



industriales
etsii

**Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Estimación a corto plazo de la demanda eléctrica de Consumidores Directos en Mercados: dimensionado de sistemas de almacenamiento en sedes de la UPCT para gestión de balances de energía, así como su evaluación económica.

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Autor: Pedro Manuel Toledo Gil
Director: Dr. Antonio Guillamón Frutos
Codirector: Dra. María del Carmen Ruiz Abellón



**Universidad
Politécnica
de Cartagena**

Cartagena, 11 de diciembre de 2017

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Antonio Guillamón Frutos por todo lo que me ha aportado.

A la Dra. María del Carmen Ruiz Abellón por permitirme trabajar con ella y dedicarme parte de su tiempo.

Al Dr. Antonio Gabaldón Marín por prestarme la ayuda necesaria para completar este proyecto.

A mi familia y amigos, por no dudar nunca de mí y darme aliento cuando las fuerzas escaseaban.

RESUMEN

La liberalización del Sector Eléctrico en numerosos países a principio de la década de los 90 supuso que el 1 de enero de 1998 España siguiera ese camino. Aquí se produce un cambio en el paradigma de esta disciplina y la creación de un nuevo mercado: el Mercado Eléctrico.

Este nuevo panorama permite a una entidad comprar la energía por medio de un intermediario (las distribuidoras) o por cuenta propia adentrándose en una subasta cada día por la compra de energía, lo que se denomina Consumidor Directo.

En este documento se pretende contextualizar esta situación y estudiar si saldría rentable para la Universidad Politécnica de Cartagena, en adelante UPCT, participar en el Mercado Eléctrico como Consumidor Directo.

Además, se plantea un estudio adicional sobre la rentabilidad del uso de baterías como fuentes de balance de energía para reducir el coste final que se paga por la energía así como para otros usos secundarios como son los servicios complementarios.

Índice

Capítulo 1. El Sistema Eléctrico de Energía.....	1
1.1. El producto electricidad	1
1.2. Estructura del Sector	2
1.2.1. Generación	2
1.2.2. Transporte	2
1.2.3. Distribución	3
1.2.4. Comercialización	4
Capítulo 2. Marco liberalizado en España.....	5
2.1. Funcionamiento del Mercado Eléctrico Español	7
2.2. Comercializador libre	14
2.3. Consumidor directo.....	15
2.3.1. Determinación del coste final de la energía para consumidores directos	15
2.3.2. Precio Final Exacto y Precio Final Medio.....	21
2.4. Características y calendario de liquidaciones	25
2.4.1. Liquidación a realizar por el Operador de Mercado.....	25
2.4.2. Liquidación a realizar por el Operador del Sistema.....	26
Capítulo 3. Áreas de estudio	28
3.1. El Campus Alfonso XIII	28
3.1.1. Características del campus	28
3.1.2. Tarifa contratada y costes regulados asociados.....	29
3.1.3. Consumo y facturación eléctrica en 2015 y 2016	33
3.2. El Edificio del CIM.....	36
3.2.1. Características del edificio	36
3.2.2. Tarifa contratada y costes regulados asociados.....	37
3.2.3. Consumo y facturación eléctrica en 2015 y 2016	37
3.3. Residencia Universitaria Alberto Colao	40
3.3.1. Características del edificio	40
3.3.2. Tarifa contratada y costes regulados asociados.....	40
3.3.3. Consumo y facturación eléctrica en 2015 y 2016	43
Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda	46
4.1. Descripción de los datos usados.....	46
4.1.1. Variables dummy	46

ÍNDICE

4.1.2. Separación de los tipos de días.....	47
4.1.3. Modelo Ingenuo 1	48
4.1.4. Modelo Ingenuo 2	48
4.2. Implementación en Matlab.....	48
4.3. Resultados	54
4.4. Conclusiones	67
Capítulo 5. Uso de baterías como método de balance de energía y su evaluación económica.....	69
5.1. Propósito del uso de las baterías	69
5.2. Análisis de rentabilidad del uso de las baterías.....	71
5.3. Conclusiones	88
BIBLIOGRAFÍA	89
ILUSTRACIONES Y TABLAS.....	90
ANEXOS	94

Capítulo 1. El Sistema Eléctrico de Energía

La electricidad se ha convertido hoy en día en los países desarrollados en una forma de energía imprescindible y con infinitud de usos, debido a su gran versatilidad y controlabilidad, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en el punto de consumo.

Es muy difícil de reemplazar en la mayoría de sus usos y aplicaciones, por lo que puede afirmarse que la calidad de vida y el propio funcionamiento de las sociedades desarrolladas dependen de una forma significativa de la disponibilidad de la energía eléctrica. La electricidad se ha convertido en estas sociedades en un bien de consumo esencial.

1.1. El producto electricidad

En principio la energía eléctrica podría considerarse como un bien de consumo que se produce, se transporta, se comercializa y se consume. Pero es fácil advertir que, en todo caso, se trata de un bien de consumo de características muy peculiares. En primer lugar, la electricidad – a diferencia de la mayor parte de otros bienes de consumo- no es almacenable de forma eficiente. La electricidad debe producirse y transportarse en el mismo momento en que es consumida. Esta característica, como se apreciará más adelante, condiciona de forma absoluta la configuración, planificación, operación, organización y gestión de los sistemas de energía eléctrica. También condiciona de forma importante el diseño de los mercados eléctricos, en los países que han optado por liberalizar la producción y la comercialización de este producto tan especial.

Otro aspecto peculiar de la electricidad es que su transporte no se puede dirigir por caminos específicos, sino que la energía eléctrica fluye por las líneas u otras instalaciones de acuerdo a unas leyes concretas de la física- las leyes de Kirchhoff-, al contrario de otros bienes que se transportan por carreteras o tuberías sin ambigüedad alguna respecto al trayecto recorrido. Dichas leyes imponen además una estrecha interdependencia entre las distintas vías de transporte de forma que cualquier perturbación en una línea u equipo de transporte provoca efectos colaterales significativos e inmediatos en los demás caminos alternativos. Por todo ello la electricidad “se inyecta” en la red o “se extrae” de la red en múltiples puntos, pero no es posible establecer una relación bilateral entre lo inyectado en un punto y lo extraído en otro por lo que el concepto de “transporte de red” debe emplearse siempre con precaución. Sólo las redes de gas o de transmisión hidrostática presentan particularidades parecidas.

La enorme utilidad de esta forma de energía ha impulsado la puesta a punto de gigantescos y sofisticados (debido a estas peculiaridades que presenta) sistemas

industriales, orientados a la producción y el consumo de la electricidad: los sistemas de energía eléctrica.

1.2. Estructura del Sector

Los sistemas de energía eléctrica se estructuran en las partes o niveles de generación, transporte y distribución. La interconexión, de esos niveles se realiza en las subestaciones y centros de transformación, donde, además, se localizan los dispositivos de maniobra y protección del sistema. A continuación se describe de forma general cada una de esas partes, incidiendo en los aspectos tecnológicos desde el punto de vista de la ingeniería eléctrica.

1.2.1. Generación

La producción de energía eléctrica tiene lugar en las centrales que, dependiendo del tipo de energía primaria utilizada, son hidráulicas, térmicas, clásicas o térmicas nucleares principalmente. La generación de energía eléctrica se realiza mediante la máquina eléctrica denominada alternador trifásico, con frecuencias de 50 Hz en Europa y 60 Hz en gran parte de América. Las tensiones en terminales (tensiones de línea o entre fases, mientras no se diga lo contrario) de los generadores están entre los 6 y los 25 kV. Las potencias llegan hasta los 1.500 MVA en el caso de las máquinas instaladas en algunas centrales nucleares.

1.2.2. Transporte

Cuando se inició el desarrollo de los sistemas de energía eléctrica, a finales del siglo XIX y principios del XX, era típica la estructura en la que uno o varios generadores se conectaban directamente a una instalación de consumo (estructura típica también hoy día en instalaciones independientes alimentadas por un grupo electrógeno). En la actualidad, dadas las grandes cantidades de energía que se manejan, una estructura de ese tipo presentaría una fiabilidad crítica, ya que una avería en el generador o en la línea que conecta la generación con el consumo deja a éste sin suministro. Se ve que una forma de paliar el problema es la creación de una red interconectada, con un elevado número de nudos y de conexiones entre ellos, a la que se une por una parte un gran número de generadores y por otra un gran número de consumidores. De esta forma el equilibrio entre la generación y el consumo, que debe mantenerse en todo momento, puede conseguirse a pesar de la existencia de pequeñas variaciones que pueden producirse en cualquiera de las partes que entran en juego (variación en la generación, pérdida de alguna línea, variación en la demanda...)

Con el fin de disminuir la sección de los conductores de las líneas de transmisión y las pérdidas por efecto Joule es necesario elevar las tensiones obtenidas en los generadores. En España son valores normalizados para esta función, según el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, 132, 220 y 380 kV. En países de gran extensión se han construido

líneas con tensiones por encima de los valores anteriormente indicados: 500 kV y 756 kV. De esta forma, para una misma potencia a transportar la corriente es menor y, por tanto, se reducen las pérdidas anteriormente citadas. Esta operación de elevación de la tensión se lleva a cabo mediante la máquina eléctrica denominada transformador y tiene lugar en los parques de transformación situados junto a las centrales de producción.

En general la red de transporte cubre distancias superiores a los 300 km. Hoy día, prácticamente todas las líneas de transporte están constituidas por conductores desnudos de aluminio-acero tendidos sobre apoyos metálicos y aislados de ellos mediante aisladores de vidrio, cerámicos o de material sintético.

Desde la red de transporte la tensión se reduce en las subestaciones transformadoras a valores reglamentarios (en España) de 45, 66 ó 132 kV. A estas tensiones de líneas de las denominadas redes de reparto, de subtransporte o de distribución primaria, que rodean a los grandes núcleos urbanos e industriales, de longitudes más reducidas (generalmente no sobrepasan los 100 km para el caso de líneas aéreas).

Aunque la transmisión de energía eléctrica se realiza normalmente en corriente alterna (c.a.) trifásica, se han realizado instalaciones en corriente continua (c.c.). Para ello la energía eléctrica del generador producida en forma de c.a. es convertida en c.c. mediante sistemas electrónicos, denominados rectificadores. Una vez la energía eléctrica en forma de c.c. llega a su destino se convierte nuevamente en c.a.; esta vez mediante sistemas electrónicos denominados inversores, para proceder a su distribución. Esto es necesario por cuanto que la reducción de la tensión (lo mismo que la elevación) ha de hacerse mediante los transformadores cuyo funcionamiento es sólo en c.a. Las operaciones aludidas parecen ser rentables cuando las distancias de transporte superan los 1.000 km en el caso de líneas aéreas; en líneas submarinas o subterráneas el límite está en torno a 100 km.

1.2.3. Distribución

Tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectadas a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

Esta actividad está regulada en los artículos 38 a 42 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía y eléctrica y en los artículos 36 a 42 del Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica.

La actividad de distribución es llevada a cabo por los distribuidores que son aquellas sociedades mercantiles, españolas o de la Unión Europea con establecimiento permanente en España, que tengan como función distribuir la energía eléctrica, así como construir,

Capítulo 1. El Sistema Eléctrico de Energía

mantener y operar las instalaciones de distribución. Asimismo, los distribuidores son los gestores de las redes de distribución que operen.

1.2.4. Comercialización

La actividad de comercialización será desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente.

Según se define en el artículo 6.1.f) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los comercializadores de energía eléctrica son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley.

Esta actividad se encuentra regulada en los artículos 46 y 47 de la [Ley 24/2013, de 26 de diciembre](#), del Sector Eléctrico y en los [artículos 70 a 74 del Real Decreto 1955/2000](#), por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica.

Capítulo 2. Marco liberalizado en España

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico inicia en España el proceso de liberalización del sector eléctrico con el objetivo de redefinir los ámbitos de actuación de los actores implicados (Estado, empresas y consumidores). Esta ley elimina explícitamente la noción de suministro eléctrico como servicio público e introduce mecanismos de libre mercado para gestionar parte de las decisiones que con el antiguo marco (Marco Legal Estable) correspondían al Estado.

El proceso de liberalización de los mercados eléctricos se impulsa en el marco de la Unión Europea. La idea es que a partir de unos principios básicos (liberalización de precios y desregularización de las actividades de generación y consumo), cada país desarrolle su propio proceso de manera que las diferentes experiencias permitan el avance hacia mercados energéticos comunes.

La diferencia ahora radica en que el coste del kilovatio-hora engloba dos componentes, que se obtienen por separado:

- La **componente regulada**: Orientada a cubrir los costes del sistema (transporte y distribución), así como sufragar otros incentivos aún competencia del Estado (incentivos a la disponibilidad, primas al Régimen Especial, incentivos al carbón autóctono, etc.).
- La **componente de mercado**: Obtenida por mecanismos de mercado entre productores y consumidores del mercado mayorista (comercializadoras y consumidores directos) en régimen de competencia.

La [Ley 25/2009, de 22 de diciembre](#) introduce cambios en la Ley 54/1997, del sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2006/123/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a los servicios en el mercado interior. Estos cambios se completan a nivel reglamentario con los contemplados en el [Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero](#), que tiene como objeto adaptar la normativa existente a los nuevos requerimientos contemplados en dicha norma.

La operación de los sistemas de energía eléctrica en un marco de libre competencia consiste, básicamente, en asignar las potencias a generar para satisfacer la demanda según las reglas de un mercado. Aparece así el concepto denominado mercado eléctrico.

Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar en el mercado de producción como vendedores y compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores cualificados de energía eléctrica. El funcionamiento del mercado se basa en dos instrumentos esenciales: la bolsa de la energía y los contratos bilaterales. A esto hay que añadir la solución de las restricciones técnicas y los servicios complementarios.

Capítulo 2. Marco liberizado. El Mercado Eléctrico.

Los productores y consumidores “acuden” a la bolsa de energía enviando sus ofertas de producción y de consumo, consistentes en cantidades de energía y precio para cada hora del día siguiente al que se realiza la sesión del mercado. Una cantidad independiente (en España el Operador del Mercado) determina, mediante un procedimiento preestablecido de casación, el precio de la energía en cada período horario y las ofertas de producción y de demanda aceptadas. Se acaba de describir lo que se conoce habitualmente como mercado diario, que se realiza en una sesión única con un día de antelación. Los ajustes de los desvíos en generación o en demanda que se pueden producir con posterioridad se realizan en otras sesiones, de menor importancia económica, denominadas sesiones del mercado intradiario.

