de los términos de potencia y energía.

Por último, se calcula el resultado de la factura como la suma de los términos de potencia y energía a los que se le añade el coste del alquiler de equipos y otros términos contratados que incluyan o no IVA.

$$\text{Factura} = \text{Término Energía} + \text{Término Potencia} + \text{EQUIPOS} + \text{CONC\_IVA} \times \text{IVA} + \text{CONC\_NOIVA}$$

Variables de salida:

Table 4-6 Variables de salida fichero 3.

<b>DATOS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>FACTURA</b>	Resultado económico total de la factura de distribución para la tarifa 2.0A después de impuestos

Fichero 4: “FACTURA\_DIST\_20DHA.m” → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 2.0DHA

VARIABLES DE ENTRADA IMPORTADAS DE LA HOJA DE DATOS EXCEL “DATOS 20DHA” EN MATLAB:

Table 4-7 Variables de entrada fichero 4.

DATOS	DESCRIPCIÓN
POT_CON	Potencia contratada (kW)
ENE_CN	Energía total consumida en el periodo N medida en el punto de suministro (kWh)
P_POT	Precio de potencia (€/kW día)
P_ENEN	Precio de energía del periodo N (€/kWh)
DESC_ENE	Porcentaje de descuento sobre la energía (%)
EXEN_IEE	1 si tiene exención de IEE, 0 si no
EQUIPOS	Coste de alquiler de equipos (€)
CONC_IVA	Coste de otros conceptos que apliquen IVA (€)
CONC_NOIVA	Coste de otros conceptos que no apliquen IVA (€)
DIAS	Días de simulación de factura (días)

El diagrama de flujo es el siguiente:

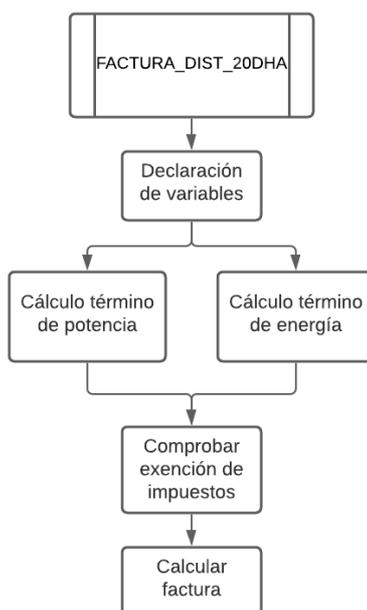


Figure 4-5 Diagrama de flujo FACTURA\_DIST\_20DHA.

Como se puede apreciar, se trata del mismo programa que el desarrollado para la 2.0 A, la única variación que presenta, es que hay dos términos de energía diferenciados. Estos se calculan igual, pero con sus respectivos precios.

VARIABLES DE SALIDA:

Table 4-8 Variables de salida fichero 4.

DATOS	DESCRIPCIÓN
<b>FACTURA</b>	Resultado económico total de la factura de distribución para la tarifa 2.0DHA después de impuestos

Fichero 5: “FACTURA\_DIST\_20DHS.m” → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 2.0DHS

Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel “DATOS 20DHS” en MATLAB:

Table 4-9 Variables de entrada fichero 5.

DATOS	DESCRIPCIÓN
<b>POT_CON</b>	Potencia contratada (kW)
<b>ENE_CN</b>	Energía total consumida en el periodo N medida en el punto de suministro (kWh)
<b>P_POT</b>	Precio de potencia (€/kW día)
<b>P_ENEN</b>	Precio de energía del periodo N (€/kWh)
<b>DESC_ENE</b>	Porcentaje de descuento sobre la energía (%)
<b>EXEN_IEE</b>	1 si tiene exención de IEE, 0 si no
<b>EQUIPOS</b>	Coste de alquiler de equipos (€)
<b>CONC_IVA</b>	Coste de otros conceptos que apliquen IVA (€)
<b>CONC_NOIVA</b>	Coste de otros conceptos que no apliquen IVA (€)
<b>DIAS</b>	Días de simulación de factura (días)

El diagrama de flujo es el siguiente:

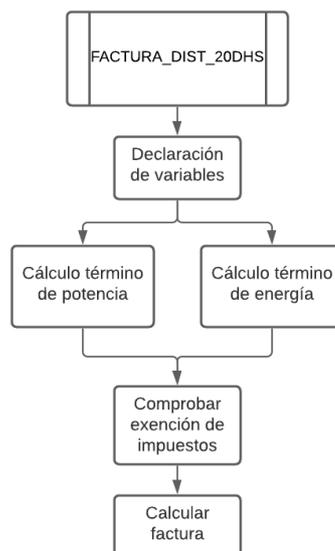


Figure 4-6 Diagrama de flujo FACTURA\_DIST\_20DHS.

Como se puede apreciar, se trata del mismo programa que el desarrollado para la 2.0 A y la 2.0 DHA, la única variación que presenta, es que hay tres términos de energía diferenciados. Estos se calculan igual, pero con sus respectivos precios.

VARIABLES DE SALIDA:

Table 4-10 Variables de salida fichero 5.

DATOS	DESCRIPCIÓN
<b>FACTURA</b>	Resultado económico total de la factura de distribución para la tarifa 2.0DHA después de impuestos

Fichero 6: "FACTURA\_DIST\_21A.m" equivalente al fichero 3 de tarifa 2.0 A.

Fichero 7: "FACTURA\_DIST\_21DHA.m" equivalente al fichero 4 de tarifa 2.0 DHA.

Fichero 8: "FACTURA\_DIST\_21DHS.m" equivalente al fichero 5 de tarifa 2.0 DHS.

Fichero 9: "FACTURA\_DIST\_30.m" → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 3.0

VARIABLES DE ENTRADA IMPORTADAS DE LA HOJA DE DATOS EXCEL "DATOS 30" EN MATLAB:

Table 4-11 Variables de entrada fichero 9.

VECTORES DE DATOS	DESCRIPCIÓN
<b>ANIO</b>	Año de datos a simular
<b>MES</b>	Mes de datos a simular
<b>FRANJA</b>	Franja horaria de datos a simular
<b>CUARTO</b>	Cuartohorario de datos a simular
<b>ENE_CN</b>	Energía consumida en el periodo N medida en el punto de suministro en formato cuartohorario (kWh)
<b>ENER_CN</b>	Energía reactiva consumida en el periodo N medida en el punto de suministro en formato cuartohorario (kVArh)
<b>POT_CONN</b>	Potencia contratada en el periodo N (kW)
<b>P_POTN</b>	Precio de potencia del periodo N (€/kW día)
<b>P_ENEN</b>	Precio de energía del periodo N (€/kWh)
<b>P_ENER080</b>	Precio de energía reactiva para $f_i < 0,80$ (€/kVArh)
<b>P_ENER095</b>	Precio de energía reactiva para $0,80 < f_i < 0,95$ (€/kVArh)
<b>DESC_ENE</b>	Porcentaje de descuento sobre la energía (%)
<b>EXEN_IEE</b>	1 si tiene exención de IEE, 0 si no
<b>EQUIPOS</b>	Coste de alquiler de equipos (€)
<b>CONC_IVA</b>	Coste de otros conceptos que apliquen IVA (€)
<b>CONC_NOIVA</b>	Coste de otros conceptos que no apliquen IVA (€)
<b>DIAS</b>	Días de simulación de factura (días)

El diagrama de flujo es el siguiente:

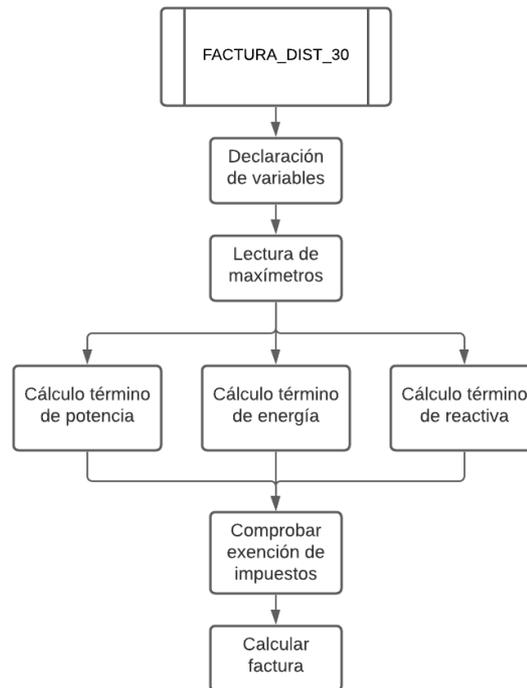


Figure 4-7 Diagrama de flujo FACTURA\_DIST\_30.

En este programa se parte de los datos de consumos activos y reactivos cuarthorarios y potencia del periodo en cuestión, además del resto de costes contratados con la compañía distribuidora.

En primer lugar, se obtiene el dato de potencia máxima registrada en cada periodo. Para ello se multiplica el vector de consumos cuarthorarios por 4 para cada periodo y se hayan sus máximos.

$$\text{Máxímetro} = \text{MAX} (\text{ENE\_CN} \times 4)$$

En segundo lugar, se obtiene el coste del término de potencia para cada periodo. Primero se debe obtener la potencia a facturar en función de la potencia máxima registrada y la contratada.

- Si la potencia máxima del periodo es menor al 85 % de la potencia contratada, entonces la potencia a facturar es el 85 % de la potencia contratada.

$$\text{Potencia a facturar} = \text{POT\_CONN} \times 0.85$$

- Si la potencia máxima del periodo es igual o mayor al 85 % e igual o menor al 105 % de la potencia contratada, entonces la potencia a facturar es la potencia máxima registrada.

$$\text{Potencia a facturar} = \text{Máxímetro}$$

- Si la potencia máxima del periodo es mayor al 105 % de la potencia contratada, entonces la potencia a facturar es el 105 % de la potencia contratada más 2 veces la diferencia entre la potencia máxima y el 105 % de la contratada.

$$\text{Potencia a facturar} = (\text{POT\_CONN} \times 1.05) + 2 \times (\text{Máxímetro} - (\text{POT\_CONN} \times 1.05))$$

Con la potencia a facturar, solo basta multiplicarla por el precio de su periodo, el número de días y los impuestos, IEE e IVA.

$$\text{Término Potencia} = \text{P\_POT} \times \text{Potencia a facturar} \times \text{DIAS} \times \text{IEE} \times \text{IVA}$$

Seguidamente se calcula el término de energía. Para ello se multiplica la energía consumida por el precio, aplicando IEE e IVA sobre cada periodo. En caso de que tuviera algún tipo de descuento sobre la energía se habría aplicado en este punto.

$$\text{Término Energía} = P\_ENEN \times ENE\_CN \times IEE \times IVA \times (1 - DESC\_ENE)$$

Faltaría por obtener el término de reactiva. Dicho término solo es facturable en los periodos 1 y 2 (punta y llano) para el caso en el que la energía reactiva supere al 33 % de la activa en el mismo periodo.