En el horizonte del medio plazo se pueden llevar a cabo contratos bilaterales físicos entre productores y consumidores. Son contratos en los que un productor se compromete a suministrar a un determinado consumidor una cantidad de energía a precio pactado.

Las transacciones energéticas a que dan lugar las casaciones de oferta y demanda han de ser técnicamente factibles. Esta comprobación se lleva a cabo ejecutando en cada periodo de programación un flujo de cargas. Si la asignación de potencias no incurre en la superación de límites técnicos de funcionamiento (sobrecarga de líneas), el resultado del mercado se da como válido; en caso contrario, las restricciones son eliminadas modificando la programación del mercado, de manera que éste sea alterado lo menos posible. La cantidad encargada de esta tarea es el Operador del Sistema. Obsérvese que realiza, por tanto, una tarea de coordinación técnica de todo el sistema eléctrico. En el entorno regulatorio clásico, esa labor de coordinación se basa en los tradicionales procedimientos de minimización de costes de producción, de los que una muestra es el despacho económico, introducido en apartados anteriores; en el entorno competitivo, el punto de partida es el resultado del mercado.

Resueltas las posibles restricciones, el operador del sistema se enfrenta a al problema de determinar en qué proporción debe asignar el coste de las pérdidas a generadores y consumidores, ya que ambos son responsables de las mismas. El problema es complejo y admite diferentes enfoques, ya que las pérdidas en una línea son función cuadrática del flujo de potencia activa a través de la misma. El método más popular consiste en la aplicación de los denominados coeficientes de pérdidas marginales por nudo en la red de transporte, que indican la fracción, en tanto por uno, en que varían las pérdidas del sistema al aumentar en una unidad la generación en cada nudo.

Los servicios complementarios, gestionados por el operador del sistema, están constituidos por los procesos mediante los cuales se resuelven los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda. Agrupan a un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que complementan el mercado de producción:

- El control de la frecuencia y de los flujos de potencia activa entre áreas.
- La reserva de generación.
- El control de tensiones y potencias reactivas.

- El aseguramiento de la estabilidad del sistema.

Todos estos procesos permiten llevar a cabo el control y la operación del sistema eléctrico en tiempo real, gestionando la red de transporte y coordinándola con la generación, de manera que se garanticen en todo momento la continuidad y seguridad del suministro eléctrico.

Para que las transacciones energéticas puedan llevarse a cabo, es necesario que las redes de transporte y distribución sean de libre acceso. Las empresas transportistas y las distribuidoras, propietarias o gestoras de estas redes, están obligadas a facilitar el acceso a sus redes a cualquier usuario, a cambio, claro está, de un peaje sometido a regulación.

De la descripción realizada se desprende que existen dos tipos de actividades. Por una parte aquellas que han de estar sometidas a regulación: el transporte, la distribución y la gestión técnica del sistema (la realizada por el operador del sistema). Y por otra, las actividades competitivas: la generación y la comercialización. Una consideración básica para el correcto funcionamiento de este tipo de explotación es que se requiere que un mismo sujeto no realice simultáneamente actividades reguladas y actividades abiertas a la competencia.

2.1. Funcionamiento del Mercado Eléctrico Español

Los **sujetos** que intervienen en las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica en el marco del mercado liberalizado son los siguientes:

- **Los productores de energía eléctrica**, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, ya sea para su consumo propio o para terceros, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción.
- **El operador del mercado**, sociedad mercantil que tiene las funciones sobre la gestión económica del sistema y la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento del mercado diario y del mercado intradiario de producción de energía eléctrica.
- **El operador del sistema**, sociedad mercantil que tiene las funciones sobre la gestión técnica del sistema y la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.
- **El transportista**, que es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.
- **Los distribuidores**, que son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las

Capítulo 2. Marco liberizado. El Mercado Eléctrico.

instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.

- **Los comercializadores**, que son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional. El Gobierno determinará los comercializadores que asumirán la obligación de suministro de último recurso.
- **Los consumidores**, que son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

El mercado de electricidad en España, al igual que otros mercados, se organiza en una secuencia de mercados en los que generación y demanda intercambian energía para distintos plazos (ver Figura).



Ilustración 1. Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL).

A continuación se incluye la descripción de cada uno de los mercados que intervienen para el despacho de energía eléctrica en un día D.

a) Operador del Mercado

El artículo 33 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, crea la figura del operador del mercado, a quien encomienda el ejercicio de las funciones necesarias para realizar la gestión económica del sistema referida al eficaz desarrollo del mercado de electricidad. Desde 1998 el operador del mercado es responsable de la gestión del sistema de oferta de compra y venta de energía eléctrica con las funciones descritas en dicha Ley, así como de la realización de las liquidaciones y pagos y cobros correspondientes y, por consiguiente, incorporando los resultados de los **mercados diario e intradiarios** de electricidad.

Capítulo 2. Marco liberizado. El Mercado Eléctrico.

Desde el inicio de su actividad, las funciones correspondientes al operador del mercado fueron encomendadas normativamente a la sociedad Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A. (OMEL), que a partir de 30 de junio de 2004, cambió su denominación social por la de Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S. A. (OMEL).

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

b) Operador del Sistema

El operador del sistema tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica. El operador del sistema es REE. Corresponde al operador del sistema la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, así como en materia de liquidación.

La operación del sistema se centra en tres tipos de actuaciones:

- *Gestión de restricciones técnicas.* Permite resolver las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte sobre la programación prevista para el día siguiente, así como las que surjan en tiempo real.
- *Gestión de los servicios complementarios.* Sistema de control de frecuencia-potencia y tensión para garantizar la calidad y seguridad del suministro en todo momento.
- *Gestión de desvíos.* Resuelve, casi en tiempo real, los desajustes entre la oferta y la demanda de electricidad.

c) Mercados a plazo

Los mercados a plazo de electricidad son un conjunto de mercados en los que con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años, etc.).

Los mercados a plazo de electricidad en España son los siguientes:

- El mercado no organizado de contratos bilaterales (conocido como OTC), que incluye el mercado de contratos bilaterales físicos y el mercado financiero.
- Las subastas para el Suministro de Último Recurso.

d) Mercado diario

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

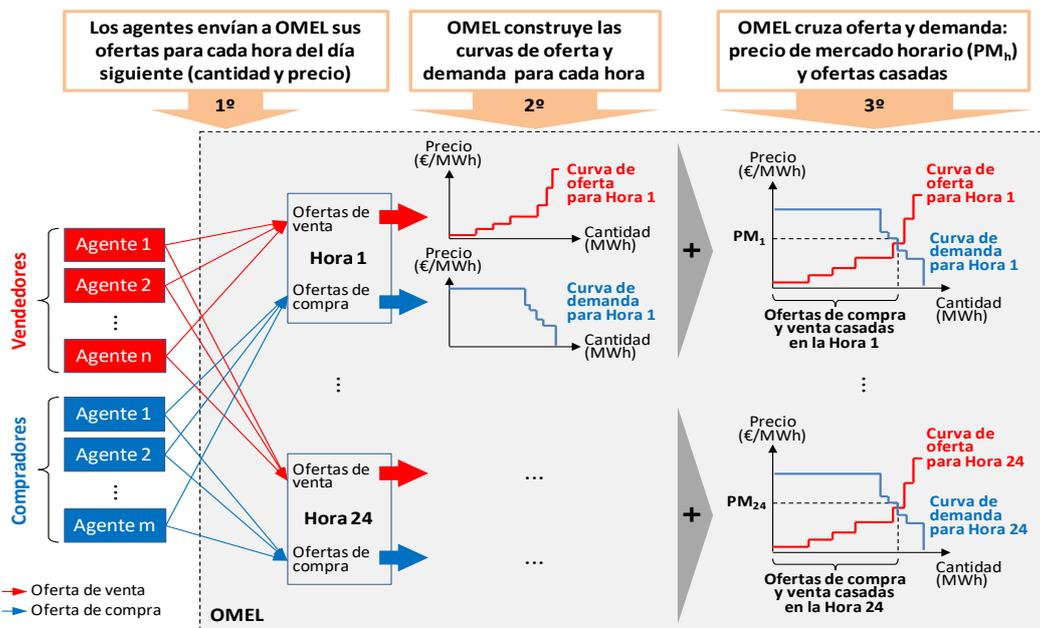


Ilustración 2. Esquema del funcionamiento del mercado diario de OMIE.

➤ *Unidades de oferta*

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

Todas las **unidades de producción** disponibles que no estén afectas a un contrato bilateral físico tienen la obligación de presentar ofertas para el mercado diario. Las unidades menores de 50 MW o las que a la entrada en vigor de la ley 54/97 no estuviesen acogidas al RD 1538/1987 no tendrán que presentar ofertas al mercado diario, pudiendo hacerlo para aquellos periodos de programación que estimen oportunos. Así mismo es potestativo para los productores en régimen especial el declarar al mercado la energía excedentaria, teniendo la alternativa de presentar ofertas al mercado, manteniendo su

Capítulo 2. Marco liberizado. El Mercado Eléctrico.

derecho a las primas establecidas para dicho régimen. También podrán presentar ofertas de venta de energía los agentes comercializadores no residentes autorizados a ello.

Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica son los comercializadores, los consumidores directos y los comercializadores de último recurso. Los compradores podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario, siendo condición necesaria, para ello que figuren inscritos en el Registro Administrativo correspondiente, y que se adhieran a las Reglas de Funcionamiento del Mercado. Se entiende por unidad de adquisición el conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica.

- Los comercializadores de último recurso acuden al mercado para adquirir la electricidad que precisen para suministrar a los consumidores de tarifa regulada.
- Los comercializadores acuden al mercado para adquirir la energía para su venta a los consumidores directos.
- Los consumidores directos pueden adquirir energía directamente en el mercado organizado, a través de un comercializador, suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor o bien permaneciendo temporalmente como consumidor a tarifa regulada.

➤ *Presentación de ofertas*

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

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o incorporar *condiciones complejas* en razón de su contenido. Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción a la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía.

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

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

➤ *Casación de ofertas*

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica (recibidas antes de las 10:00 horas del día D-1), por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que existan ofertas que incorporen condiciones complejas.

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

El *método de casación compleja* obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añaden las condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de oferta casadas cumplen la condición de ingresos mínimos así como de parada programada, siendo esta solución la primera solución final provisional, obtenida considerando una capacidad ilimitada en las interconexiones internacionales.

Mediante un proceso iterativo se obtiene la primera solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional, considerando tanto las ofertas realizadas al mercado diario, como las ejecuciones de contratos bilaterales físicos con afectación expresa a las interconexiones externas al Mercado Ibérico.

Es importante indicar que, si bien las unidades productoras ofertaron a un precio menor que el precio de casación, a todas ellas se les retribuye al mismo precio (es lo que se conoce como *uniform-price auctions*). Igualmente, aunque los consumidores ofertaron a mayor precio, finalmente pagan el kilovatio-hora al precio de casación.

➤ *Elaboración del programa diario base de funcionamiento por el operador del sistema*

Este programa publicado a las 12:00, es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario realizado por el Operador del Mercado, y la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales.

e) Gestión de restricciones técnicas

Una vez las empresas generadoras han realizado sus ofertas al mercado diario (día D-1) y una vez el agente responsable de la gestión económica del sistema resuelve la casación igualando la oferta a la demanda, y teniendo en cuenta los contratos bilaterales físicos, el OS realiza el proceso de análisis de restricciones técnicas de la red de transporte en el que se verifica la viabilidad del programa de generación y consumo resultante utilizando modelos de flujos de red y otros algoritmos que simulan el estado en que quedaría el

sistema eléctrico ante determinados fallos predefinidos en ciertos elementos de la red, como son disparos de grupos generadores, de líneas y/o de transformadores.

En caso de que el programa resultante del mercado diario no sea técnicamente factible (por falta de capacidad en determinadas líneas, por ejemplo, debida a un exceso o déficit de generación en una zona), el OS resuelve las congestiones de la red alterando el programa de generación aplicando criterios técnicos de seguridad, pero también económicos (ofertas a subir y bajar energía enviadas por los generadores al OS).

f) **Gestión de los servicios complementarios**

Los servicios complementarios, ofrecidos por los generadores y gestionados por el OS, tienen como objetivo que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento y que puedan resolverse desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real. Existen tres servicios complementarios básicos:

- **Regulación Primaria.** Su objetivo es la corrección automática (en 30 segundos) de los desequilibrios instantáneos de frecuencia por medio de los reguladores de velocidad y según la propia inercia de las máquinas o instalaciones de generación. Este servicio es obligatorio y no tiene una remuneración adicional.
- **Regulación Secundaria o Banda de Regulación.** Permite al OS disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (deben responder en 30 segundos en caso de contingencia) para resolver desequilibrios significativos entre generación y demanda.
- **Regulación Terciaria.** Es el mecanismo que tiene por objetivo que, en caso de que se haga uso de la banda secundaria por causa de una contingencia, pueda restituirse la reserva de banda.

El Operador del Sistema obtiene antes de las 14:00 el **Programa Diario Viable** mediante la incorporación de las modificaciones necesarias para la resolución de las restricciones técnicas identificadas por criterios de seguridad, en su zona respectiva, y la aplicación del reequilibrio posterior de generación-demanda, en su zona respectiva.

g) **Mercado intradiario**

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

El mercado intradiario se estructura actualmente en seis sesiones. Por cada unidad de producción o adquisición se podrán presentar múltiples ofertas de compra o venta.

➤ *Programación horaria final*

La programación horaria final, puesta a disposición de los sujetos del mercado de producción por el operador del sistema, es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

Los desvíos de generación y consumo que surjan a partir del cierre de la programación horaria final son gestionados por el operador del sistema mediante un procedimiento de gestión de desvíos y la prestación de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria.

h) Gestión de los desvíos

Se denomina de esta forma al mecanismo que utiliza el OS para resolver desequilibrios entre la oferta y la demanda que puedan identificarse unas pocas horas antes del despacho, tras la celebración de cada mercado intradiario.

Durante la operación normal, los agentes de producción de energía eléctrica comunican al OS las previsiones de desvíos originados por distintas causas lo que, junto con las variaciones en la previsión de producción eólica que realiza el OS, y sólo en el caso de que el conjunto de los desvíos previstos durante el periodo entre dos mercados intradiarios superen los 300 MW en media horaria, da lugar a que el OS convoque el mercado de gestión de desvíos.

Este mercado de gestión de desvíos consiste en pedir ofertas a los generadores en el sentido opuesto a los desvíos previstos en el sistema, esto es, si se considera que el sistema está corto con el programa de generación existente, se piden ofertas de mayor producción a los agentes productores para generar más energía (incluyendo al bombeo por reducir su consumo de energía), y en el caso opuesto, cuando en el sistema existe un programa largo de producción respecto a la demanda, y por tanto se considera que sobra energía, se piden ofertas a los generadores por reducir su programa de producción (incluyendo al bombeo por aumentar su consumo de energía).

En tiempo real (dentro de los 15 minutos anteriores al despacho), el OS tiene a su disposición, aparte de los servicios de regulación y de los mecanismos de resolución de restricciones en tiempo real, mecanismos de emergencia por los que podría obligar, en caso de extrema necesidad para el sistema, a determinadas unidades de generación a modificar sus niveles de producción.

2.2. Comercializador libre

Según se define en el artículo 6.1.f) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los comercializadores de energía eléctrica son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a

Capítulo 2. Marco liberizado. El Mercado Eléctrico.

otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley.

Esta actividad se encuentra regulada en los artículos 46 y 47 de la [Ley 24/2013, de 26 de diciembre](#), del Sector Eléctrico y en los [artículos 70 a 74 del Real Decreto 1955/2000](#), por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica.

2.3. Consumidor directo

Tendrán la consideración de consumidores directos en mercado por punto de suministro o instalación aquellos consumidores de energía eléctrica que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado de producción para su propio consumo, y que cumplan las condiciones previstas.

La [Ley 24/2013, de 26 de diciembre](#), del Sector Eléctrico, define a los consumidores directos en mercado en su artículo 6.g), y establece sus derechos y obligaciones en los artículos 44.1.c).2º y 46.3.

La actividad de estos sujetos se encuentra regulada en el capítulo II del título V del [Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre](#), por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

2.3.1. Determinación del coste final de la energía para consumidores directos

El precio final de la energía consumida como Consumidor Directo está formado por tres componentes claramente diferenciadas:

- **Precios regulados:** se trata de precios fijados por el Estado y que además dependen de la tarifa de suministro. En esta componente se incluyen las tarifas de acceso (o peajes), los pagos por capacidad y los coeficientes de pérdidas, que describimos más adelante.
- **Precios no regulados:** esta componente contempla el precio por la energía consumida en mercado libre, y por tanto no viene regulado por el Estado. Incluye el precio de la energía en el Mercado Diario e Intradiario (gestionados por OMIE), costes por contratos bilaterales, costes por desvíos medidos (diferencia entre energía consumida y energía programada) y costes por los servicios de ajuste del sistema. La descripción detallada de esta componente y sus partes se incluye más adelante.

- **Impuestos:** en realidad se trata también de precios regulados, aunque de naturaleza distinta a los anteriores. Esta componente viene dada por el impuesto especial sobre la electricidad y el IVA.



Impuestos

La facturación de la energía eléctrica, está gravada secuencialmente con dos tipos de impuestos: el impuesto especial sobre la electricidad (actualmente el 5'113%) y el impuesto sobre el valor añadido o IVA (actualmente el 21%).

El Impuesto Especial sobre la Electricidad fue creado como nuevo Impuesto Especial de Fabricación por la Ley 66/1997, de 30 de diciembre. La creación del Impuesto sobre la Electricidad tiene como objetivo básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo sobre la facturación de energía eléctrica, en concepto de ayudas a la minería del carbón, que hasta el 31 de diciembre de 1997 ha estado en vigor y que representaba el 4,864 por 100 de la misma. Se trata, por tanto, de un impuesto que, sin ser un tributo afectado, nace vinculado a la asunción por el Estado de un nuevo gasto en relación con el apoyo a dicho sector y a la subsiguiente necesidad de modificar el sistema de financiación de la minería del carbón que, por imperativo Comunitario, pasa a realizarse a través de los recursos presupuestarios.

Para los suministros mediante Comercializador en mercado libre, serán los Comercializadores los sujetos pasivos actuando en calidad de sustituto del contribuyente. Normalmente, el importe de este impuesto viene incluido en el precio kWh pactado entre consumidor y comercializador. Sin embargo, los Consumidores Directos en Mercado serán contribuyentes directos de este impuesto.

La base imponible del impuesto está constituida por el resultado de multiplicar por el factor $[100/(100-4,864)]=1,05113$ el importe total que se habría determinado como base imponible del IVA, excluidas las cuotas del Impuesto sobre la electricidad. Este concepto de base imponible tiene su justificación en la decisión de conseguir una cuota idéntica a la cuantía que se obtenía con el desaparecido recargo que se destinaba a la minería del carbón y que se incluía como un coste más dentro de los costes de diversificación y seguridad del abastecimiento y que representaba el 4,864% del importe facturado sin IVA.

Por tanto, el tipo impositivo de este impuesto es de $1,05113 \times 4,864 = 5'113\%$.

La base del impuesto, comprende, en el caso de los suministros a tarifa, la parte correspondiente a la potencia contratada (kW) y la energía consumida (kWh). Por su parte, en el caso de los suministros a Consumidores Directos, que pueden contratar, de un lado la adquisición de energía eléctrica y, de otro, su transporte y distribución, la contraprestación total satisfecha será el resultado de agregar al importe pagado por la energía suministrada, el peaje satisfecho por la utilización de la red de transporte.

El impuesto sobre el valor añadido (IVA) se aplica a la factura eléctrica una vez repercutido el impuesto especial de electricidad. El IVA es un [impuesto indirecto](#) sobre el

consumo, es decir financiado por el consumidor final. Actualmente, y en el año 2016, este impuesto asciende al 21%.

Precios regulados de la facturación

En esta sección describimos los distintos conceptos que forman la componente regulada de la facturación, dejando para el Capítulo 3 de la Memoria el detalle de los costes que corresponden a la tarifa contratada en el Edificio del Hospital de Marina, la tarifa AT 6.1 de 6 periodos.

- **Tarifas de acceso o peajes**

Es el pago por el uso de las redes del distribuidor, mediante un precio aprobado por el MIEyT. Consta de dos términos: potencia y energía. El primero es fijo y pagamos la potencia que tenemos contratada y en el segundo, que es variable, pagamos por la energía que ha circulado por la red del distribuidor para nuestro consumo.

Los peajes dependen de la tarifa contratada y tienen la característica de ser **menores cuanto mayor sea la tensión de suministro**. Por tanto, al consumidor siempre le interesa conectarse a la tensión más alta posible para minimizar el coste de este concepto. Añadir que esta componente del precio puede suponer alrededor de un 30% de la facturación total, aunque depende del tipo de consumidor.

Los precios de los peajes para cada tarifa de suministro son publicados en el BOE por el MIEyT, al menos con periodicidad anual.

- **Consumo de energía reactiva**

El término de facturación por energía reactiva será de aplicación a cualquier tarifa, para lo cual se deberá disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado, excepto en los casos de la tarifa simple de baja tensión 2.0 A.

Cuando el consumo de energía reactiva supera el 33 % del consumo de energía activa (factor de potencia inferior a 0,95) se facturarán penalizaciones por exceso de consumo de energía reactiva. No se tendrá en cuenta el consumo en el período 3 para las tarifas 3.0A y 3.1A ni el consumo en el período 6 para las tarifas de seis periodos.

La forma de corregir el exceso de consumo de energía reactiva es mediante la instalación de una batería de condensadores, que compensarán automáticamente el consumo.

- **Coefficientes de pérdidas**

Los coeficientes de pérdidas se refieren al porcentaje de pérdida de energía que se produce en el transporte y distribución de la misma. Los coeficientes de pérdidas dependen de la tarifa de suministro, y se utiliza para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa de último recurso y a los consumidores en el mercado en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2017/1997.

Se trata de coeficientes regulados por el Estado y, al igual que los peajes, son **menores cuanto mayor es la tensión de suministro**. Por tanto, lo ideal sería contratar siempre la mayor tensión que permitan las instalaciones.

- **Pagos por capacidad**

Los pagos por capacidad son los precios regulados para garantizar que existe potencia disponible suficiente a medio y largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica en todos los nodos de la red del sistema eléctrico español. Desde el 1 de enero de 2008 sustituyen a su antecesor: la garantía de potencia.

Actualmente, los pagos por capacidad dependen de la tarifa de suministro contratada y del consumo eléctrico, pudiendo variar sustancialmente este concepto de unos consumidores a otros.



Precios no regulados de la facturación

Esta componente de la facturación contempla el precio por la energía consumida en mercado libre, y por tanto no viene regulado por el Estado. Incluye el precio de la energía en el Mercado Diario e Intradía (gestionados por OMIE), costes por contratos bilaterales, costes por desvíos medidos (diferencia entre energía consumida y energía programada) y costes por los servicios de ajuste del sistema.

1) Precio por contratos bilaterales

Se trata de contratos de compra-venta de electricidad que se realizan con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía. Se trata de un mercado con precios no regulados, en el que los agentes compradores (principalmente comercializadores y consumidores finales) y vendedores (principalmente generadores) intercambian bilateralmente contratos diseñados en función de sus necesidades.

Abarca aproximadamente un 45% de la demanda eléctrica nacional. Sin embargo, esta modalidad la utilizan fundamentalmente las comercializadoras libres y de último recurso, siendo prácticamente nula para los Consumidores Directos.

2) Precio de la energía en el Mercado Diario

Recordemos que el precio de la energía en el Mercado Diario, también denominado precio marginal del diario, es el resultado de la casación de ofertas de venta y de compra gestionadas el día anterior al despacho de energía. Se trata pues de una componente de la facturación variable y no regulada. El precio de la energía en el Mercado Diario se determina para cada una de las 24 horas del día como resultado de la casación, valores que están disponibles tanto en la web del operador del sistema (REE) como en la web de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Se trata de la componente con mayor peso (aproximadamente un 60%) dentro de los precios no regulados.

3) Precio de la energía en el Mercado Intradiario

Al igual que en el Mercado Diario, el precio de la energía en el Mercado Intradiario es el resultado de la casación de ofertas de venta y de compra gestionadas en las sesiones celebradas unas horas antes del despacho de energía (sesiones del intradiario), y por tanto son precios variables y no regulados. El precio para cada hora del día y cada sesión del intradiario puede consultarse en la web del operador del sistema y de la CNE. Esta componente ocupa el segundo o tercer puesto, en cuanto al peso que supone, dentro de los precios no regulados.

4) Servicios de ajuste del sistema

En el procedimiento de operación, P.O. 14.4, “*derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*”, publicado por REE, se determinan los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, entre los que se incluyen las restricciones técnicas del PBF, banda de regulación secundaria, restricciones técnicas en tiempo real, restricciones técnicas del intradiario, intercambios internacionales y el saldo de desvíos.

Los costes derivados por cada uno de estos conceptos están publicados en la web de REE. Se trata de precios por kWh consumido y para cada una de las 24 horas del día.

5) Desvíos entre Energía Medida y Energía Programada

El sobrecoste horario originado por la aparición de desvíos en el sistema que han tenido que ser gestionados por el OS (servicios complementarios de secundaria y terciaria y gestión de desvíos) es posteriormente repercutido a los agentes que se hayan comportado en contra de las necesidades del sistema. Si el desvío neto horario del sistema era a subir, significa que había más demanda que producción y por tanto ha sido necesario utilizar más generación o solicitar menor consumo, por lo que el sobrecoste lo pagarán aquellos agentes que hayan producido de menos en esa hora o hayan consumido de más respecto a su programa. En el caso de que el desvío neto horario del sistema sea a bajar, significa que sobra producción respecto a la demanda, por lo que los sobrecostes de los desvíos serán repercutidos a aquellos productores que hayan producido de más y a los consumidores que hayan consumido de menos respecto a su programa horario.

Finalizado el alcance temporal diario de los programas de los agentes, consumidores y generadores, se entra en los procesos de liquidación de sus energías (cobros y pagos) realmente producidas y consumidas, repercutiendo a cada uno los costes de los desvíos en que han incurrido por haber “incumplido” sus respectivos programas de producción y consumo. Así, a aquellos que se han desviado a subir en una determinada hora (generadores que han producido más que su programa y consumidores que han consumido menos que sus programas) se les repercute el coste correspondiente en caso de que ese desvío haya ido en dirección contraria a las necesidades del sistema en dicha hora (los generadores cobran un precio inferior al precio marginal de la hora por su producción adicional, y los consumidores reciben un precio inferior al precio marginal que pagaron en esa hora por su menor consumo), mientras que si su desvío fue en el mismo sentido de las necesidades del sistema, no se les repercute coste alguno (los generadores cobran el marginal y los consumidores reciben el marginal). Razonamiento idéntico es para el caso de desvíos a bajar, en los que productores han generado menos energía que su programa y los consumidores han consumido más que lo establecido en su programa.

- *Precio de desvíos a subir:* Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo.
- *Precio de desvíos a bajar:* Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo.

El precio de los desvíos (subir y bajar) se determina de la siguiente forma. En primer lugar, se calcula el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria.

$$\text{SNSB} = \sum_{u,s} (\text{EPRDS}_{u,s} + \text{EPRDB}_{u,s}) + \sum_u (\text{ETERS}_u + \text{ETERB}_u) + \sum_z (\text{ESECS}_z + \text{ESEC}_z)$$

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVS = \text{mín} (\text{PMD}, \text{PMPRTSB})$$

donde:

PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria.

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVB = \text{máximo} (\text{PMD}, \text{PMPRTSS})$$

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria.

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

Los precios de los desvíos a subir y bajar para cada hora del día vienen publicados en la web pública de REE.