Si existe término de reactiva, se calcula de la siguiente forma. La energía reactiva penalizable será toda aquella que supere al 33 % de la energía activa. A continuación, se obtendrá el coseno de  $\varphi$ , siendo  $\varphi$  la atan de la energía reactiva entre la activa para el periodo en cuestión.

$$\text{Energía Penalizable} = ENER\_CN - ENE\_CN \times 0,33$$

$$\cos \varphi = \cos(ATAN(ENER\_CN/ENE\_CN))$$

Si el  $\cos \varphi$  es menor que 0,8, se aplica un precio y si no, se aplica otro sobre la reactiva penalizable. Luego se añaden los impuestos IEE e IVA.

$$\text{Término Reactiva} = P\_ENER \times \text{Eenergía Penalizable} \times IEE \times IVA$$

Posteriormente se comprueba si el punto de suministro se beneficia de la exención del pago del IEE. En caso afirmativo, se le resta de los términos de potencia, energía y reactiva

Por último, se calcula el resultado de la factura como la suma de los términos de potencia, energía y reactiva a los que se le añade el coste del alquiler de equipos y otros términos contratados que incluyan o no IVA.

$$\text{Factura} = \text{Término Energía} + \text{Término Potencia} + \text{Término Reactiva} + \text{EQUIPOS} + \text{CONC\_IVA} \\ \times \text{IVA} + \text{CONC\_NOIVA}$$

Variables de salida:

Table 4-12 Variables de salida fichero 9.

DATOS	DESCRIPCIÓN
FACTURA	Resultado económico total de la factura de distribución para la tarifa 3.0 después de impuestos

Fichero 10: "FACTURA\_DIST\_31.m" equivalente al fichero 9 de tarifa 3.0A.

Fichero 11: “FACTURA\_DIST\_61.m” → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 6.1  
 Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel “DATOS 61” en MATLAB:

Table 4-13 Variables de entrada fichero 11.

VECTORES DE DATOS	DESCRIPCIÓN
ANIO	Año de datos a simular
MES	Mes de datos a simular
FRANJA	Franja horaria de datos a simular
CUARTO	Cuartohorario de datos a simular
ENE_CN	Energía consumida en el periodo N medida en el punto de suministro en formato cuartohorario (kWh)
ENER_CN	Energía reactiva consumida en el periodo N medida en el punto de suministro en formato cuartohorario (kVARh)
POT_CONN	Potencia contratada en el periodo N (kW)
P_POTN	Precio de potencia del periodo N (€/kW día)
P_ENEN	Precio de energía del periodo N (€/kWh)
P_EXCESP	Precio de excesos de potencia (€/kW)
P_ENER080	Precio de energía reactiva para $f_i < 0,80$ (€/kVARh)
P_ENER095	Precio de energía reactiva para $0,80 < f_i < 0,95$ (€/kVARh)
DESC_ENE	Porcentaje de descuento sobre la energía (%)
EXEN_IEE	1 si tiene exención de IEE, 0 si no
EQUIPOS	Coste de alquiler de equipos (€)
CONC_IVA	Coste de otros conceptos que apliquen IVA (€)
CONC_NOIVA	Coste de otros conceptos que no apliquen IVA (€)
DIAS	Días de simulación de factura (días)

El diagrama de flujo es el siguiente:

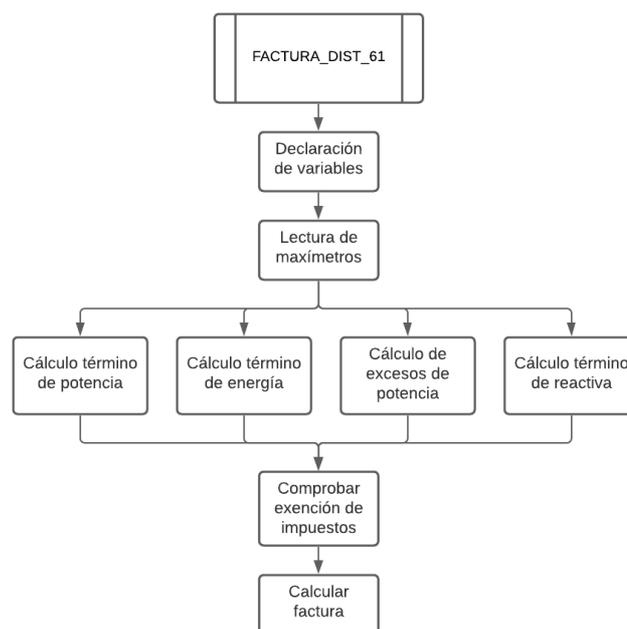


Figure 4-8 Diagrama de flujo FACTURA\_DIST\_61.

El bloque de energía activa se calcula igual que para las tarifas 3.0 y 3.1 para los 6 periodos.

El bloque de energía reactiva se calcula también igual para los periodos del 1 al 5. En este caso el periodo que no penaliza por reactiva es el 6, a diferencia de las 3.0 y 3.1 que era el 3.

El término de potencia se calcula directamente como la potencia contratada por el precio, el número de días y los impuestos, IEE e IVA.

Aparece un nuevo bloque, el de penalizaciones por excesos de potencia. Para cada periodo se evalúa cada cuarto de hora si se excede o no de la potencia contratada. El excedente de potencia se registra y eleva al cuadrado. Una vez recogidos estos datos al cuadrado, se suman los de cada periodo y se les aplica la raíz cuadrada, obteniendo 6 factores. El factor correspondiente al periodo 2 se le aplica el 50 %, los de los periodos 3, 4 y 5, el 37 % y para el periodo 6 el 17 %.

$$\text{Excedente}^2 = (\text{POT\_CN} - \text{ENE\_CN} * 4)^2$$

$$\text{Factor P2} = 0.5 * \sqrt{(\sum (\text{Excedente}^2))}$$

Finalmente se suman y se multiplican por el precio de los excesos e impuestos, IEE e IVA.

$$\text{Término Excesos} = (\text{Factor P1} + \dots + \text{Factor PN} + \dots + \text{Factor P6}) \times \text{P\_EXCESP} \times \text{IEE} \times \text{IVA}$$

Luego se comprueba si el punto de suministro se beneficia de la exención del pago del IEE. En caso afirmativo, se le resta de los términos de potencia, energía, excesos y reactiva.

Por último, se calcula el resultado de la factura como la suma de los términos de potencia, energía, excesos y reactiva a los que se le añade el coste del alquiler de equipos y otros términos contratados que incluyan o no IVA.

$$\text{Factura} = \text{Término Energía} + \text{Término Potencia} + \text{Término Reactiva} + \text{Término Excesos} \\ + \text{EQUIPOS} + \text{CONC\_IVA} \times \text{IVA} + \text{CONC\_NOIVA}$$

Variables de salida:

Table 4-14 Variables de salida fichero 11.

DATOS	DESCRIPCIÓN
<b>FACTURA</b>	Resultado económico total de la factura de distribución para la tarifa 6.1 después de impuestos

Aglutinando los resultados del conjunto de ficheros, se obtiene una contabilidad clara de los pagos a realizar por parte del consumidor directo de manera desglosada y con antelación a la recepción de las facturas originales.

Esto permite al Consumidor Directo poder validar posteriormente dichas facturas y emitir las reclamaciones pertinentes si procede.

También sirve de manera didáctica para que la persona encargada de la facturación comprenda el proceso llevado a cabo por el mercado y aprovechar las oportunidades que se planteen de minimización de costes.

## 5 TESTEO DEL ALGORITMO

*“La percepción, sin comprobación ni fundamento, no es garantía suficiente de verdad”.*

*- Bertrand Russell -*

En base a los códigos fuente desarrollados, que se muestran por completo en el ANEXO 1, se va a proceder a testear el algoritmo, identificando los bloques más importantes que necesitan de mayor control. Seguidamente se simulará el resultado que ofrece cada fichero en base a datos de entrada planteados.

Los bloques principales son:

- Cálculo de liquidación CN publicada por MEFF. Siendo N el número de liquidación de la 1 a la 5.
- En el caso de las facturas de distribuidora:
  - o Cálculo del término de energía (válido para tarifas de la 3.0 a la 6.1).
  - o Cálculo del término de reactiva (válido para tarifas de la 3.0 a la 6.1).
  - o Cálculo del término de potencia (válido para tarifas de la 3.0 a la 3.1).
  - o Cálculo del término de excesos de potencia (válido para tarifas 6.1).

El resto de código son fórmulas que no entrañan de una complejidad tal como para necesitar de un testeo particular.

Sea el ejemplo de cálculo de la liquidación C2 para las facturas recibidas en octubre 2020. La C2 corresponderá por tanto al mes de septiembre (mes M-1).

Se procede a importar en MATLAB la siguiente tabla de datos:

Table 5-1 Datos resultantes de los teletipos en obligaciones de pago y derechos de cobro.

ANIO	MES	FACTURA	LIQ_C1	LIQ_C2	LIQ_C3	LIQ_C4	LIQ_C5
2019	1	OP	1896,48	3792,96	7331,24	7034,57	7057,40
2019	1	DC	474,12	948,24	1832,81	1758,64	1764,35
2019	2	OP	1715,39	3430,77	5005,96	4895,08	4905,02
2019	2	DC	428,85	857,69	1251,49	1223,77	1226,26
2019	3	OP	1354,65	2709,30	4651,61	4595,39	4605,69

2019	3	DC	338,66	677,33	1162,90	1148,85	1151,42
2019	4	OP	1684,04	3368,08	4697,51	4545,59	4564,05
2019	4	DC	421,01	842,02	1174,38	1136,40	1141,01
2019	5	OP	1824,09	3648,17	1897,72	1667,92	1677,24
2019	5	DC	456,02	912,04	474,43	416,98	419,31
2019	6	OP	1997,59	3995,17	3557,37	3324,85	3346,26
2019	6	DC	499,40	998,79	889,34	831,21	836,57
2019	7	OP	2331,59	4663,17	2753,34	2634,47	2647,17
2019	7	DC	582,90	1165,79	688,34	658,62	661,79
2019	8	OP	401,97	803,94	2052,60	2100,27	2109,51
2019	8	DC	100,49	200,99	513,15	525,07	527,38
2019	9	OP	1090,57	2181,13	664,33	1436,03	1458,43
2019	9	DC	272,64	545,28	166,08	359,01	364,61
2019	10	OP	1567,71	3135,41	1286,85	1296,56	1316,25
2019	10	DC	391,93	783,85	321,71	324,14	329,06
2019	11	OP	1662,64	3325,27	1976,82	2101,99	2117,64
2019	11	DC	415,66	831,32	494,21	525,50	529,41
2019	12	OP	2002,18	4004,36	4197,68	3949,96	
2019	12	DC	500,55	1001,09	1049,42	987,49	
2020	1	OP	2080,21	4160,42	3073,02	2840,98	
2020	1	DC	520,05	1040,11	768,26	710,25	
2020	2	OP	2083,39	4166,78	2217,71	2180,37	
2020	2	DC	520,85	1041,70	554,43	545,09	
2020	3	OP	1773,59	3547,18	2488,10		
2020	3	DC	443,40	886,80	622,03		
2020	4	OP	1793,77	3587,53	2882,80		
2020	4	DC	448,44	896,88	720,70		
2020	5	OP	1865,41	3730,81	2376,41		
2020	5	DC	466,35	932,70	594,10		
2020	6	OP	2014,52	4029,04	996,97		
2020	6	DC	503,63	1007,26	249,24		
2020	7	OP	2289,40	4578,80			
2020	7	DC	572,35	1144,70			
2020	8	OP	631,46	1262,92			
2020	8	DC	157,87	315,73			
2020	9	OP	1389,95	2779,89			
2020	9	DC	347,49	694,97			
2020	10	OP	1688,12				
2020	10	DC	422,03				
2020	11	OP					
2020	11	DC					
2020	12	OP					
2020	12	DC					

OP = Obligación de pago.