2.3.2. Precio Final Exacto y Precio Final Medio

Recopilando toda la información detallada anteriormente, el importe total de la facturación eléctrica para un Consumidor Directo en Mercado viene dado por los siguientes conceptos:

- **Costes Regulados:**
 - Peajes o tarifas de acceso:
 - Término de potencia
 - Término de energía
 - Pagos por Capacidad

- **Costes No Regulados:**
 - Precio de la energía por contratos bilaterales
 - Precio de la energía en Mercado Diario
 - Precio de la energía en Mercado Intradía
 - Costes por servicios de ajuste del sistema
 - Sobrecostes restricciones técnicas del PBF
 - Sobrecostes banda de regulación secundaria
 - Sobrecostes restricciones técnicas en tiempo real
 - Costes restricciones técnicas del intradía
 - Costes intercambios internacionales
 - Saldo de desvíos
 - Costes por desvíos medidos

- **Impuestos:**
 - Impuesto especial de Electricidad
 - IVA

Además, hay que tener en consideración los **coeficientes de pérdidas** para pasar la energía medida en contador a energía medida en barras de central.

La Disposición Adicional Segunda del RD 1454/2005 establece que la Comisión Nacional de Energía es la encargada de calcular y publicar mensualmente los precios medios finales e índices de precios medios de la energía.

Por ello y para facilitar a los agentes del mercado el criterio de cálculo del **precio medio final de la energía en mercado**, se describe a continuación la fórmula de cálculo del precio medio final de la energía consumida en barras de central para una determinada agregación k de unidades de demanda en la hora h (PFM $_{k,h}$):

$$PFM_{k,h} = PMD_h + \frac{IMM_{ikh} - ENM_{ikh} \times PMD_h}{ENMB_{ck}} + \frac{IMRRTT_{kh} - ENRRTT_{kh} \times PMD_h}{ENMB_{ck}} + \frac{IMSAJ_{kh} - ENSAJ_{kh} \times PMD_h}{ENMB_{ck}} + \frac{IMG_{pkh}}{ENMB_{ck}} + \frac{ENMB_{ck}}{IMINT_{kh}}$$

Capítulo 2. Marco liberizado. El Mercado Eléctrico.

Donde:

PMDh es el precio del mercado diario

ENMIkh es la energía que negocia en los mercados intradiarios

IMMIkh es el importe correspondiente a la energía que negocia en los mercados intradiarios

ENRRTTkh es la suma de las energías que se le programan en su participación el proceso de resolución de restricciones técnicas (caso de bombeo en la agrupación que incluye todas las unidades de adquisición)

IMRRTTkh es el importe que se le repercute para la financiación del proceso de resolución de restricciones técnicas, así como el percibido por su participación en dicho proceso (caso de bombeo en la agrupación que incluye todas las unidades de adquisición).

ENSAJkh es la energía correspondiente a los desvíos producidos por la agregación de demanda considerada, así como a los servicios de ajuste proporcionados (caso de bombeo en la agrupación que incluye todas las unidades de adquisición)

IMSAJkh es el importe correspondiente a los desvíos producidos y los servicios de ajuste proporcionados (caso de bombeo en la agrupación que incluye todas las unidades de adquisición), así como los importes que se le repercute para la financiación de otros servicios de ajuste del sistema, a excepción del mercado de restricciones técnicas (banda de secundaria, reserva de potencia a subir, intercambios de apoyo con precio, saldo cuenta PO 14.6 asociados a desvíos entre sistemas e intercambio sin precio, saldo de desvíos, saldo control de factor de potencia, fallo de unidades de programación genérica)

IMGPkh es el importe que se le repercute para la financiación del servicio de garantía de potencia.

IMINTkh es el importe que se le repercute para la financiación del servicio de interrumpibilidad.

ENMBCkh es la energía que consume medida en barras, cumpliéndose:

$$ENMBCkh = ENMDkh + ENBILkh + ENMIkh + ENSAJkh + ENRRTTkh$$

Donde:

ENMDkh es la energía que negocia en el mercado diario.

ENBILkh es la energía que negocia mediante contratación bilateral.

Los tres grupos de consumidores en el sistema eléctrico peninsular de acuerdo con la Orden ITC/1659/2009 son:

Capítulo 2. Marco liberizado. El Mercado Eléctrico.

- Agregado de todos los consumidores del sistema eléctrico.
- Consumidores suministrados por comercializador del último recurso.
- Consumidores no suministrados por comercializador del último recurso que incluye a los consumidores suministrados por otros comercializadores y a los consumidores directos en el mercado.

El siguiente gráfico muestra el peso relativo que supone cada componente en el precio final medio, donde observamos que destaca con diferencia el precio de la energía comprada en el mercado diario.

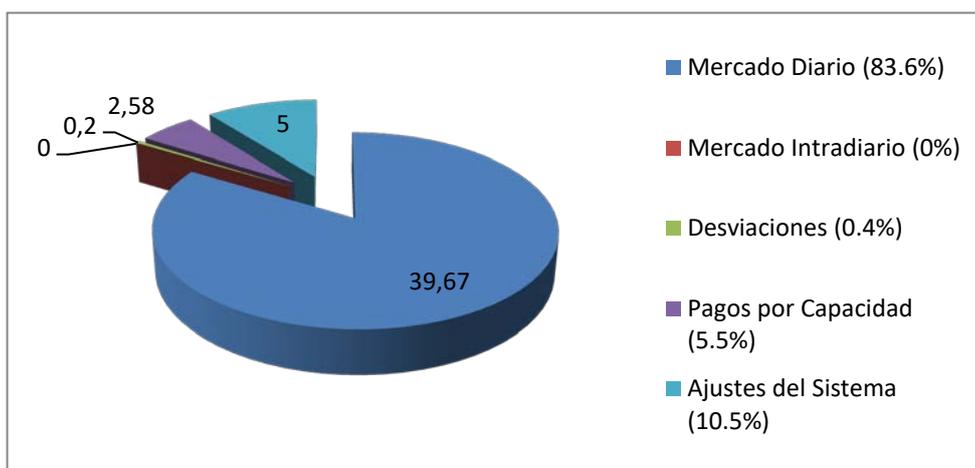


Ilustración 3. Componentes del precio final medio en el año 2016, en Euros/MWh

El precio final medio representa un valor aproximado del coste de la energía eléctrica por kWh para cada grupo de consumidores, siendo sólo una referencia que puede distar en mayor o menor medida del precio final real dependiendo del consumidor. Por la simplicidad en los cálculos, el precio final medio se ha utilizado en algunos trabajos para valorar el coste de un consumidor directamente en el mercado, véase *López Barranquero (2011)*. Sin embargo, no parece haber ningún estudio en el que se calcule de forma adecuada el precio real que pagaría un consumidor directo.

Las siguientes componentes del coste medio final de la energía son iguales para todos los tipos de consumidores porque no dependen de la actuación de los sujetos suministradores en el mercado: coste mercado diario, coste de restricciones técnicas, coste de banda secundaria, coste de otros servicios de ajuste.

Las componentes del mercado intradiario y del coste de desvíos dependen de la actuación en el mercado de los sujetos suministradores y por tanto, son distintos para cada grupo de consumidor. Por otra parte, la componente del pago por capacidad depende de la tarifa de acceso del consumo medido y cuyos precios están establecidos en el BOE.

Precisamente, son los pagos por capacidad y, en mayor medida, los desvíos entre energía consumida y programada, los que pueden marcar mayores diferencias entre el coste real de la facturación y el coste resultante de usar el precio final medio. **Como objetivo de**

este trabajo, nos proponemos comparar el coste real que se pagaría como consumidor directo con el coste que resulta de usar los precios finales medios.

2.4. Características y calendario de liquidaciones

El Consumidor Directo en Mercado recibe las siguientes facturas:

- Una factura diaria de OMIE por la energía adquirida en el mercado diario e intradiario.
- Una factura mensual de REE por el coste de los ajustes del sistema.
- Una factura mensual del Distribuidor por los Peajes.

2.4.1. Liquidación a realizar por el Operador de Mercado

El Operador del Mercado (OMIE), de acuerdo con sus funciones como gestor del sistema de ofertas de compra y venta de energía en el mercado diario, es el encargado de realizar la liquidación de los programas resultantes de los procesos de casación de los **mercados diario e intradiario**.

En la liquidación se practican para cada hora y sesión de mercado diario e intradiario las siguientes anotaciones en cuenta a las unidades, aplicando el precio marginal español o portugués según la zona a la que pertenezca la unidad:

- A cada unidad que ha resultado vendedora se le anota un derecho de cobro calculado como el producto de la energía vendida por el precio marginal.
- A cada unidad que ha resultado compradora se le anota una obligación de pago calculada como el producto de las compras realizadas por el precio marginal.
- En caso de producirse separación de mercados entre España y Portugal, la renta de congestión que se genera debido a la diferencia de precio entre España y Portugal, se asigna al 50% entre los operadores del sistema de ambos países.

La liquidación diaria de cada agente se obtiene como la suma de las anotaciones horarias correspondientes a las ventas y compras realizadas en cada hora de las distintas sesiones.

El operador del mercado, en aplicación de la Disposición adicional tercera del RD 1496/2003 de 28 de noviembre de Reglamento de facturación, **expide diariamente facturas** en nombre y por cuenta de las entidades suministradoras de energía que acuden al mercado y expide una factura por los suministros efectuados a cada adquirente de energía.

En dichas facturas el operador del mercado incluye los correspondientes impuestos: I.V.A. y en el caso de los consumidores directos el impuesto de la electricidad que les corresponde.

2.4.2. Liquidación a realizar por el Operador del Sistema

El Operador del Sistema es el encargado de liquidar los siguientes conceptos:

- Pagos por capacidad.
- Servicios de ajustes del sistema:
 - a) La resolución de restricciones por garantía de suministro.
 - b) La resolución de restricciones técnicas del PBF, del mercado intradiario y en tiempo real.
 - c) La resolución de desvíos generación-consumo.
 - d) Los servicios complementarios de regulación secundaria.
 - e) Los servicios complementarios de regulación terciaria.
- Desvíos entre energía medida y energía programada.
- En su caso, cuota de la moratoria nuclear a la que se refiere el artículo 6.3, párrafo segundo del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.
- Impuesto Especial sobre la Electricidad.
- Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA).

Antes del inicio de cada año natural, se pondrá a disposición de los Sujetos de Liquidación el calendario de pagos para el siguiente año natural. Este calendario detallará las fechas límite de comunicación de los cargos y abonos y las fechas límite de pago de cada liquidación.

Se pondrá a disposición del Sujeto de Liquidación su correspondiente **factura de compra** en la que se hará constar lo siguiente:

- Periodo mensual de liquidación.
- Energía adquirida
- Importe total de las obligaciones de pago.
- Cuota de la moratoria nuclear.
- Cuota soportada del Impuesto sobre la Electricidad.
- Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) soportado.

Junto con las facturas, se pondrá a disposición de los Sujetos de Liquidación la nota de cargo o de abono por el importe neto a pagar o recibir resultante de la factura o facturas

Capítulo 2. Marco liberizado. El Mercado Eléctrico.

correspondientes al mismo día de cobros y pagos. En dicha nota se hará constar lo siguiente:

- Importe a pagar o recibir por el Sujeto de Liquidación por el conjunto de las facturas.

- Identificación de las facturas que comprende la nota de cargo o de abono.

- Fecha y hora límite de pago.

- Cuenta en la que se debe recibir el pago del Sujeto de Liquidación.

Para cada mes M, tendrán lugar los siguientes procesos de liquidación:

- En el mes M, la Liquidación Inicial Provisional Primera.

- En el mes M+1, la Liquidación Inicial Provisional Segunda.

- En el mes M+3, la Liquidación Intermedia Provisional.

- En el mes siguiente al cierre provisional de medidas, la Liquidación Final Provisional.

- En el mes siguiente al cierre definitivo de medidas, la Liquidación Final Definitiva.

Los detalles de las medidas a considerar en cada liquidación, así como la cronología de las distintas anotaciones aparecen detalladas en el Procedimiento de Operación P.O. 14.1 publicado por el Operador del Sistema (REE).

Capítulo 3. Áreas de estudio

En este capítulo se introduce una breve descripción de las instalaciones que componen las diferentes áreas de estudio de nuestro proyecto: Campus Alfonso XIII, Edificio del CIM y Residencia Universitaria Alberto Colao. Estos edificios han sido seleccionados para simular su facturación eléctrica como Consumidor Directo en el Mercado, así como la distribución del consumo eléctrico durante el año 2016. También se detalla la modalidad de la tarifa eléctrica contratada y la facturación correspondiente a dicho año mediante comercializadora libre.

3.1. El Campus Alfonso XIII

3.1.1. Características del campus

Ubicado en la Calle Alfonso XIII, entrada principal de la ciudad de Cartagena, está formado por viejos edificios (algunos de ellos de más de 50 años) que representan la larga historia académica de lo que actualmente es la UPCT. El campus Alfonso XIII lo constituyen diferentes centros:

- Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica.
- Escuela Técnica Superior de Ingeniería Naval y Oceánica.
- Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos y de Ingeniería de Minas.
- Escuela Técnica Superior de Arquitectura y Edificación.
- CRAI Biblioteca Sala 1.

Este conjunto de edificios están comunicados entre sí por un punto de encuentro común en el exterior. En total, hablamos de una superficie superior a los 35.500 metros cuadrados donde se completan las necesidades de los diferentes centros como aulas, oficinas de departamentos, oficinas administrativas, laboratorios y salas de informáticas para unos 1800 estudiantes y 200 profesores.

Se estima que la distribución de consumo energético para cada campus que conforma la Universidad se corresponde de forma aproximada con la proporción siguiente:

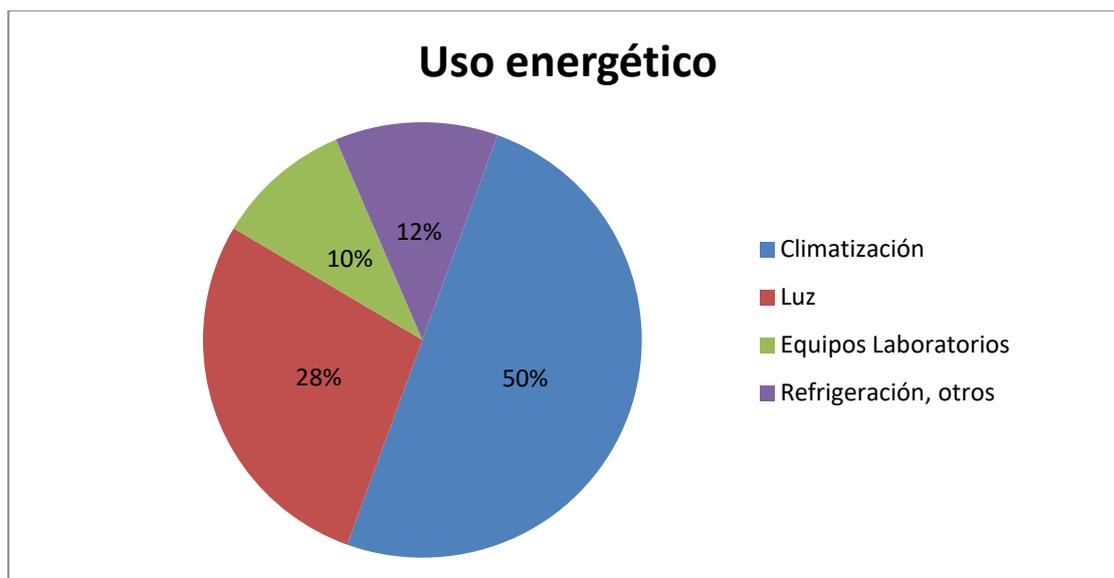


Ilustración 4. Estimación de la proporción de consumo energético en la UPCT.