DC = Derecho de cobro.

Los huecos en blanco se importan como 0 y ejecutando el programa, se introduce como mes a consultar octubre

(10) de 2020:

```
Command Window
>> [FACTURA_C1,FACTURA_C2,FACTURA_C3,FACTURA_C4,FACTURA_C5]=FACTURA_MEFF (ANIO,FACTURA,LIQ_C1,LIQ_C2,LIQ_C3,LIQ_C4,LIQ_C5)
Introduzca el año de consulta (2019 a 2020): 2020
Introduzca el mes de consulta (1 a 12): 10
```

Figure 5-1 Solicitud de fecha al usuario.

Para resolver la liquidación C2 el proceso a seguir es:

1. Buscar el dato de la C2 correspondiente a la liquidación del mes M-1 (septiembre 2020).
2. Al encontrar el dato, calcular la factura de adquiriente como:

$$F.Ad = (((saldo\ neto\ C2) - (saldo\ neto\ C1)) \times 1,51127 + (OP\_C2 - OP\_C1)) \times 1,21$$

$$F\_Ad = (((2779,89 - 694,97) - (1389,95 - 347,49)) \times 1,51127 + (2779,89 - 1389,95)) \times 1,21$$

$$\text{Factura de adquiriente} = F.Ad = 3007,69$$

3. Del mismo modo la de suministrador:

$$F.Sum = (DC\_C2 - DC\_C1) \times 1,21$$

$$F.Sum = (694,97 - 347,49) \times 1,21$$

$$\text{Factura de suministrador} = 420,45$$

```
Command Window
>> [FACTURA_C1,FACTURA_C2,FACTURA_C3,FACTURA_C4,FACTURA_C5]=FACTURA_MEFF (ANIO,FACTURA,LIQ_C1,LIQ_C2,LIQ_C3,LIQ_C4,LIQ_C5)
Introduzca el año de consulta (2019 a 2020): 2020
Introduzca el mes de consulta (1 a 12): 10

FACTURA_C1 =

1.0e+03 *
3.6529 0.5107

FACTURA_C2 =

1.0e+03 *
3.0077 0.4205
```

Figure 5-2 Resultados de las facturas de adquiriente y suministrador de la liquidación C2.

4. Para comprobar que no calcula si el valor no existe, se va a lanzar el programa seleccionando como mes de consulta enero 2019, ya que de los meses anteriores no se han cargado datos de obligaciones de pago y derechos de cobro:

```
Command Window
Introduzca el año de consulta (2019 a 2020): 2019
Introduzca el mes de consulta (1 a 12): 1

FACTURA_C1 =

1.0e+03 *
4.1038 0.5737

FACTURA_C2 =

No hay dato No hay dato
```

Figure 5-3 Resultados de las facturas de adquiriente y suministrador si no existen datos.

Pasando al término de energía de las facturas de distribución, se supondrá la tarifa 3.0 con los siguientes datos de partida:

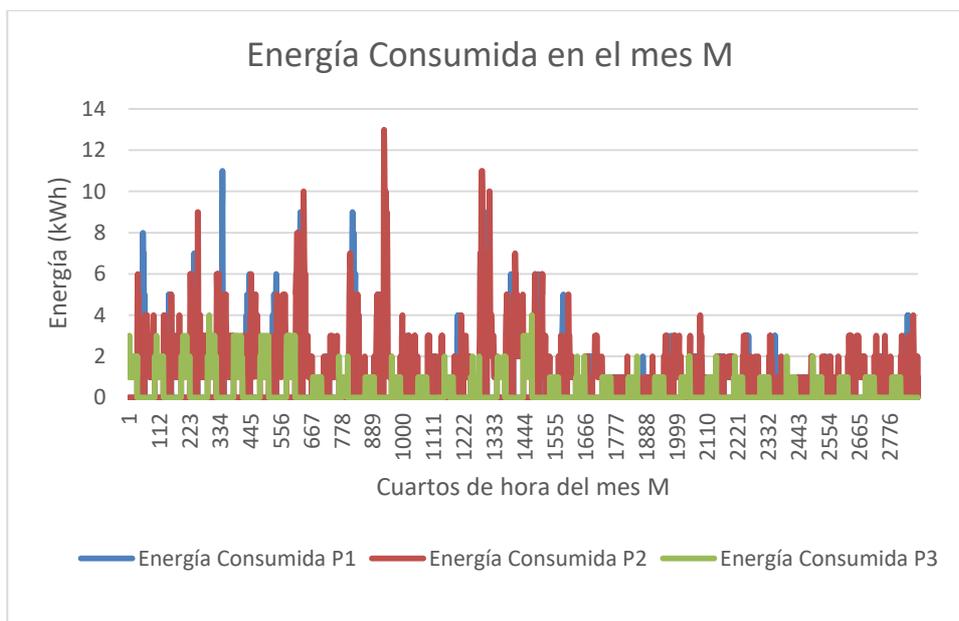


Figure 5-4 Datos de consumo por periodos para tarifa 3.0 en el mes M.

Los precios de la energía en €/kWh para las tarifas 3.0 son:

Table 5-2 Precio de energía por periodos (€/kWh).

P1	P2	P3
0,018762	0,012575	0,00467

Se calculará para un descuento sobre el término de la energía del 0 %.

La energía total consumida en cada periodo en kWh es de:

Table 5-3 Energía consumida por periodos (kWh).

P1	P2	P3
1460	3031	1049

Como resultado de multiplicar el precio por el consumo, el resultado del coste por periodos del término de energía tras impuestos en € es de:

Table 5-4 Coste del término de energía por periodos (€).

P1	P2	P3
34,84	48,48	6,23

```

Command Window
>> [FACTURA]=prueba_energia (ANIO,MES,FRANJA,CUARTO,ENE_C1,ENE_C2,ENE_C3,ENER_C1,ENER_C2,ENER_C3)

ene1 =
    34.8396

ene2 =
    48.4769

ene3 =
     6.2306
    
```

Figure 5-5 Resultados términos de energía por periodos en tarifas 3.0.

Para el término de reactiva de las facturas de distribución, se supondrá de nuevo la tarifa 3.0 con los datos de consumo energético anteriores y de reactiva siguientes:

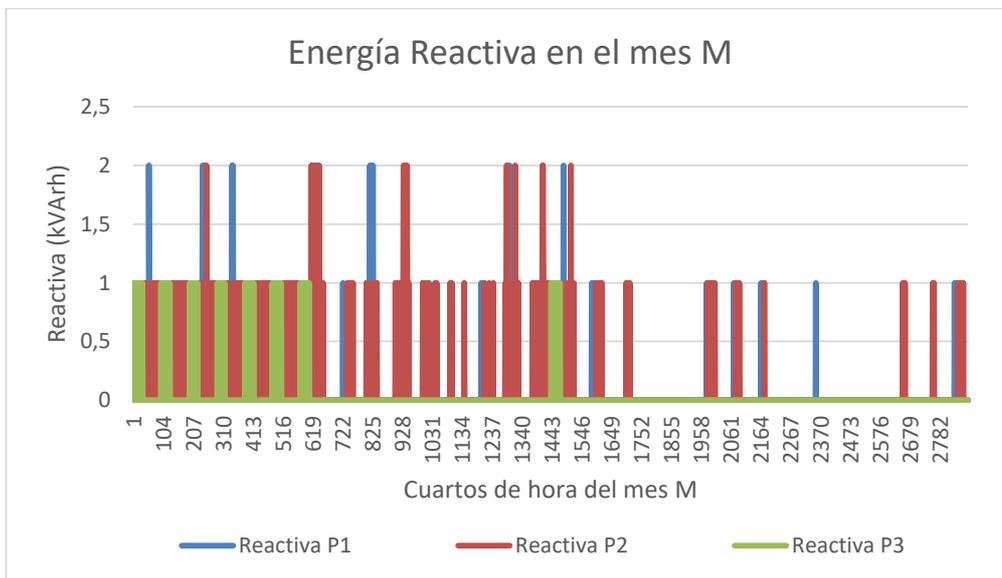


Figure 5-6 Datos de consumo de reactiva por periodos para tarifa 3.0 en el mes M.

Los precios de la energía reactiva penalizable en €/kVArh para las tarifas 3.0 son de:

- Si el coseno de  $\phi$  es menor a 0,8: 0,062232
- Si el coseno de  $\phi$  está entre 0,95 y 0,8: 0,041554

La energía reactiva total consumida en cada periodo en kVArh es de:

Table 5-5 Energía reactiva por periodos (kVArh).

P1	P2	P3
187	337	31

En este caso, el porcentaje de energía reactiva respecto al de energía activa es inferior al 33 %. El término de energía reactiva penalizable para P1 y P2 deberá ser 0 (P3 no repercute sobre el término de reactiva en las tarifas 3.0):

```

Command Window
>> [FACTURA]=prueba_energia (ANIO, MES, FRANJA, CU
ener1 =
    0
ener2 =
    0
    
```

Figure 5-7 Resultados términos de reactiva por periodos en tarifas 3.0.

En el término de potencia de las facturas de distribución, se continúa el ejemplo de la tarifa 3.0 con los siguientes datos de partida para la potencia contratada en kW:

Table 5-6 Potencia contratada por periodos (kW).

P1	P2	P3
44	60	60

Partiendo del consumo anterior, las potencias registradas en kW serán los valores de consumo multiplicados por 4. La potencia máxima para cada periodo en kW es de:

Table 5-7 Potencia máxima registrada en cada periodo (kW).

P1	P2	P3
44	52	16

Como el maxímetro de P1 está entre el 85% y el 105 % de la potencia contratada, se facturará esta potencia medida máxima. En P2 ocurre lo mismo.

Sin embargo, para P3 el maxímetro es el 26,67 % de la potencia contratada para este periodo. Se facturará el 85 % de la contratada, 51 kW.

Las potencias a facturar en kW serán:

Table 5-8 Potencia a facturar (kW).