3.1.2. Tarifa contratada y costes regulados asociados

Las tarifas de acceso aplicables dependen de la tensión de suministro y de la potencia contratada. Las distintas modalidades de tarifa de acceso se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 1. Tarifas acceso para consumidores en mercado eléctrico

NOMBRE TARIFA	RANGO POTENCIA	Nº PERÍODOS HORARIOS	NIVEL DE TENSIÓN
TARIFAS DE BAJA TENSIÓN			
Tarifa 2.0 A	≤ 10 kW	3	≤ 1 kV
Tarifa 2.1 A	≤ 15 kW	3	
Tarifa 3.0 A	> 15 kW	3	≤ 1 kV
TARIFAS DE ALTA TENSIÓN			
Tarifa 3.1 A	≤450 kW	3	≥ 1 kV y < 36 kV
Tarifa 6.1 A	>450 kW	6	≥ 1 kV y < 30kV
Tarifa 6.1 B	>450 kW	6	≥ 30 kV y < 36 kV
Tarifa 6.2	-	6	≥ 36 kV y < 72,5 kV
Tarifa 6.3	-	6	≥ 72,5 Kv y < 138 kV

Capítulo 3. Áreas de estudio.

			145 kV
Tarifa 6.4	-	6	≥ 145 kV
Tarifa 6.5	-	6	Conexiones internacionales

Actualmente, y en el año al que se refiere la presente Memoria (2016), la tarifa de acceso contratada para el Campus de Alfonso XIII es la AT 6.1A de 6 periodos.

A continuación se definen los periodos horarios aplicables a la tarifa de la modalidad de seis periodos establecidos en el *Anexo II de la ORDEN ITC/2794/2007, de 27 septiembre* por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Tabla 2. Tarifa de acceso 6.1A (AT <30 kV y AT >450 kW en algún periodo).

Tarifa							6.X							
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun D<=14	Jun D>=15	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Fin de Semana Festivo
H1 (00-01h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H2 (01-02h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H3 (02-03h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H4 (03-04h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H5 (04-05h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H6 (05-06h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H7 (06-07h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H8 (07-08h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H9 (08-09h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H10 (09-10h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H11 (10-11h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H12 (11-12h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H13 (12-13h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H14 (13-14h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H15 (14-15h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H16 (15-16h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H17 (16-17h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H18 (17-18h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H19 (18-19h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H20 (19-20h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H21 (20-21h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H22 (21-22h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H23 (22-23h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H24 (23-00h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6

Como ya se indicó en el capítulo anterior, los precios regulados son fijados por el Estado y además dependen de la tarifa de suministro. En esta componente se incluyen las tarifas de acceso (o peajes), los pagos por capacidad y los coeficientes de pérdidas.

Los precios han sido fijados por la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre y se actualizan periódicamente.

Los precios de los términos de potencia y términos de energía, activa y reactiva, de las tarifas de acceso están definidas en el “Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016. En particular, para el peaje de acceso 6.1A de alta tensión serán los previstos en el artículo 9 y el anexo

I de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, publicado en el BOE.

- **Tarifas de acceso o peajes**

Es el pago por el uso de las redes del distribuidor, mediante un precio aprobado por el MIEyT y consta de dos términos: potencia y energía.

Para cada uno de los períodos tarifarios se contratará una potencia. La potencia a facturar dependerá de la potencia contratada y de la potencia demandada, existiendo una penalización por exceso de potencia y una penalización por consumo de reactiva. A continuación se detalla la forma de computar el término de potencia y de energía, así como la correspondiente penalización por exceso de potencia en el caso de la tarifa de 6 periodos.

➤ **Cálculo del término de potencia**

La potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada. En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, se procederá además, a la facturación mensual de todos y cada uno de los excesos registrados en cada período, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \times 1,406368 \times A_{ei}$$

donde:

F_{EP} = Facturación por exceso de potencia (€).

K_i = coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del período tarifario i :

Periodo	1	2	3	4	5	6
Ki	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

A_{ei} se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

donde:

Capítulo 3. Áreas de estudio.

P_{dj} = potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i en que se haya sobrepasado la potencia contratada en el período, expresada en kW.

P_{ci} = potencia contratada en el período i , expresada en kW.

➤ Cálculo del término de energía

El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por el contador en cada período tarifario por el precio del término de energía correspondiente, según la siguiente fórmula:

$$FE = \sum_{i=1}^{i=n} E_i t_{ei}$$

donde:

E_i = energía consumida en el período tarifario i , expresada en kWh.

t_{ei} = precio del término de energía del período tarifario i .

El término de facturación de energía activa se facturará mensualmente, incluyendo la energía consumida en el mes correspondiente a cada período tarifario i .

En el caso de la tarifa AT 6.1A los precios para el año 2016 fueron los siguientes:

- Términos de potencia (€/kW y año)

Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
22,474651	8,056099	9,872687	11,969862	14,279130	4,911990

- Términos de energía (€/kWh)

Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
0,012995	0,012837	0,008996	0,010431	0,011206	0,007951

- **Consumo de energía reactiva**

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

- **Coefficientes de pérdidas**

Los coeficientes de pérdidas se refieren al porcentaje de pérdida de energía que se produce en el transporte y distribución de la misma. Los coeficientes de pérdidas dependen de la tarifa de suministro, que para la tarifa AT 6.1^a en el año 2016 (*anexo III de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, para el peaje 6.1.*):

Tensión de suministro	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Mayor de 1kV y no superior a 36 kV	6.8	6.6	6.5	6.3	6.3	5.4

- **Pagos por capacidad**

Los costes, en €/kWh, referentes a pagos por capacidad para el año 2016 fueron los siguientes (*Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016*)

Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
0.006432	0.002969	0.001979	0.001484	0.001484	0

3.1.3. Consumo y facturación eléctrica en 2016

En el año 2016, hasta mayo inclusive, era la comercializadora libre Nexus Energía la que proporcionaba el suministro eléctrico a toda la UPCT. Fue a partir del mes de junio de ese año cuando se cambió a Iberdrola Generación, que sigue actualmente.

Como ya se mencionó anteriormente, la tarifa contratada en el Campus Alfonso XIII es la AT 6.1A, tarifa de alta tensión de 6 periodos.

A continuación se muestran las gráficas de los consumos eléctricos y facturación para el año 2016, destacando la distribución de consumo tanto mensual como diaria y horaria.

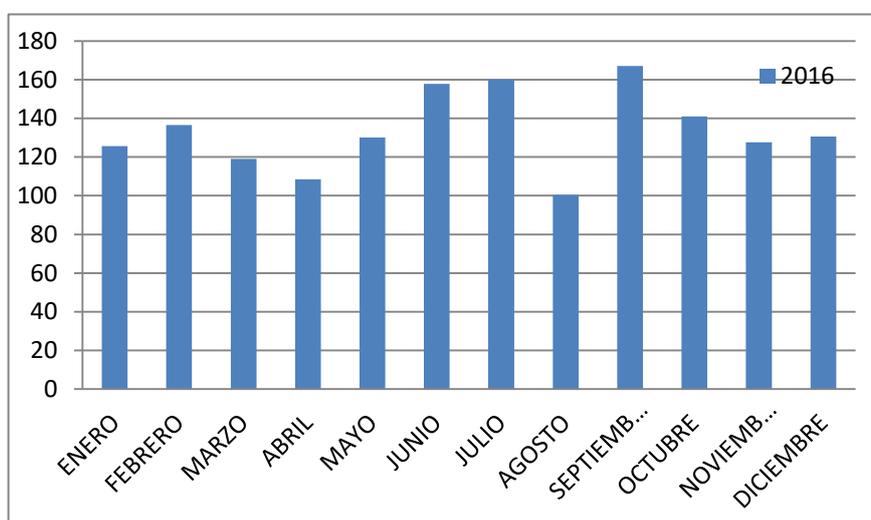


Ilustración 5. Distribución del consumo eléctrico anual (en miles kWh) durante cada mes en el Campus de Alfonso XIII. Año 2016

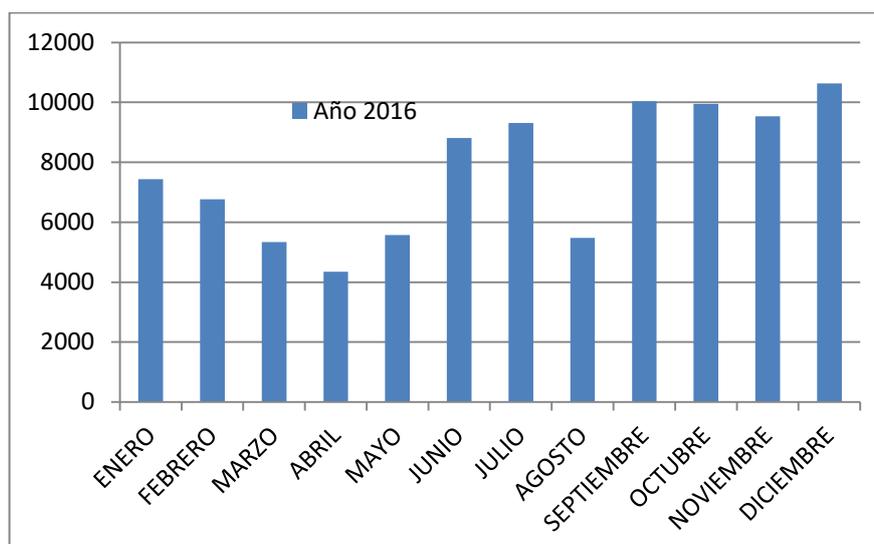


Ilustración 6. Distribución del coste mensual de la electricidad (en € sólo energía referenciada) durante cada mes en el Campus de Alfonso XIII. Año 2016

Capítulo 3. Áreas de estudio.

Podemos observar que hay diferencias significativas según en qué mes nos encontremos. Por ejemplo en los meses en los que las condiciones climáticas con más extremas se hace notable el aumento del consumo, así como se comprueba que en el mes de agosto éste desciende por la escasa actividad.

Además, podemos comprobar cómo varía el consumo eléctrico durante una semana y también durante un día. Como ejemplo, elegimos la semana del 11 al 17 de enero de 2016.

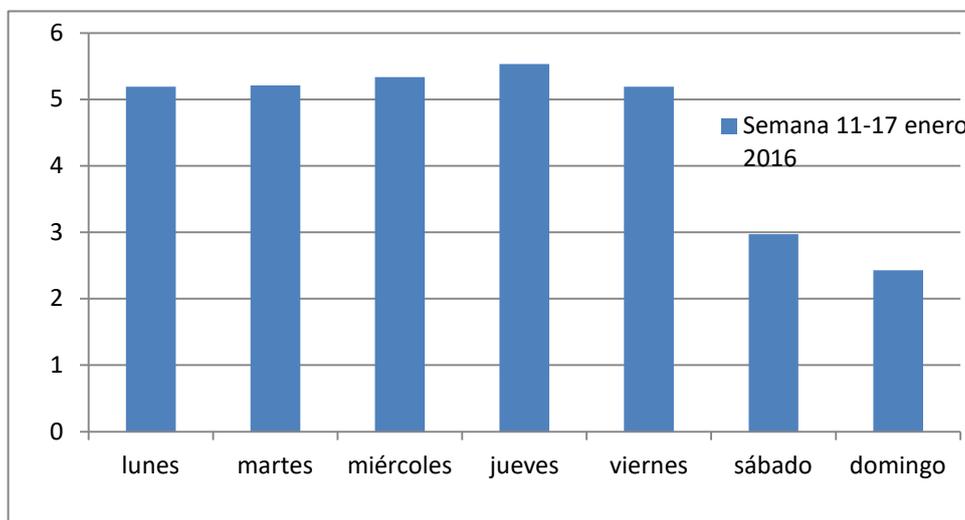


Ilustración 7. Distribución del consumo eléctrico semanal (en miles kWh) por cada día durante una semana de 2016 en el Campus Alfonso XIII

Observamos cómo el consumo se mantiene relativamente constante durante los días lectivos, es decir, de lunes a viernes, mientras que los fines de semana se reduce notablemente.

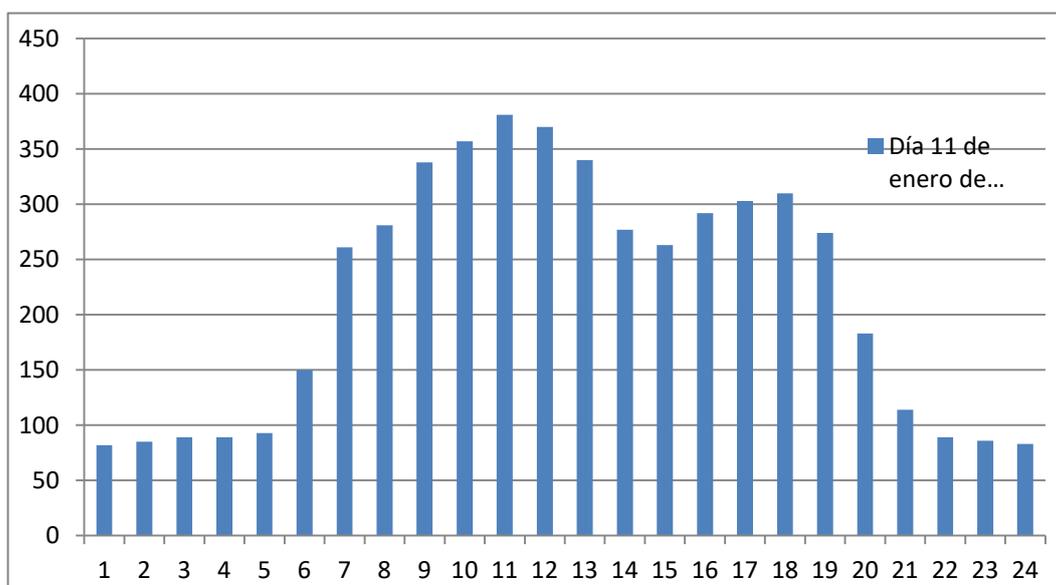


Ilustración 8. Distribución del consumo eléctrico horario (kWh) por cada hora de un día de 2016 en el Campus Alfonso XIII

Capítulo 3. Áreas de estudio.

Se observa cómo existen picos de consumo en las horas de mayor actividad en la universidad, cuando hay carga lectiva y la existencia de valles cuando se cesa la actividad.

3.2. El Edificio del CIM

3.2.1. Características del edificio

Situado junto al Puerto de Cartagena, el antiguo Cuartel de Instrucción de Marinería (CIM) de la ciudad de Cartagena, acoge desde el curso 2009/2010 a la Facultad de Ciencias de la Empresa donde la UPCT completa su oferta de estudios en ingeniería junto al mundo de la empresa. Dichas instalaciones acogen las dependencias del centro en su totalidad, así como algunas instalaciones del nuevo Museo Naval de la ciudad y unas dependencias correspondientes al Servicio de Extensión Universitaria y Cultural de la propia Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT).

Este edificio cuenta con dependencias para los diferentes departamentos, para dirección, las aulas de teoría y práctica, las aulas de informática, secretarías administrativas, delegación de estudiantes y biblioteca. Todo esto para satisfacer la actividad docente e investigadora de los diferentes profesores profesores y las necesidades académicas de los casi 800 estudiantes que forman este centro.



Ilustración 9. Edificio CIM



Ilustración 10. Edificio CIM

3.2.2. Tarifa contratada y costes regulados asociados.

Como en el caso de Alfonso XIII, en el año al que se refiere la presente Memoria (2016), la tarifa de acceso contratada para el CIM es la AT 6.1A de 6 periodos.

Por tanto, los precios para el año 2016 en el CIM son los mismos que para el caso de Alfonso XIII, es decir, se repiten los precios por “Tarifas de acceso o peajes”, “Consumo de energía reactiva”, “Coeficiente de pérdidas” y “Pagos por capacidad”.

3.2.3. Consumo y facturación eléctrica en 2016

Como se mencionó en el caso del Campus de Alfonso XIII, en el año 2016, de enero a mayo se trabajó con la comercializadora libre Nexus Energía y a partir del mes de junio de ese año se cambió a Iberdrola Generación, que sigue actualmente.

De nuevo, la tarifa contratada en el CIM es la AT 6.1A, tarifa de alta tensión de 6 periodos.

A continuación se muestran las gráficas de los consumos eléctricos y facturación para el año 2016, destacando la distribución de consumo tanto mensual como diaria y horaria.

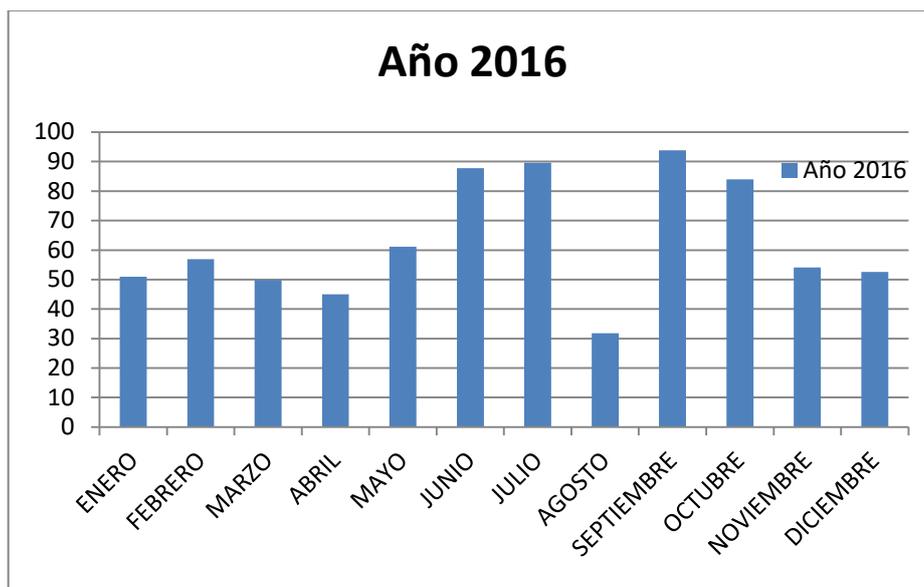


Ilustración 11. Distribución del consumo eléctrico anual (en miles kWh) durante cada mes en el CIM. Año 2016

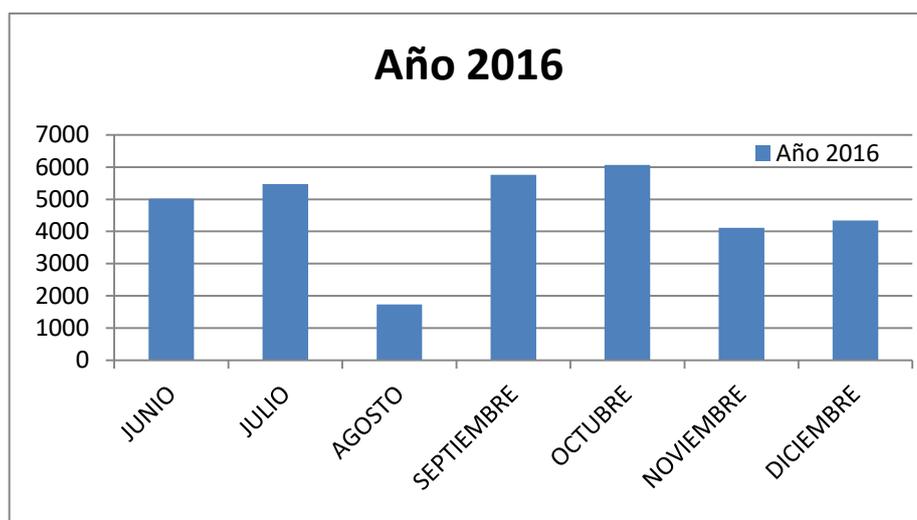


Ilustración 12. Distribución del coste mensual de la electricidad (en € sólo energía referenciada) durante cada mes en el CIM. Año 2016

Podemos observar que hay diferencias significativas con respecto a Alfonso XIII ya que son los meses de junio, julio, septiembre y octubre cuando mayor consumo se refleja.

Además, podemos comprobar cómo varía el consumo eléctrico durante una semana y también durante un día. Como ejemplo, elegimos de nuevo la semana del 11 al 17 de enero de 2016.

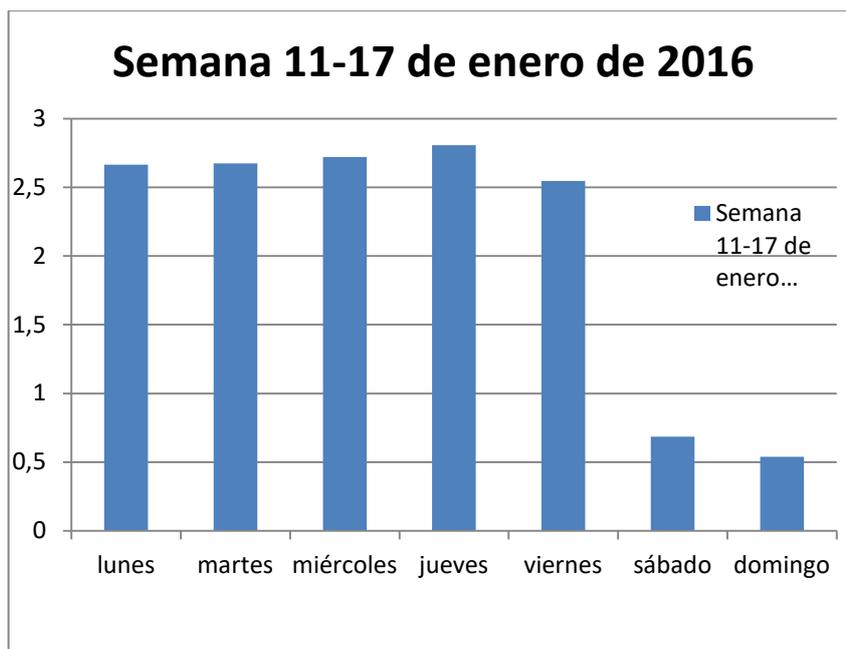


Ilustración 13. Distribución del consumo eléctrico semanal (en miles kWh) por cada día durante una semana de 2016 en el CIM

Observamos cómo el consumo se mantiene relativamente constante durante los días lectivos, es decir, de lunes a viernes, mientras que los fines de semana se reduce notablemente.

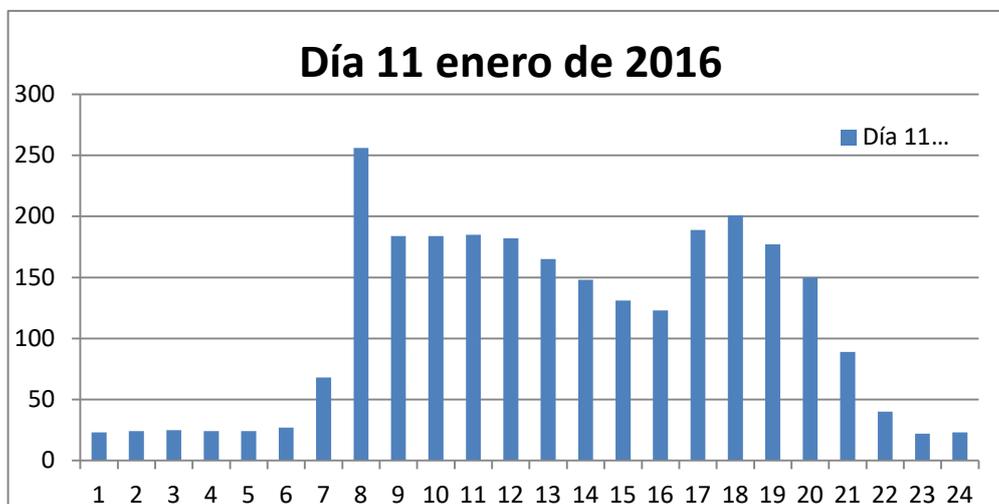


Ilustración 14. Distribución del consumo eléctrico horario (kWh) por cada hora de un día de 2016 en el CIM

Se observa otra vez cómo existen picos de consumo en las horas de mayor actividad en la universidad, cuando hay carga lectiva y la existencia de valles cuando se cesa la actividad.

3.3. Residencia Universitaria Alberto Colao

3.3.1. Características del edificio

Situada tras la emblemática Asamblea Regional, la Residencia Universitaria Alberto Colao acoge a diferentes estudiantes de la UPCT de cualquier rincón de la Región de Murcia e incluso de la diferente geografía nacional y hasta de otros países mediante los programas de movilidad.



Ilustración 15. Residencia Universitaria Alberto Colao

3.3.2. Tarifa contratada y costes regulados asociados

A diferencia de los casos anteriores, la Residencia Universitaria Alberto Colao tiene contratada una Tarifa de acceso AT 3.1A. Es decir, tiene 3 períodos.

Tabla 3. Tarifa de acceso 3.1A (AT <30 kV y AT <450 kW en algún periodo).

TARIFA 3.1	ENERO FEBRERO MARZO NOVIEMBRE DICIEMBRE		ABRIL MAYO JUNIO JULIO AGOSTO SEPTIEMBRE OCTUBRE		FINES DE SEMANA Y FESTIVOS NACIONALES	TARIFA 3.1
	00 a 08	P3				
08 a 09	P2	P2	P2		08 a 09	
09 a 10			P1		09 a 10	
10 a 11			P1		10 a 11	
11 a 12			P1		11 a 12	
12 a 13			P1		12 a 13	
13 a 14			P1		13 a 14	
14 a 15			P1		14 a 15	
15 a 16			P1		15 a 16	
16 a 17	P1	P2	P3		16 a 17	
17 a 18			P3		17 a 18	
18 a 19			P3		18 a 19	
19 a 20			P3		19 a 20	
20 a 21			P3		20 a 21	
21 a 22			P3		21 a 22	
22 a 23			P3		22 a 23	
23 a 24			P3		23 a 24	

Como ya se indicó en el caso de Alfonso XIII, los precios regulados son fijados por el Estado y además dependen de la tarifa de suministro. En esta componente se incluyen las tarifas de acceso (o peajes), los pagos por capacidad y los coeficientes de pérdidas.

- **Tarifas de acceso o peajes**

En el caso de la tarifa AT 3.1A los precios para el año 2016 fueron los siguientes:

- Términos de potencia (€/kW y año)

Período 1	Período 2	Período 3
36,370283	7,253411	5,046692

Capítulo 3. Áreas de estudio.

- Términos de energía (€/kWh)

Período 1	Período 2	Período 3
0,016699	0,011411	0,013268

- Consumo de energía reactiva

Como ya indicamos en los casos anteriores, el término de facturación de energía reactiva será de aplicación a cualquier tarifa y en las condiciones que ya se plantearon anteriormente.

- Coeficientes de pérdidas

Los coeficientes de pérdidas se refieren al porcentaje de pérdida de energía que se produce en el transporte y distribución de la misma. Los coeficientes de pérdidas dependen de la tarifa de suministro, que para la tarifa AT 3.1A en el año 2016 (*Anexo III de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, para el peaje 3.1A.*):

Tensión de suministro	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)		
	Período 1	Período 2	Período 3
Mayor de 1kV y no superior a 36 kV	6.6	6.4	6.6

- Pagos por capacidad

Los costes, en €/kWh, recogidos en el Artículo 4 de la *Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre*, referentes a pagos por capacidad para el año 2016 fueron los siguientes:

Peajes de acceso Alta Tensión	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad		
	Euro/kWh		
	Período 1	Período 2	Período 3
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,006432	0,003463	0,000000

3.3.3. Consumo y facturación eléctrica en 2016

De nuevo, como se mencionó en los casos anteriores, en el año 2016, de enero a mayo se trabajó con la comercializadora libre Nexus Energía y a partir del mes de junio de ese año se cambió a Iberdrola Generación, que sigue actualmente.