P1	P2	P3
44	52	51

Los precios del término de potencia para cada periodo en €/kW día son:

Table 5-9 Precio del término de potencia por periodos en tarifas 3.0 (€/kW día).

P1	P2	P3
0,111585986	0,066951589	0,044634397

El periodo es de 30 días, el coste por periodos en € aplicando impuestos es de:

Table 5-10 Coste del término de potencia por periodos (€).

P1	P2	P3
187,34	132,84	86,86

```

Command Window
>> [FACTURA]=prueba_potencia (ANIO,MES,FRANJA, CUARTO,ENE_C1,ENE_C2,ENE_C3);

pot1 =

    187.3373

pot2 =

    132.8391

pot3 =

     86.8564

```

Figure 5-8 Resultados términos de potencia por periodos en tarifas 3.0.

Finalmente, el término de excesos de potencia de las facturas de distribución, solo es aplicable a tarifas 6.1.

Se parte de las siguientes potencias contratadas en kW:

Table 5-11 Potencias contratadas por periodos (kW).

P1	P2	P3	P4	P5	P6
680	680	700	700	700	750

Para el caso del ejemplo, se está simulando un mes de septiembre, por lo que según las tarifas 6.1, el consumo se reparte en los periodos P3, P4 y P6.

Con estos datos de consumo, las potencias máximas registradas en cada periodo en kW son de:

Table 5-12 Potencias máximas registradas por periodos (kW).

P1	P2	P3	P4	P5	P6
0	0	828	544	0	500

Solamente se ha excedido la potencia en el periodo 3. Será el único que tendrá término de exceso de potencia.

A continuación, se evaluará para cuarto de hora la potencia que se ha excedido respecto de la contratada. Esta diferencia se elevará al cuadrado y se almacenará en un vector por periodos para cada cuarto de hora. Finalmente se sumarán los valores por periodos y al resultado se le aplicará la raíz cuadrada. Al tratarse de P3, el término se multiplicará por un factor de corrección de 0,5 (explicado en el apartado 4 del Trabajo). Se acabará multiplicando finalmente por el precio de los excesos (1,4064 €/kW) y los impuestos, resultando el valor de 429,49 €:

```

Command Window
>> clear
>> [FACTURA]=prueba_excesos (ANIO,MES,FRANJA, CUARTO,ENE_C1,ENE_C2,ENE_C3);

excesos =

    429.4910

```

Figure 5-9 Resultados término de excesos de potencia en tarifas 6.1.

Con este paso se han terminado de testear por bloques los algoritmos desarrollados para la simulación de las liquidaciones.

Se acabará este apartado mostrando los resultados que ofrece cada fichero .m descrito en el capítulo 4.

Fichero 1: “FACTURA\_OMIE\_Y\_REE.m” → Resultado de las facturas emitidas por OMIE y REE

Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel “DATOS OMIE Y REE” en MATLAB:



Figure 5-10 Resultados FACTURA\_OMIE\_Y\_REE.m

Fichero 2: “FACTURA\_MEFF.m” → Resultado de las facturas emitidas por MEFF

Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel “DATOS MEFF” en MATLAB:



Figure 5-11 Resultados FACTURA\_MEFF.m.

Fichero 3: “FACTURA\_DIST\_20A.m” → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 2.0A

Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel “DATOS 20A” en MATLAB:

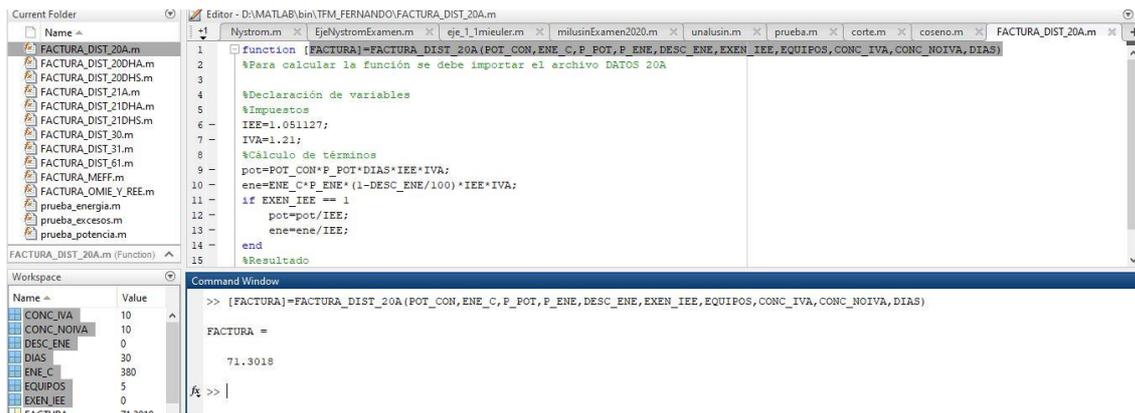


Figure 5-12 Resultados FACTURA\_DIST\_20A.m.

Fichero 4: “FACTURA\_DIST\_20DHA.m” → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 2.0DHA

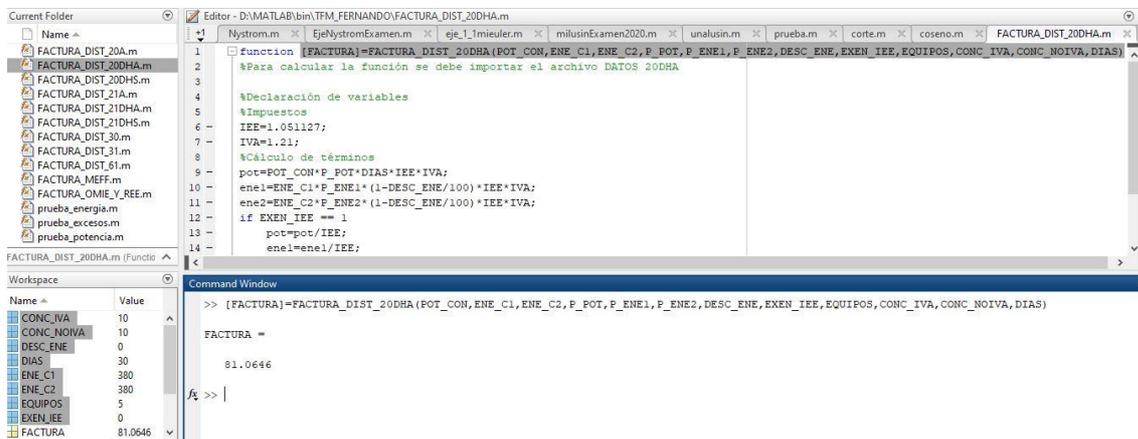


Figure 5-13 Resultados FACTURA\_DIST\_20DHA.m.

Fichero 5: “FACTURA\_DIST\_20DHS.m” → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 2.0DHS

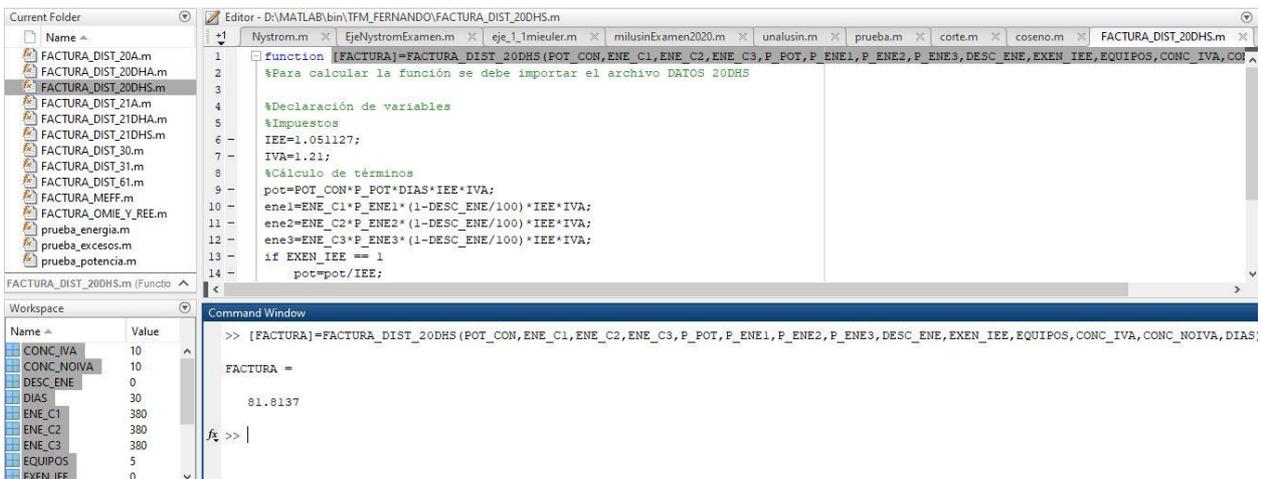


Figure 5-14 Resultados FACTURA\_DIST\_20DHS.m.

Fichero 6: “FACTURA\_DIST\_21A.m” equivalente al fichero 3 de tarifa 2.0 A.

Fichero 7: “FACTURA\_DIST\_21DHA.m” equivalente al fichero 4 de tarifa 2.0 DHA.

Fichero 8: “FACTURA\_DIST\_21DHS.m” equivalente al fichero 5 de tarifa 2.0 DHS.

Fichero 9: “FACTURA\_DIST\_30.m” → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 3.0

Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel “DATOS 30” en MATLAB:

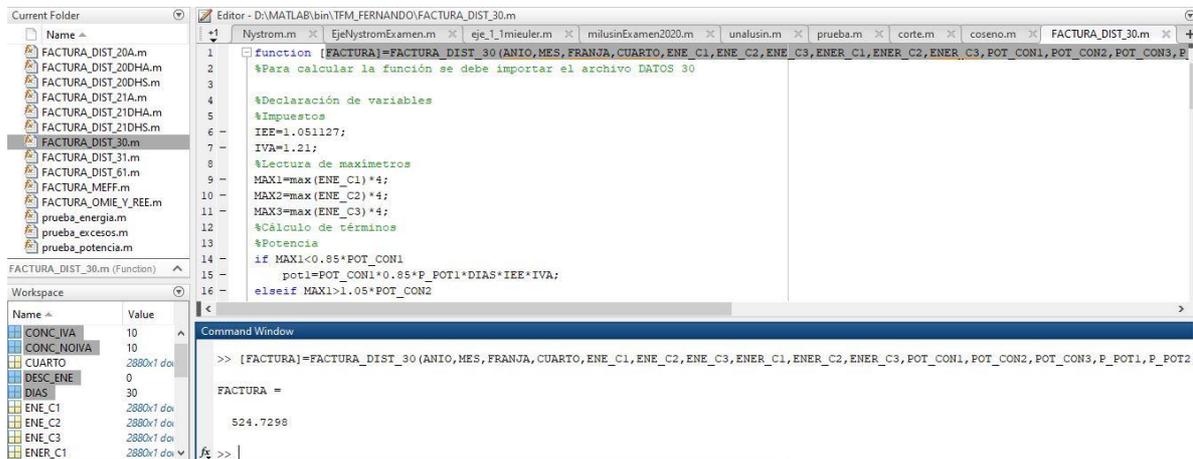


Figure 5-15 Resultados FACTURA\_DIST\_30.m

Fichero 10: “FACTURA\_DIST\_31.m” equivalente al fichero 9 de tarifa 3.0A.

Fichero 11: “FACTURA\_DIST\_61.m” → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 6.1

Variables de entrada importadas de la hoja de datos Excel “DATOS 61” en MATLAB:

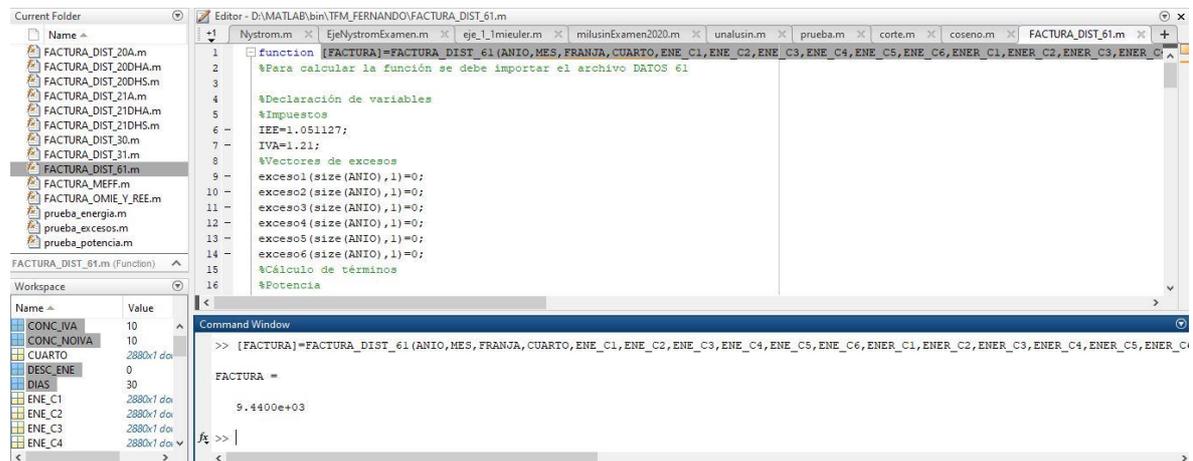


Figure 5-16 Resultados FACTURA\_DIST\_61.m.

## 6 ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE MINIMIZACIÓN DE COSTES

---

*“Si buscas resultados distintos, no hagas siempre lo mismo”.*

*- Albert Einstein -*

Una vez cualquier empresa, ente público o gran consumidor, decide constituirse como sujeto de mercado para la adquisición de energía en el MIBEL, queda poco margen para la mejora de resultados. Principalmente podremos realizar 3 estrategias para la minimización de costes en el mercado.

### 1. Mercados a plazos:

Los mercados a plazos de la electricidad son una serie de mercados en los que, con un rango temporal de días, semanas, meses, trimestres o años de antelación, se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas.

En el largo plazo, cuando son suficientemente líquidos, permiten a los agentes gestionar sus riesgos.

Como ejemplo, cuando un consumidor adquiere la energía sin la presencia de un mercado a plazos, tendrá que acudir al mercado diario a un precio desconocido, con el riesgo de que éste sea superior al que consideró a la hora de realizar la oferta e incurrir en pérdidas.

Sin embargo, si el consumidor contrata la energía que prevé necesitar (o parte de ella) por adelantado y a un precio cerrado, podrá estar seguro a ciencia cierta del gasto que va a suponer la energía para el periodo a contratar.

Es importante tener en cuenta que contratar a plazos no tiene por qué significar precios más bajos que los que resultarían de adquirir la energía en el mercado diario. Efectivamente, contratar a plazos simplemente es una manera de fijar un precio con el que el comprador y el vendedor se encuentran cómodos de cara al futuro. Así, podría suceder que llegado el momento de la entrega, el precio del mercado diario sea superior al pactado en el contrato a plazos. En ese caso, el comprador habrá sacado más ventajas de la contratación que el vendedor, aunque podría haber ocurrido exactamente lo contrario.

Mediante unos correctos análisis de los mercados a plazos, se pueden aprovechar oportunidades en las que el consumidor prevea que el mercado diario vaya a ser superior que el actual precio a futuro y cerrar un porcentaje de su consumo, a modo de cobertura que le evite un exceso de gasto en el mercado diario.

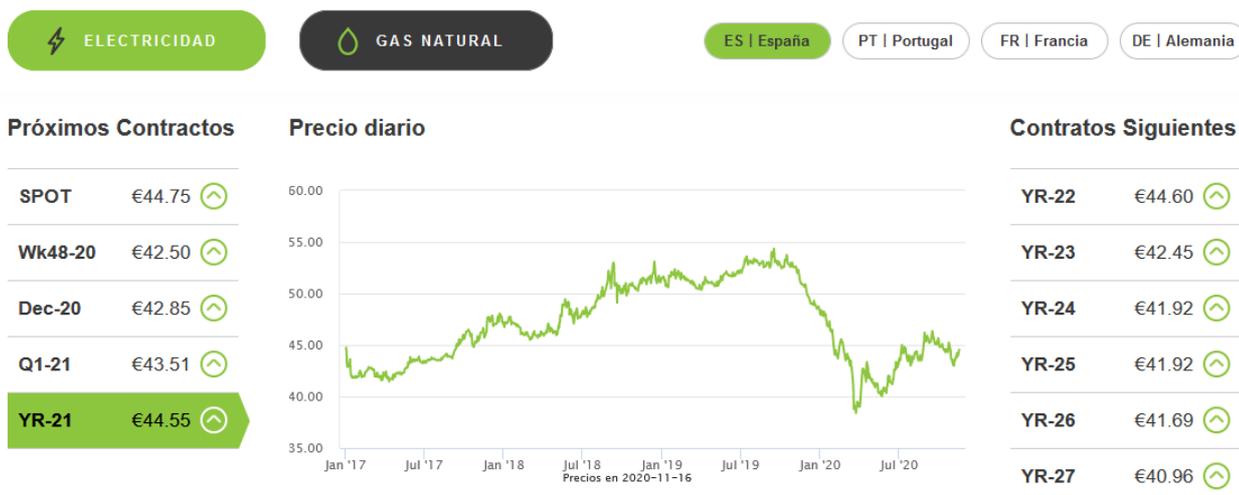


Figure 6-1 Imagen evolución precio futuro año 2021, fuente OMIP.

El mercado OMIP es un ejemplo de mercado organizado en el que la liquidez es garantizada por un conjunto de instituciones independientes que tienden a reducir los costes de transacción. Los agentes participantes deberán adherirse a las reglas de mercado aprobadas por la entidad que gestiona el mismo.

2. Gestión del consumo (mercado diario):

El precio del mercado diario es variable para cada hora del día. Si se realiza un estudio de la evolución de los precios, es fácil poder llegar a la conclusión de que las horas más baratas son las que se encuentran en periodos nocturnos de madrugada (franja 2 a franja 7) y que además se produce una bajada de precios en fines de semana y festivos.

Para grandes consumidores esto supone una oportunidad de ahorros en los que cabe valorar otros gastos, como es el de personal por el hecho de desplazar el consumo a horarios nocturnos y festivos.

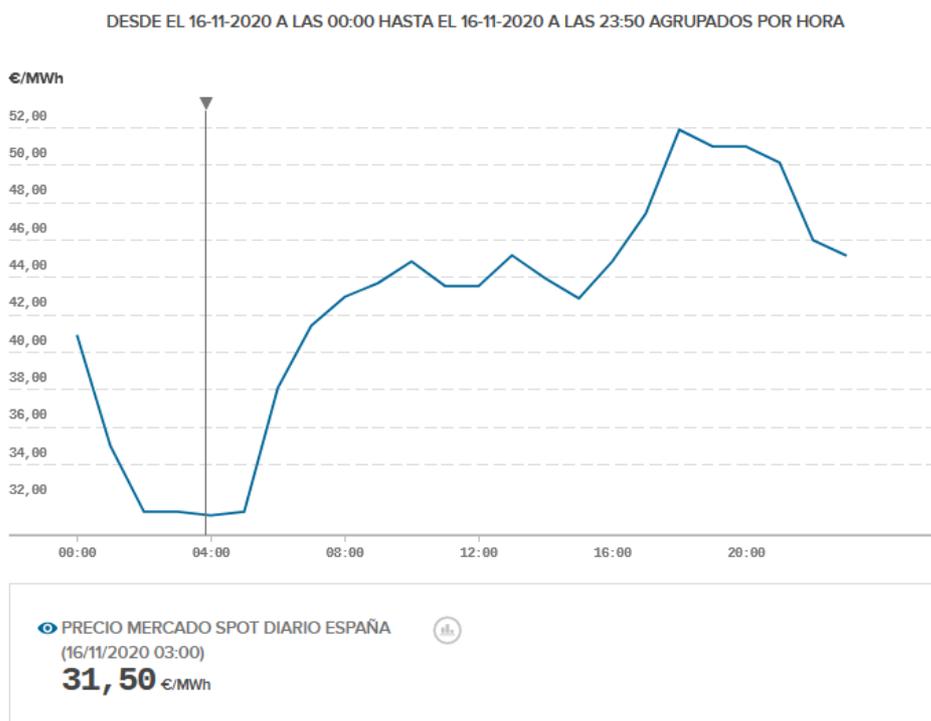


Figure 6-2 Imagen evolución del precio horario 16/11/2020, fuente REE.

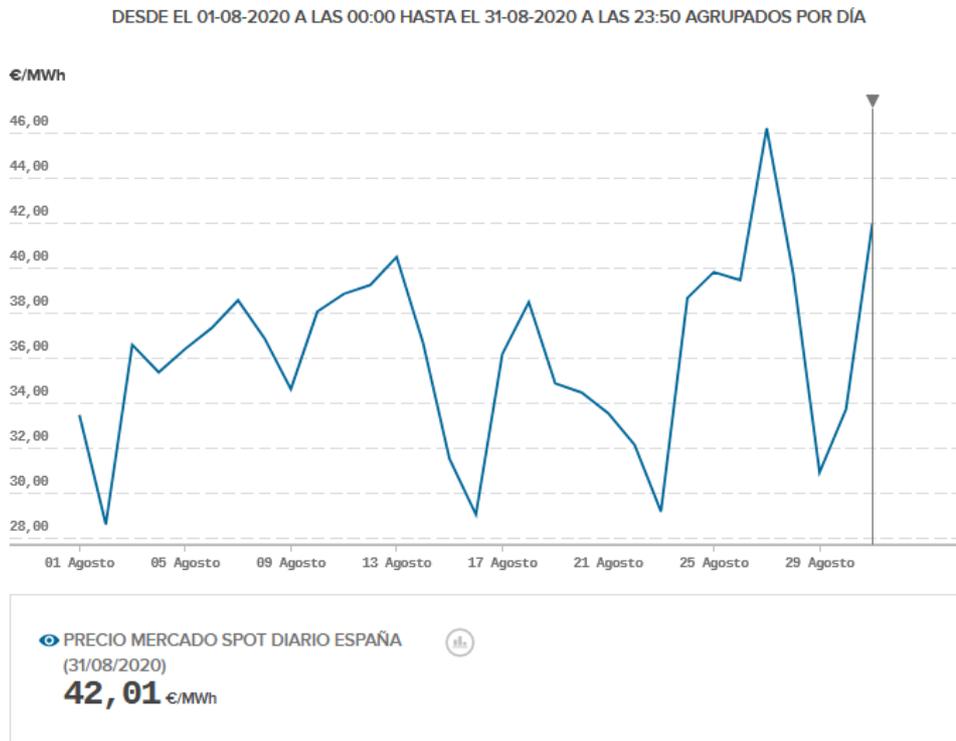


Figure 6-3 Imagen evolución del precio diario agosto 2020, fuente REE.