En este caso, recordemos, la tarifa contratada en la Residencia es la AT 3.1A, tarifa de alta tensión de 3 periodos. A continuación se muestran las gráficas de los consumos eléctricos y facturación del año 2016.

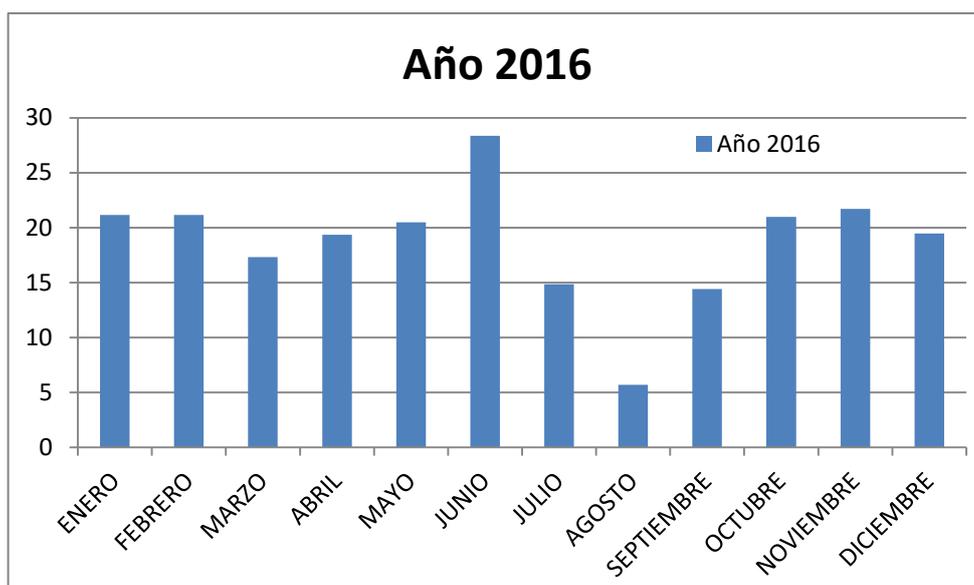


Ilustración 16. Distribución del consumo eléctrico anual (en miles kWh) durante cada mes en la Residencia Alberto Colao. Año 2016

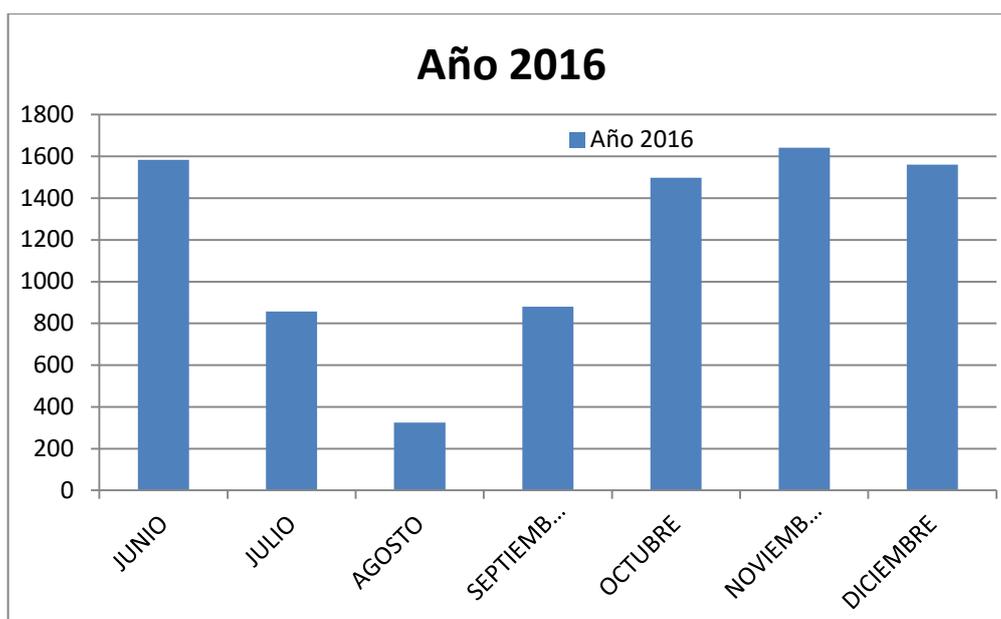


Ilustración 17. Distribución del coste mensual de la electricidad (en €, sólo energía referenciada) durante cada mes en la Residencia Alberto Colao. Año 2016

Capítulo 3. Áreas de estudio.

Podemos observar que hay diferencias incluso más significativas que en el CIM según en qué mes nos encontremos, ya que salvando el mes de junio que aparece un mayor consumo, y agosto que como en anteriores casos la universidad no tiene actividad, se consigue un consumo mucho más homogéneo, ya que la actividad del edificio es prácticamente constante durante todo el año.

Además, podemos comprobar cómo varía el consumo eléctrico durante una semana y también durante un día. Como ejemplo, elegimos de nuevo la semana del 11 al 17 de enero de 2016.

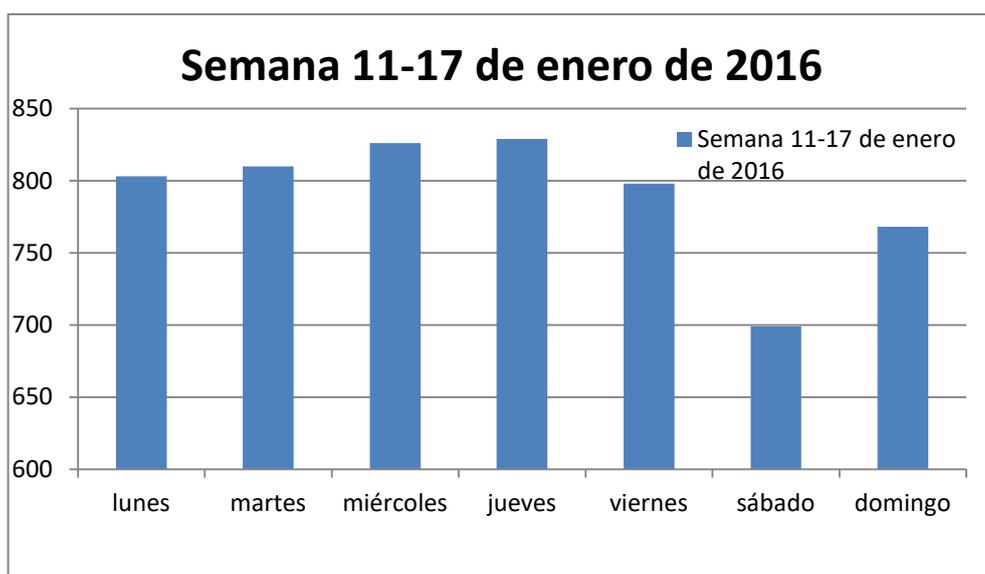


Ilustración 18. Distribución del consumo eléctrico semanal (en miles kWh) por cada día durante una semana de 2016 en la Residencia Alberto Colao

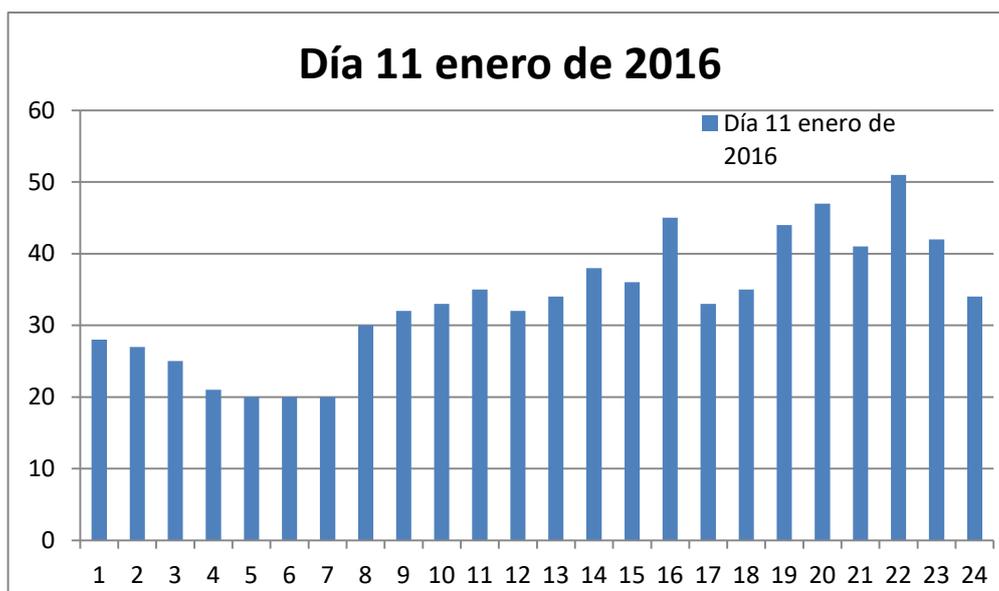


Ilustración 19. Distribución del consumo eléctrico horario (kWh) por cada hora de un día de 2016 en la Residencia Alberto Colao

Capítulo 3. Áreas de estudio.

Observamos, de nuevo, que el consumo se mantiene relativamente constante durante todos los días, salvo el sábado que desciende un poco. Esto es debido a que muchos de los residentes mantienen su estancia incluso los fines de semana.

Se observa, también, que hay diferencias con respecto los anteriores edificios con motivo de la diferente finalidad de los mismos, ya que el consumo se mantiene muy homogéneo, salvando las altas horas de la madrugada cuando desciende notablemente la actividad.

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda

En este capítulo, se describe el modelo predictivo utilizado en el presente proyecto para estimar la demanda eléctrica de las diferentes áreas de estudio, tanto para el año 2015 como el 2016.

Para ello, se ha propuesto utilizar la técnica o modelo predictivo denominada “Métodos Ingenuos”, que son modelos muy sencillos que consisten en considerar como predicción futura de consumo el último registro observado.

Recordemos que en el Mercado Diario (*véase Capítulo 2*), la petición de energía para el día (D) se realiza el día (D-1) de 8 a 10 de la mañana. Por lo tanto, para predecir el consumo de las 24 horas del día (D) usaremos datos históricos reales registrados hasta la hora 23 del día (D-2).

4.1. Descripción de los datos usados

Para la realización de este proyecto hemos contado con los registros de consumo eléctrico horario del Campus Alfonso XIII, Edificio CIM y Residencia Universitaria Alberto Colao (años 2015 y 2016) proporcionados por la empresa comercializadora Nexus Energía e Iberdrola Distribución.

Además, hemos descargado datos referentes al Mercado Eléctrico, tanto de la web de la CNE como de la web pública de REE.

4.1.1. Variables dummy

La distribución del consumo eléctrico depende del día de la semana (lunes, martes, ..., domingo) y de la hora del día (hora 0, hora 1, ..., hora 23). Teniendo en cuenta este aspecto, a continuación se detallan las *variables dummy* que se han introducido:

- Día de la semana (W2-W7)
 - W2=1, si el día de la semana es martes.
 - W2=0, si el día de la semana NO es martes.
 - W7=1, si el día de la semana es domingo.
 - W7=0, si el día de la semana NO es domingo.Por tanto, los lunes tendrán valor cero en todas las variables (W2, W3, W4, W5, W6, W7).

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

- Hora del día (H1-H23)
 - H1=1, si la hora se corresponde con la hora 1.
 - H1=0, en caso contrario
 - H23=1, si la hora se corresponde con la hora 23.
 - H23=0, en caso contrario.
 - Por tanto, para la hora 0, todas las variables (H1-H23) tendrán valor cero.
- Día festivo
 - Aquí hemos considerado dos tipos de festividades:
 - Festivo1: para aquellos días de festividad local, regional o nacional en los que la actividad universitaria es mínima. También incluye los domingos y el mes de agosto. Festivo1 =1 (si el día es de festividad tipo 1), Festivo1=0 (en caso contrario).
 - Festivo2: para aquellos días que, aun no teniendo carga docente, sí suele haber algún tipo de actividad universitaria. Ejemplo: sábados, período de exámenes, día de Santo Tomás, etc. Festivo2 =1 (si el día es de festividad tipo 2), Festivo2=0 (en caso contrario).

Criterio: Los domingos y festividades oficiales de alguna administración pública, así como el mes de agosto son Festivo1. Los sábados, temporadas de exámenes y todas las festividades de índole académico son Festivo2. El resto de días se consideran “normales”.

Para ellos se han usado calendarios académicos de 2015 y 2016, correspondientes a los cursos académicos 2014/2015 y 2015/2016, respectivamente, como se puede ver en el Anexo I: Calendarios académicos oficiales cursos 2015/2016 y 2016/2017

4.1.2. Separación de los tipos de días

Teniendo en cuenta el uso de las áreas en estudio (principalmente para acoger la actividad lectiva), así como el análisis descriptivo de los datos de consumo eléctrico (véase Capítulo 3), podemos concluir que el comportamiento del consumo eléctrico no es el mismo para todos los días del año. Por ejemplo, se observa que el consumo de los sábados y domingos nada tiene que ver con el consumo de lunes a viernes. Por tanto, distinguiremos varios tipos de días con el fin de realizar predicciones distintas para cada tipo de día. Concretamente distinguiremos:

- *Sábados y Festivos tipo 2*: la predicción de consumo que se hace para un sábado será el consumo observado (consumo real) que hubo en el sábado anterior (las 24 horas). Idem para un Festivo tipo 2.