Hay que tener en cuenta que la penetración de las renovables en el mix energético, está produciendo un aplanamiento de la curva de precios horaria que dificulta el aprovechamiento de esta oportunidad.

### 3. Gestión del consumo (desvíos):

Como describimos en el apartado 3.2.2 del presente Trabajo, el coste de los desvíos es algo con lo que el consumidor tiene que lidiar para mejorar sus resultados en el mercado.

Una correcta gestión de los desvíos mediante previsiones de alto grado de fiabilidad en el consumo, puede resultar en unas compras de energía que minimicen los desvíos y por tanto el extracoste que suponen.

## 7 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

---

*“El fracaso es una gran oportunidad para empezar otra vez con más inteligencia”.*

*- Henry Ford -*

Como conclusión, este Trabajo ha conseguido desarrollar un algoritmo de simulación de facturas para consumidores directos en el MIBEL mediante MATLAB.

Se han desglosado y descrito cada uno de los términos que intervienen en la facturación mediante ejemplos que permitan afianzar estos conceptos.

Con este Trabajo se ha pretendido facilitar a los agentes; administrar, gestionar, interpretar, caracterizar y cuantificar de manera acorde el alto volumen de facturación que supone operar en el mercado.

Por otra parte, también ha permitido que el consumidor conozca la cantidad de dinero que paga en cada periodo, qué es lo que paga y a qué mes de consumo corresponde. Todo ello con una antelación suficiente para poder validar facturas y gestionar los pagos una vez se disponen de los datos de entrada suficientes.

Volviendo al inicio del capítulo 1, el Trabajo ha pretendido poner sobre la mesa los diferentes tipos de facturación a los que se enfrentan los consumidores a la hora de participar del mercado ibérico de la compra y venta de energía eléctrica. Solventando problemas de:

- Volumen de facturación.
- Desconocimiento del resultado del coste energético para cada periodo de facturación.
- Incomprensión de los términos facturados.

Como línea de trabajo futura se puede plantear la réplica del presente Trabajo aplicado al resto de agentes que intervienen en él, para detallar y resolver las diferentes particularidades y problemas que presentan sus facturaciones.

Por otro lado, también puede ser de utilidad y complementario al sistema de simulación descrito, un algoritmo de previsión de variables que anticipe, bajo un cierto grado de fiabilidad, los datos de entrada para la simulación de las facturas con mayor antelación, y poder realizar así un estudio de costes que sirva de apoyo para llevar a cabo estrategias de minimización de los mismos.

## REFERENCIAS

- [1] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO,» 24 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/15/3/dof/spa/pdf>.
- [2] Ministerio de Asuntos Exteriores y de Cooperación, «BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO,» 22 Mayo 2006. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2006/05/22/pdfs/A19208-19212.pdf>.
- [3] E. G. Romera, 2018. [En línea]. Available: [https://www.unex.es/conoce-la-uex/centros/eii/titulaciones/info/asignatura?&id=0816&id\\_asig=501088](https://www.unex.es/conoce-la-uex/centros/eii/titulaciones/info/asignatura?&id=0816&id_asig=501088).
- [4] OMIE, [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/funciones>.
- [5] REE, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>.
- [6] OMIE, [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/como-hacerse-agente#:~:text=Se%20considera%20agente%20del%20mercado,consumidores%20directos%20en%20el%20mercado.>
- [7] Ministerio para la Transición Ecológica, 28 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/o/2019/12/20/tec1258/dof/spa/pdf>.
- [8] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 28 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/o/2019/12/20/tec1258>.
- [9] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 30 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2020/01/30/pdfs/BOE-A-2020-1439.pdf>.
- [10] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 17 Diciembre 2019. [En línea]. Available: [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/BOE-A-2019-18741\\_Comision\\_Nacional\\_Mercados\\_y\\_Competencia.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/BOE-A-2019-18741_Comision_Nacional_Mercados_y_Competencia.pdf).
- [11] Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, 11 Diciembre 2019. [En línea]. Available: [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/BOE-A-2019-18275\\_Ministerio\\_Transicion\\_Ecologica.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/BOE-A-2019-18275_Ministerio_Transicion_Ecologica.pdf).
- [12] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2016 Junio 2019. [En línea]. Available: [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES\\_PROOPE\\_20160601\\_PO\\_14.3\\_14.4\\_Garantias\\_pago\\_%20Liquidacion\\_OS.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_PROOPE_20160601_PO_14.3_14.4_Garantias_pago_%20Liquidacion_OS.pdf).
- [13] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 28 Julio 2008. [En línea]. Available: [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO\\_r\\_esol\\_28jul2008\\_14.7\\_corregido.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_r_esol_28jul2008_14.7_corregido.pdf).
- [14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 18 Septiembre 2020. [En línea].

Available: <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=339>.

- [15] elEconomista.es, [En línea]. Available: <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/10757016/09/20/Las-electricas-rechazan-el-nuevo-sistema-para-la-interrumpibilidad.html>.
- [16] Ministerio para la Transición Ecológica, 6 Marzo 2019. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2019/03/12/pdfs/BOE-A-2019-3486.pdf>.
- [17] Ministerio de Industria, Energía y Agenda Digital, 23 Enero 2017. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2017/01/26/pdfs/BOE-A-2017-810.pdf>.
- [18] Ministerio de Energía, Industria y Agenda Digital., 9 Mayo 2018. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2018/05/11/pdfs/BOE-A-2018-6295.pdf>.
- [19] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 1 Junio 2016. [En línea]. Available: [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES\\_PROOPE\\_20160601\\_PO\\_14.3\\_14.4\\_Garantias\\_pago\\_%20Liquidacion\\_OS.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_PROOPE_20160601_PO_14.3_14.4_Garantias_pago_%20Liquidacion_OS.pdf).

# ANEXO A (CÓDIGOS FUENTE)

Fichero 1: “FACTURA\_OMIE\_Y\_REE.m” → Resultado de las facturas emitidas por OMIE y REE.

Comando a escribir en la command window para lanzar el programa:

>>

```
[FACTURA_COMPRA,FACTURA_VENTA,FDR,REMUNERACION_REE]=FACTURA_OMIE_Y_REE
(ANIO,MES,DIA,FRANJA,EC,EA_MD,EA_I1,EA_I2,EA_I3,EA_I4,EA_I5,EA_I6,EV_I1,EV_I2,EV_I3,E
V_I4,EV_I5,EV_I6,P_MD,P_I1,P_I2,P_I3,P_I4,P_I5,P_I6)
```

Programa .m:

```
function
[FACTURA_COMPRA,FACTURA_VENTA,FDR,REMUNERACION_REE]=FACTURA_OMIE_Y_REE(ANIO,M
ES,DIA,FRANJA,EC,EA_MD,EA_I1,EA_I2,EA_I3,EA_I4,EA_I5,EA_I6,EV_I1,EV_I2,EV_I3,
EV_I4,EV_I5,EV_I6,P_MD,P_I1,P_I2,P_I3,P_I4,P_I5,P_I6)
%Para calcular la función se debe importar el archivo DATOS OMIE Y REE

%Declaración de variables
%Impuestos
IEE=1.051127;
IVA=1.21;
%Costes Remuneracion Operadores
COSTE_REE=0.13741;
COSTE_FDR=0.02657;
%Vectores de costes e ingresos por franjas horarias y mercados
COSTESMD(1,1)=0;
COSTESI1(1,1)=0;
COSTESI2(1,1)=0;
COSTESI3(1,1)=0;
COSTESI4(1,1)=0;
COSTESI5(1,1)=0;
COSTESI6(1,1)=0;
INGRESOSI1(1,1)=0;
INGRESOSI2(1,1)=0;
INGRESOSI3(1,1)=0;
INGRESOSI4(1,1)=0;
INGRESOSI5(1,1)=0;
INGRESOSI6(1,1)=0;

%Bucle para el cálculo de costes e ingresos
x=size(ANIO);
y=x(1,1);
for ii=1:1:y
    COSTESMD(ii,1)=EA_MD(ii,1)*P_MD(ii,1);
    COSTESI1(ii,1)=EA_I1(ii,1)*P_I1(ii,1);
    COSTESI2(ii,1)=EA_I2(ii,1)*P_I2(ii,1);
    COSTESI3(ii,1)=EA_I3(ii,1)*P_I3(ii,1);
    COSTESI4(ii,1)=EA_I4(ii,1)*P_I4(ii,1);
    COSTESI5(ii,1)=EA_I5(ii,1)*P_I5(ii,1);
    COSTESI6(ii,1)=EA_I6(ii,1)*P_I6(ii,1);
    INGRESOSI1(ii,1)=EV_I1(ii,1)*P_I1(ii,1);
    INGRESOSI2(ii,1)=EV_I2(ii,1)*P_I2(ii,1);
    INGRESOSI3(ii,1)=EV_I3(ii,1)*P_I3(ii,1);
```

```
    INGRESOSI4(ii,1)=EV_I4(ii,1)*P_I4(ii,1);
    INGRESOSI5(ii,1)=EV_I5(ii,1)*P_I5(ii,1);
    INGRESOSI6(ii,1)=EV_I6(ii,1)*P_I6(ii,1);
end

%Variables de coste e ingreso por mercados
COSTEMD=sum(COSTESMD);
COSTEI1=sum(COSTESI1);
COSTEI2=sum(COSTESI2);
COSTEI3=sum(COSTESI3);
COSTEI4=sum(COSTESI4);
COSTEI5=sum(COSTESI5);
COSTEI6=sum(COSTESI6);
INGRESOI1=sum(INGRESOSI1);
INGRESOI2=sum(INGRESOSI2);
INGRESOI3=sum(INGRESOSI3);
INGRESOI4=sum(INGRESOSI4);
INGRESOI5=sum(INGRESOSI5);
INGRESOI6=sum(INGRESOSI6);

%Energía del PHF
EPHF=sum(EA_MD)+sum(EA_I1)+sum(EA_I2)+sum(EA_I3)+sum(EA_I4)+sum(EA_I5)+sum(EA_I6)-sum(EV_I1)-sum(EV_I2)-sum(EV_I3)-sum(EV_I4)-sum(EV_I5)-sum(EV_I6);

%Resultados
FACTURA_COMPRA=(COSTEMD+COSTEI1+COSTEI2+COSTEI3+COSTEI4+COSTEI5+COSTEI6)*IEE*I
IVA
FACTURA_VENTA=(INGRESOI1+INGRESOI2+INGRESOI3+INGRESOI4+INGRESOI5+INGRESOI6)*I
IVA
FDR=EPHF*COSTE_FDR*IVA
REMUNERACION_REE=(EPHF*COSTE_REE+200)*IVA
end
```

Fichero 2: "FACTURA\_MEFF.m" → Resultado de las facturas emitidas por MEFF.

Comando a escribir en la command window para lanzar el programa:

>>

```
[FACTURA_C1,FACTURA_C2,FACTURA_C3,FACTURA_C4,FACTURA_C5]=FACTURA_MEFF(ANIO,FACTURA,LIQ_C1,LIQ_C2,LIQ_C3,LIQ_C4,LIQ_C5)
```

Programa .m:

```
function
[FACTURA_C1,FACTURA_C2,FACTURA_C3,FACTURA_C4,FACTURA_C5]=FACTURA_MEFF(ANIO,FACTURA,LIQ_C1,LIQ_C2,LIQ_C3,LIQ_C4,LIQ_C5)
%Para calcular la función se debe importar el archivo DATOS MEFF

%Declaración de variables
%Pregunto sobre el mes y año a consultar facturas
a=0;
m=0;
prompt='Introduzca el año de consulta (2019 a 2020): ';
a=input(prompt);
prompt='Introduzca el mes de consulta (1 a 12): ';
m=input(prompt);
%Impuestos
IEE=1.051127;
IVA=1.21;

%Variable de búsqueda de posiciones de vectores
y=a-ANIO(1,1);
x=y*12*2+m*2;

%C1
OP1=x-1;
DC1=x;
if OP1<0
    ADQ_C1='No hay dato';
    SUM_C1=' No hay dato';
else
    ADQ_C1=((LIQ_C1(OP1)-LIQ_C1(DC1))*IEE+LIQ_C1(OP1))*IVA;
    SUM_C1=LIQ_C1(DC1)*IVA;
end
%C2
OP2=OP1-1*2;
DC2=DC1-1*2;
if OP2<0
    ADQ_C2='No hay dato';
    SUM_C2=' No hay dato';
else
    ADQ_C2=((LIQ_C2(OP2)-LIQ_C2(DC2))-(LIQ_C1(OP2)-LIQ_C1(DC2)))*IEE+(LIQ_C2(OP2)-LIQ_C1(OP2))*IVA;
    SUM_C2=(LIQ_C2(DC2)-LIQ_C1(DC2))*IVA;
end
%C3
OP3=OP1-4*2;
DC3=DC1-4*2;
if OP3<0
    ADQ_C3='No hay dato';
    SUM_C3=' No hay dato';
else
    ADQ_C3=((LIQ_C3(OP3)-LIQ_C3(DC3))-(LIQ_C2(OP3)-LIQ_C2(DC3)))*IEE+(LIQ_C3(OP3)-LIQ_C2(OP3))*IVA;
    SUM_C3=(LIQ_C3(DC3)-LIQ_C2(DC3))*IVA;
```

```
end
%C4
OP4=OP1-8*2;
DC4=DC1-8*2;
if OP4<0
    ADQ_C4='No hay dato';
    SUM_C4=' No hay dato';
else
    ADQ_C4=((LIQ_C4(OP4)-LIQ_C4(DC4))-(LIQ_C3(OP4)-
LIQ_C3(DC4)))*IEE+(LIQ_C4(OP4)-LIQ_C3(OP4))*IVA;
    SUM_C4=(LIQ_C4(DC4)-LIQ_C3(DC4))*IVA;
end
%C5
OP5=OP1-11*2;
DC5=DC1-11*2;
if OP5<0
    ADQ_C5='No hay dato';
    SUM_C5=' No hay dato';
else
    ADQ_C5=((LIQ_C5(OP5)-LIQ_C5(DC5))-(LIQ_C4(OP5)-
LIQ_C4(DC5)))*IEE+(LIQ_C5(OP5)-LIQ_C4(OP5))*IVA;
    SUM_C5=(LIQ_C5(DC5)-LIQ_C4(DC5))*IVA;
end
%Presentación de Facturas
FACTURA_C1=[ADQ_C1,SUM_C1]
FACTURA_C2=[ADQ_C2,SUM_C2]
FACTURA_C3=[ADQ_C3,SUM_C3]
FACTURA_C4=[ADQ_C4,SUM_C4]
FACTURA_C5=[ADQ_C5,SUM_C5]
end
```

Fichero 3: "FACTURA\_DIST\_20A.m" → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 2.0A.

Comando a escribir en la command window para lanzar el programa:

>>

```
[FACTURA]=FACTURA_DIST_20A(POT_CON,ENE_C,P_POT,P_ENE,DESC_ENE,EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
```

Programa .m:

```
function
[FACTURA]=FACTURA_DIST_20A(POT_CON,ENE_C,P_POT,P_ENE,DESC_ENE,EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
%Para calcular la función se debe importar el archivo DATOS 20A

%Declaración de variables
%Impuestos
IEE=1.051127;
IVA=1.21;
%Cálculo de términos
pot=POT_CON*P_POT*DIAS*IEE*IVA;
ene=ENE_C*P_ENE*(1-DESC_ENE/100)*IEE*IVA;
if EXEN_IEE == 1
    pot=pot/IEE;
    ene=ene/IEE;
end
%Resultado
FACTURA=pot+ene+(EQUIPOS+CONC_IVA)*IVA+CONC_NOIVA;
end
```

Fichero 4: "FACTURA\_DIST\_20DHA.m" → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 2.0DHA

Comando a escribir en la command window para lanzar el programa:

>>

```
[FACTURA]=FACTURA_DIST_20DHA(POT_CON,ENE_C1,ENE_C2,P_POT,P_ENE1,P_ENE2,DESC_ENE,EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
```

Programa .m:

```
function
[FACTURA]=FACTURA_DIST_20DHA(POT_CON,ENE_C1,ENE_C2,P_POT,P_ENE1,P_ENE2,DESC_ENE,EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
%Para calcular la función se debe importar el archivo DATOS 20DHA

%Declaración de variables
%Impuestos
IEE=1.051127;
IVA=1.21;
%Cálculo de términos
pot=POT_CON*P_POT*DIAS*IEE*IVA;
ene1=ENE_C1*P_ENE1*(1-DESC_ENE/100)*IEE*IVA;
ene2=ENE_C2*P_ENE2*(1-DESC_ENE/100)*IEE*IVA;
if EXEN_IEE == 1
    pot=pot/IEE;
    ene1=ene1/IEE;
    ene2=ene2/IEE;
end
%Resultado
FACTURA=pot+ene1+ene2+(EQUIPOS+CONC_IVA)*IVA+CONC_NOIVA;
end
```

Fichero 5: “FACTURA\_DIST\_20DHS.m” → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 2.0DHS.

Comando a escribir en la command window para lanzar el programa:

>>

```
[FACTURA]=FACTURA_DIST_20DHS(POT_CON,ENE_C1,ENE_C2,ENE_C3,P_POT,P_ENE1,P_ENE2,P_ENE3,DESC_ENE,EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
```

Programa .m:

```
function
[FACTURA]=FACTURA_DIST_20DHS(POT_CON,ENE_C1,ENE_C2,ENE_C3,P_POT,P_ENE1,P_ENE2,
,P_ENE3,DESC_ENE,EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
%Para calcular la función se debe importar el archivo DATOS 20DHS

%Declaración de variables
%Impuestos
IEE=1.051127;
IVA=1.21;
%Cálculo de términos
pot=POT_CON*P_POT*DIAS*IEE*IVA;
ene1=ENE_C1*P_ENE1*(1-DESC_ENE/100)*IEE*IVA;
ene2=ENE_C2*P_ENE2*(1-DESC_ENE/100)*IEE*IVA;
ene3=ENE_C3*P_ENE3*(1-DESC_ENE/100)*IEE*IVA;
if EXEN_IEE == 1
    pot=pot/IEE;
    ene1=ene1/IEE;
    ene2=ene2/IEE;
    ene3=ene3/IEE;
end
%Resultado
FACTURA=pot+ene1+ene2+ene3+(EQUIPOS+CONC_IVA)*IVA+CONC_NOIVA;
end
```

Fichero 6: “FACTURA\_DIST\_21A.m” equivalente al fichero 3 de tarifa 2.0A.

Fichero 7: “FACTURA\_DIST\_21DHA.m” equivalente al fichero 4 de tarifa 2.0DHA.

Fichero 8: “FACTURA\_DIST\_21DHS.m” equivalente al fichero 5 de tarifa 2.0 DHS.

Fichero 9: "FACTURA\_DIST\_30.m" → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 3.0.

Comando a escribir en la command window para lanzar el programa:

>>

```
[FACTURA]=FACTURA_DIST_30(ANIO,MES,FRANJA,CUARTO,ENE_C1,ENE_C2,ENE_C3,ENER_C1,ENER_C2,ENER_C3,POT_CON1,POT_CON2,POT_CON3,P_POT1,P_POT2,P_POT3,P_ENE1,P_ENE2,P_ENE3,P_ENER080,P_ENER095,DESC_ENE,EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
```

Programa .m:

function

```
[FACTURA]=FACTURA_DIST_30(ANIO,MES,FRANJA,CUARTO,ENE_C1,ENE_C2,ENE_C3,ENER_C1,ENER_C2,ENER_C3,POT_CON1,POT_CON2,POT_CON3,P_POT1,P_POT2,P_POT3,P_ENE1,P_ENE2,P_ENE3,P_ENER080,P_ENER095,DESC_ENE,EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
```

```
%Para calcular la función se debe importar el archivo DATOS 30
```

```
%Declaración de variables
```

```
%Impuestos
```

```
IEE=1.051127;
```

```
IVA=1.21;
```

```
%Lectura de maxímetros
```

```
MAX1=max(ENE_C1)*4;
```

```
MAX2=max(ENE_C2)*4;
```

```
MAX3=max(ENE_C3)*4;
```

```
%Cálculo de términos
```

```
%Potencia
```

```
if MAX1<0.85*POT_CON1
```

```
    pot1=POT_CON1*0.85*P_POT1*DIAS*IEE*IVA;
```

```
elseif MAX1>1.05*POT_CON1
```

```
    pot1=((MAX1-(POT_CON1*1.05))*2)+MAX1)*P_POT1*DIAS*IEE*IVA;
```

```
else
```

```
    pot1=MAX1*P_POT1*DIAS*IEE*IVA;
```

```
end
```

```
if MAX2<0.85*POT_CON2
```

```
    pot2=POT_CON2*0.85*P_POT2*DIAS*IEE*IVA;
```

```
elseif MAX2>1.05*POT_CON2
```

```
    pot2=((MAX2-(POT_CON2*1.05))*2)+MAX2)*P_POT2*DIAS*IEE*IVA;
```

```
else
```

```
    pot2=MAX2*P_POT2*DIAS*IEE*IVA;
```

```
end
```

```
if MAX3<0.85*POT_CON3
```

```
    pot3=POT_CON3*0.85*P_POT3*DIAS*IEE*IVA;
```

```
elseif MAX3>1.05*POT_CON3
```

```
    pot3=((MAX3-(POT_CON3*1.05))*2)+MAX3)*P_POT3*DIAS*IEE*IVA;
```

```
else
```

```
    pot3=MAX2*P_POT3*DIAS*IEE*IVA;
```

```
end
```

```
%Energía
```

```
ene1=sum(ENE_C1)*P_ENE1*(1-DESC_ENE/100)*IEE*IVA;
```

```
ene2=sum(ENE_C2)*P_ENE2*(1-DESC_ENE/100)*IEE*IVA;
```

```
ene3=sum(ENE_C3)*P_ENE3*(1-DESC_ENE/100)*IEE*IVA;
```

```
%Reactiva
```

```
if sum(ENER_C1)-0.33*sum(ENE_C1)<0
```

```
    ener1=0;
```

```
else
```

```
    enerpen1=sum(ENER_C1)-0.33*sum(ENE_C1);
```

```
    x=cos(atan(sum(ENER_C1)/sum(ENE_C1)));
```

```

    if x<0.80
        ener1=enerpen1*P_ENER080*IEE*IVA;
    else
        ener1=enerpen1*P_ENER095*IEE*IVA;
    end
end

if sum(ENER_C2)-0.33*sum(ENE_C2)<0
    ener2=0;
else
    enerpen2=sum(ENER_C2)-0.33*sum(ENE_C2);
    x=cos(atan(sum(ENER_C2)/sum(ENE_C2)));
    if x<0.80
        ener2=enerpen2*P_ENER080*IEE*IVA;
    else
        ener2=enerpen2*P_ENER095*IEE*IVA;
    end
end

if EXEN_IEE == 1
    pot1=pot1/IEE;
    pot2=pot2/IEE;
    pot3=pot3/IEE;
    ene1=ene1/IEE;
    ene2=ene2/IEE;
    ene3=ene3/IEE;
    ener1=ener1/IEE;
    ener2=ener2/IEE;
end
%Resultado
FACTURA=pot1+pot2+pot3+ene1+ene2+ene3+ener1+ener2+(EQUIPOS+CONC_IVA)*IVA+CONC
_NOIVA;
end

```

Fichero 10: “FACTURA\_DIST\_31.m” equivalente al fichero 9 de tarifa 3.0A.

Fichero 11: "FACTURA\_DIST\_61.m" → Resultado de las facturas emitidas por la distribuidora en tarifas 6.1.

Comando a escribir en la command window para lanzar el programa:

>>

```
[FACTURA]=FACTURA_DIST_61(ANIO,MES,FRANJA,CUARTO,ENE_C1,ENE_C2,ENE_C3,ENE_C4,
,ENE_C5,ENE_C6,ENER_C1,ENER_C2,ENER_C3,ENER_C4,ENER_C5,ENER_C6,POT_CON1,POT_CON2,
POT_CON3,POT_CON4,POT_CON5,POT_CON6,P_POT1,P_POT2,P_POT3,P_POT4,P_POT5,P_POT6,
P_ENE1,P_ENE2,P_ENE3,P_ENE4,P_ENE5,P_ENE6,P_EXCESP,P_ENER080,P_ENER095,DESC_ENE,
EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
```

Programa .m:

**function**

```
[FACTURA]=FACTURA_DIST_61(ANIO,MES,FRANJA,CUARTO,ENE_C1,ENE_C2,ENE_C3,ENE_C4,
,ENE_C5,ENE_C6,ENER_C1,ENER_C2,ENER_C3,ENER_C4,ENER_C5,ENER_C6,POT_CON1,POT_CON2,
POT_CON3,POT_CON4,POT_CON5,POT_CON6,P_POT1,P_POT2,P_POT3,P_POT4,P_POT5,P_POT6,
P_ENE1,P_ENE2,P_ENE3,P_ENE4,P_ENE5,P_ENE6,P_EXCESP,P_ENER080,P_ENER095,DESC_ENE,
EXEN_IEE,EQUIPOS,CONC_IVA,CONC_NOIVA,DIAS)
```

%Para calcular la función se debe importar el archivo DATOS 61

%Declaración de variables

%Impuestos

IEE=1.051127;

IVA=1.21;

%Vectores de excesos

exceso1(size(ANIO),1)=0;

exceso2(size(ANIO),1)=0;

exceso3(size(ANIO),1)=0;

exceso4(size(ANIO),1)=0;

exceso5(size(ANIO),1)=0;

exceso6(size(ANIO),1)=0;

%Cálculo de términos

%Potencia

pot1=POT\_CON1\*P\_POT1\*DIAS\*IEE\*IVA;

pot2=POT\_CON2\*P\_POT2\*DIAS\*IEE\*IVA;

pot3=POT\_CON3\*P\_POT3\*DIAS\*IEE\*IVA;

pot4=POT\_CON4\*P\_POT4\*DIAS\*IEE\*IVA;

pot5=POT\_CON5\*P\_POT5\*DIAS\*IEE\*IVA;

pot6=POT\_CON6\*P\_POT6\*DIAS\*IEE\*IVA;

%Energía

ene1=sum(ENE\_C1)\*P\_ENE1\*(1-DESC\_ENE/100)\*IEE\*IVA;

ene2=sum(ENE\_C2)\*P\_ENE2\*(1-DESC\_ENE/100)\*IEE\*IVA;

ene3=sum(ENE\_C3)\*P\_ENE3\*(1-DESC\_ENE/100)\*IEE\*IVA;

ene4=sum(ENE\_C4)\*P\_ENE4\*(1-DESC\_ENE/100)\*IEE\*IVA;

ene5=sum(ENE\_C5)\*P\_ENE5\*(1-DESC\_ENE/100)\*IEE\*IVA;

ene6=sum(ENE\_C6)\*P\_ENE6\*(1-DESC\_ENE/100)\*IEE\*IVA;

%Excesos de potencia

x=size(ANIO);

y=x(1,1);

for ii=1:y

if ENE\_C1(ii,1)\*4>POT\_CON1

exceso1(ii,1)=(ENE\_C1(ii,1)\*4-POT\_CON1)^2;

end

if ENE\_C2(ii,1)\*4>POT\_CON2

exceso2(ii,1)=(ENE\_C2(ii,1)\*4-POT\_CON2)^2;

end

if ENE\_C3(ii,1)\*4>POT\_CON3

exceso3(ii,1)=(ENE\_C3(ii,1)\*4-POT\_CON3)^2;

end

if ENE\_C4(ii,1)\*4>POT\_CON4

exceso4(ii,1)=(ENE\_C4(ii,1)\*4-POT\_CON4)^2;

```

end
if ENE_C5(ii,1)*4>POT_CON5
    exceso5(ii,1)=(ENE_C5(ii,1)*4-POT_CON5)^2;
end
if ENE_C6(ii,1)*4>POT_CON6
    exceso6(ii,1)=(ENE_C6(ii,1)*4-POT_CON6)^2;
end
end
excesos=(sqrt(sum(exceso1))+sqrt(sum(exceso2)))*0.5+(sqrt(sum(exceso3))+sqrt
(sum(exceso4))+sqrt(sum(exceso5)))*0.37+(sqrt(sum(exceso6)))*0.17)*P_EXCESP*I
EE*IIVA;
%Reactiva
if sum(ENER_C1)-0.33*sum(ENE_C1)<0
    ener1=0;
else
    enerpen1=sum(ENER_C1)-0.33*sum(ENE_C1);
    x=cos(atan(sum(ENER_C1)/sum(ENE_C1)));
    if x<0.80
        ener1=enerpen1*P_ENER080*IEE*IIVA;
    else
        ener1=enerpen1*P_ENER095*IEE*IIVA;
    end
end

if sum(ENER_C2)-0.33*sum(ENE_C2)<0
    ener2=0;
else
    enerpen2=sum(ENER_C2)-0.33*sum(ENE_C2);
    x=cos(atan(sum(ENER_C2)/sum(ENE_C2)));
    if x<0.80
        ener2=enerpen2*P_ENER080*IEE*IIVA;
    else
        ener2=enerpen2*P_ENER095*IEE*IIVA;
    end
end

if sum(ENER_C3)-0.33*sum(ENE_C3)<0
    ener3=0;
else
    enerpen3=sum(ENER_C3)-0.33*sum(ENE_C3);
    x=cos(atan(sum(ENER_C3)/sum(ENE_C3)));
    if x<0.80
        ener3=enerpen3*P_ENER080*IEE*IIVA;
    else
        ener3=enerpen3*P_ENER095*IEE*IIVA;
    end
end

if sum(ENER_C4)-0.33*sum(ENE_C4)<0
    ener4=0;
else
    enerpen4=sum(ENER_C4)-0.33*sum(ENE_C4);
    x=cos(atan(sum(ENER_C4)/sum(ENE_C4)));
    if x<0.80
        ener4=enerpen4*P_ENER080*IEE*IIVA;
    else
        ener4=enerpen4*P_ENER095*IEE*IIVA;
    end
end

if sum(ENER_C5)-0.33*sum(ENE_C5)<0

```

```

ener5=0;
else
enerpen5=sum(ENER_C5)-0.33*sum(ENE_C5);
x=cos(atan(sum(ENER_C5)/sum(ENE_C5)));
if x<0.80
ener5=enerpen5*P_ENER080*IEE*IVA;
else
ener5=enerpen5*P_ENER095*IEE*IVA;
end
end

if EXEN_IEE == 1
pot1=pot1/IEE;
pot2=pot2/IEE;
pot3=pot3/IEE;
pot4=pot4/IEE;
pot5=pot5/IEE;
pot6=pot6/IEE;
ene1=ene1/IEE;
ene2=ene2/IEE;
ene3=ene3/IEE;
ene4=ene4/IEE;
ene5=ene5/IEE;
ene6=ene6/IEE;
ener1=ener1/IEE;
ener2=ener2/IEE;
ener3=ener3/IEE;
ener4=ener4/IEE;
ener5=ener5/IEE;
excesos=excesos/IEE;
end
%Resultado
FACTURA=pot1+pot2+pot3+pot4+pot5+pot6+ene1+ene2+ene3+ene4+ene5+ene6+ener1+ener2+ener3+ener4+ener5+excesos+(EQUIPOS+CONC_IVA)*IVA+CONC_NOIVA;
end

```