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

- *Domingos y Festivos tipo 1*: la predicción de consumo que se hace para un domingo o festivo será el consumo real que se registró el domingo o festivo anterior (las 24 horas). Idem para un Festivo tipo 1.
- *Días con otra actividad (tutorías)*: corresponde en general con las dos últimas semanas del mes de Julio. En este periodo no hay clase y ha finalizado la época de exámenes, pero la climatización sigue funcionando para dar servicio a los usuarios. Estos días serán tratados como Festivo tipo 2.
- *Días lectivos*: la predicción de consumo que se hace para un día lectivo es la de trabajar como día modelo el día de estudio de la semana anterior (consumo real). Sin embargo, si ese día de la semana anterior fue festivo, se irá buscando semana a semana hasta que se encuentre el día en estudio que no sea festivo.
- *Días eventos*: corresponde a los días en los que en el edificio del CIM se realizan actividades ajenas a la docente, como congresos, ponencias, etc.
- *Días vacaciones*: corresponde a los días en los que la Residencia Alberto Colao se produce un período sin días lectivos notable. Es decir, puentes festivos o vacaciones en los que los residentes vuelven a su lugar de origen.

La clasificación del tipo de día se puede ver recogida en las tablas del Anexo II: Tablas utilizadas para introducir los datos en MATLAB

4.1.3. Modelo Ingenuo 1

Consiste en tomar como predicción para el día D, el consumo horario del mismo día de la semana anterior, es decir, del día D-7. De esta forma predecimos los días sin distinción de su tipos indicados en el apartado 4.1.2.

4.1.4. Modelo Ingenuo 2

Igual que en el método anterior, tomaremos como predicción de consumo del día D al consumo en el día D-7, pero en este caso considerando todos los tipos de días indicados en el apartado 4.1.2.

4.2. Implementación en Matlab

El software que se ha seleccionado para el desarrollo del presente proyecto ha sido Matlab, puesto que resulta una herramienta flexible y adaptable a nuestras necesidades. También nos hemos apoyado en otro software como Excel para la realización de tablas, gráficos y algunos análisis estadísticos.

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

Cada uno de los modelos que se han descrito en los apartados 4.1.3. y 4.1.4. se han implementado en Matlab. Con el fin de simplificar la estructura de estos programas, se han dividido en pequeños “subprogramas” que son llamados desde el programa general.

Los subprogramas que se han desarrollado se describen a continuación:

1. Subprograma “Trivial”.

Aquí definimos el Modelo Ingenuo 1 y estimamos la potencia utilizada cada día D según los datos reales del día (D-1). Además, nos sirve de base para utilizar el Modelo Ingenuo 2 llamando a los subprogramas “Festivos” y Festivos Completo”. La potencia estimada la guardamos en un vector denominado “*P_estimada*”. A continuación mostramos el código utilizado para implementarlo:

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%MODELO TRIVIAL HORARIO CONSISTENTE EN PREDECIR PARA UN DÍA D EL
CONSUMO
%HORARIO DEL MISMO DÍA DE LA SEMANA ANTERIOR, DÍA D-7
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%

load Datos_Input_correg_MCR.mat

P_TODOS = []; %Es la potencia de 2015 y 2016
P_ESTIMADA_TRIVIAL = []; %Va a ser la potencia estimada

for i=1:1:length(P_PYEAR)
    P_TODOS(i)=P_PYEAR(i); %P_PYEAR es la potencia de 2015
end

for i=length(P_PYEAR)+1:1:length(P_PYEAR)+length(P)
    P_TODOS(i)=P(i-length(P_PYEAR));
end

for i=1:1:length(P)
    P_ESTIMADA_TRIVIAL(i)=P_TODOS(i+length(P_PYEAR)-168); %La
potencia estimada de un día concreto se iguala a la potencia real de 7
días anteriores.
end
```

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

```
P_ESTIMADA_TRIVIAL=P_ESTIMADA_TRIVIAL' ;
```

```
P_estimada=P_ESTIMADA_TRIVIAL;
```

```
run Predicciones_Festivos_correg_MCR
```

```
run Predicciones_Completo_correg_MCR
```

2. Subprograma “Festivos”.

En este subprograma, definimos la estimación de la potencia consumida de los diferentes días festivos así como de aquellos días en los que la semana anterior fue festivo. Esta potencia estimada la guardamos en un vector denominado “*P_FESTIVOS*” o en “*P_estimada*”, respectivamente. Como en el caso anterior, mostramos el código utilizado:

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%PREDECCIONES FESTIVOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Domingos y Festivos tipo domingo
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

F_H1 = [];

for i = 1:1:length(Festivoldomingo) %El contador i va desde 1 hasta
366 (días del año)
    for j = 1:1:24 %El contador j va desde 1 hasta 24 (horas de
un día)
        F_H1 = [F_H1' Festivoldomingo(i)]';
    end
end

F_H2 = [];

for i = 1:1:length(Festivo2sabado) %El contador i va desde 1 hasta
366 (días del año)
    for j = 1:1:24 %El contador j va desde 1 hasta 24 (horas de
un día)
        F_H2 = [F_H2' Festivo2sabado(i)]';
    end
end
```

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

```
end

P_FESTIVOS = [];
P_FESTIVOS = zeros (length(P),1); %Vector de 8784 filas y 1 columna
UltimoFestivo1=zeros(2+length(Festivo1domingo),1);
UltimoFestivo2=zeros(2+length(Festivo2sabado),1);

UltimoFestivo1(1)=0;%0 va a corresponder al día 31 de diciembre de
2015
UltimoFestivo2(1)=-4;%-4 va a corresponder al sábado 26 de
diciembre de 2015
for i = 1:length(Lectivo) %El contador i va desde 1 hasta 366
(días del año)
    aux1=UltimoFestivo1(i);
    aux2=UltimoFestivo2(i);
    for j = 1:24 %El contador j va desde 1 hasta 24
(horas de un día)
        if (W6(i) == 1)
            P_FESTIVOS((i-1)*24+j) = P_TODOS((365+i-1)*24+j-168);
            aux2 = i;
        end

        if (W7(i) == 1)
            P_FESTIVOS((i-1)*24+j) = P_TODOS((365+i-1)*24+j-168);
%8760 es 365*24
            aux1 = i; %MCR meto esta línea porque cada domingo es
un festivo tipol
        end
        if Festivo1domingo(i)==1 && W7(i)==0
            P_FESTIVOS((i-1)*24+j) =
P_TODOS((365+UltimoFestivo1(i)-1)*24+j);
            aux1 = i;
        end
        if Festivo2sabado(i)==1 && W6(i)==0
            P_FESTIVOS((i-1)*24+j) =
P_TODOS((365+UltimoFestivo2(i)-1)*24+j);
            aux2 = i;
        end
    end
end
UltimoFestivo1(i+1)=aux1;
UltimoFestivo2(i+1)=aux2;
end
```

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Dias lectivos que la semana anterior fue festivo
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

DiasFest1=[];
DiasFest1 = zeros (length(Festivoldomingo)+length(fest1_2015),1);
for i=1:1:length(fest1_2015)
    DiasFest1(i)=fest1_2015(i);
end
for i=1:1:length(Festivoldomingo)
    DiasFest1(i+length(fest1_2015))=Festivoldomingo(i);
end

DiasFest2=[];
DiasFest2 = zeros (length(Festivo2sabado)+length(fest2_2015),1);
for i=1:1:length(fest2_2015)
    DiasFest2(i)=fest2_2015(i);
end
for i=1:1:length(Festivo2sabado)
    DiasFest2(i+length(fest2_2015))=Festivo2sabado(i);
end

for i=1:1:length(Lectivo)
    %if Lectivo(i)==1
        for j = 1:1:24
            n=7;
            if (DiasFest1(length(fest1_2015)+i-n) == 1) && (W7(i)
== 0) %Evalúa si fue festivo hace 168h
                n=n+7;%Como fue festivo hace una semana, le sumo
otra semana para estimar el día que no fue festivo
                while (DiasFest1(length(fest1_2015)+i-n)== 1 ||
DiasFest2(length(fest2_2015)+i-n)== 1 )
                    n=n+7;
                end
                P_estimada((i-1)*24+j) = P_TODOS((365+i-1-n)*24+j);
            end
            n=7;
            if (DiasFest2(length(fest2_2015)+i-n) == 1) && (W6(i)
== 0) %Evalúa si fue festivo hace 168h
```

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

```
        n=n+7;%Como fue festivo hace una semana, le sumo
otra semana para estimar el día que no fue festivo
        while (DiasFest1(length(fest1_2015)+i-n)== 1 ||
DiasFest2(length(fest2_2015)+i-n)== 1)
            n=n+7;
        end
        P_estimada((i-1)*24+j) = P_TODOS((365+i-1-n)*24+j);
    end
end
%end

end
```

3. Subprograma “Festivos Completo”.

En este último subprograma, sencillamente reescribimos los valores de “*P_estimada*” con los valores de “*P_FESTIVOS*” en los días que, evidentemente, sean festivos en nuestro calendario utilizado. Además, calculamos un nuevo vector denominado “*Error*” con el fin de determinar el error de nuestra predicción. De nuevo, ofrecemos el código utilizado:

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PREDICCIONES COMPLETO
% QUITO LA PARTE DE LOS SÁBADOS PORQUE YA LO INCLUÍ EN LOS FESTIVOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

PREDICCIONES = P_estimada;

for i = 1:1:length(P)

    if (F_H1(i) == 1 || F_H2(i) == 1 || WH6(i)==1 || WH7(i)==1)
        PREDICCIONES(i) = P_FESTIVOS(i);
    end

end

ERROR=[];
```

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

```
for i = 1:1:length(P)

    ERROR(i) = P(i) - PREDICCIONES(i);

end

ERROR=ERROR' ;
```

Cabe señalar que para las diferentes áreas estudiadas se han planteado matizaciones que eran necesarias reflejar por la diferente actividad de las mismas en algunos días o conjuntos de días al cabo del año. De esta forma, se han utilizado diferentes tablas para introducir los datos de los días correspondientes. Todos las tablas de cada área analizada se ofrecen en el Anexo II: Tablas utilizadas para introducir los datos en MATLAB del presente documento.

4.3. Resultados

Una vez hemos ejecutado nuestro código en MATLAB, podemos recoger los vectores de las potencias estimadas en cada caso y compararlas gráficamente con la potencia real consumida. Para hacer estas gráficas nos hemos apoyado en la hoja de cálculo que ofrece la Suite Ofimática de Windows, Microsoft Excel.

A continuación se plantean las diferentes gráficas de cada área de estudio, planteadas en períodos bimensuales.

- Campus de Alfonso XIII

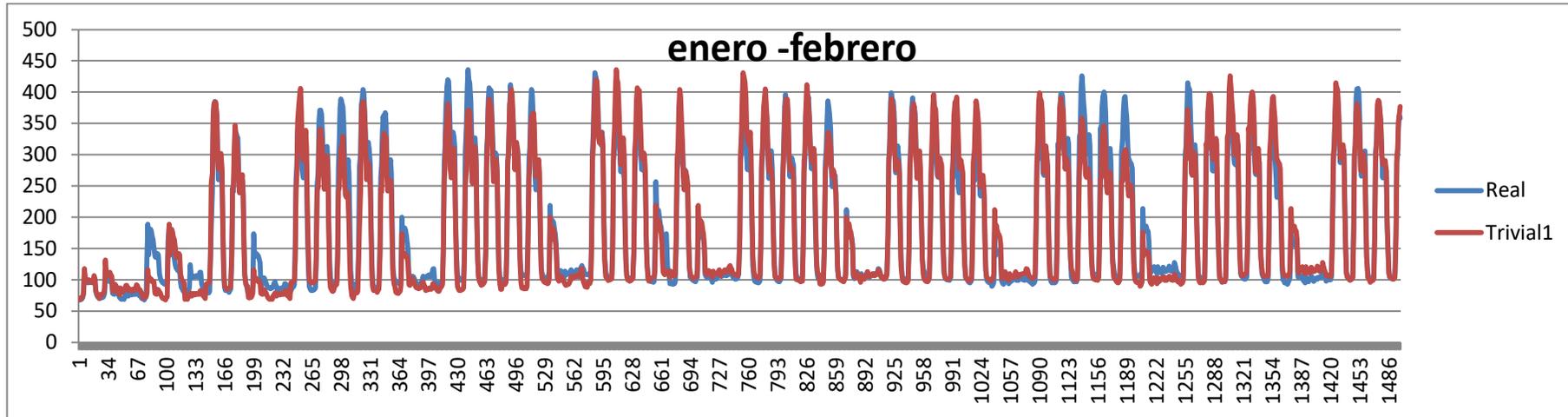


Ilustración 20. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses enero y febrero

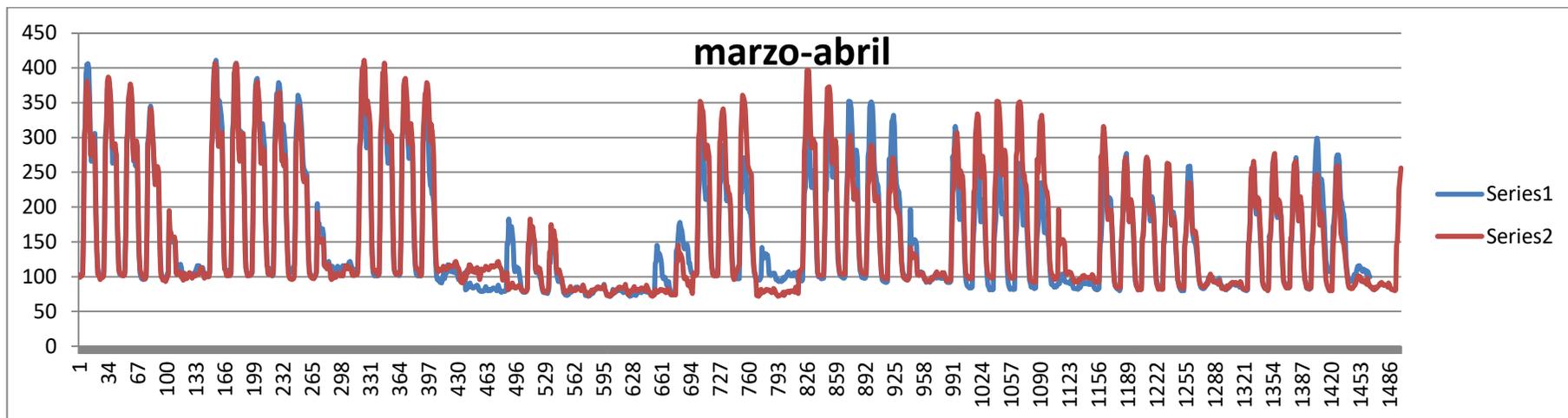


Ilustración 21. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses marzo y abril

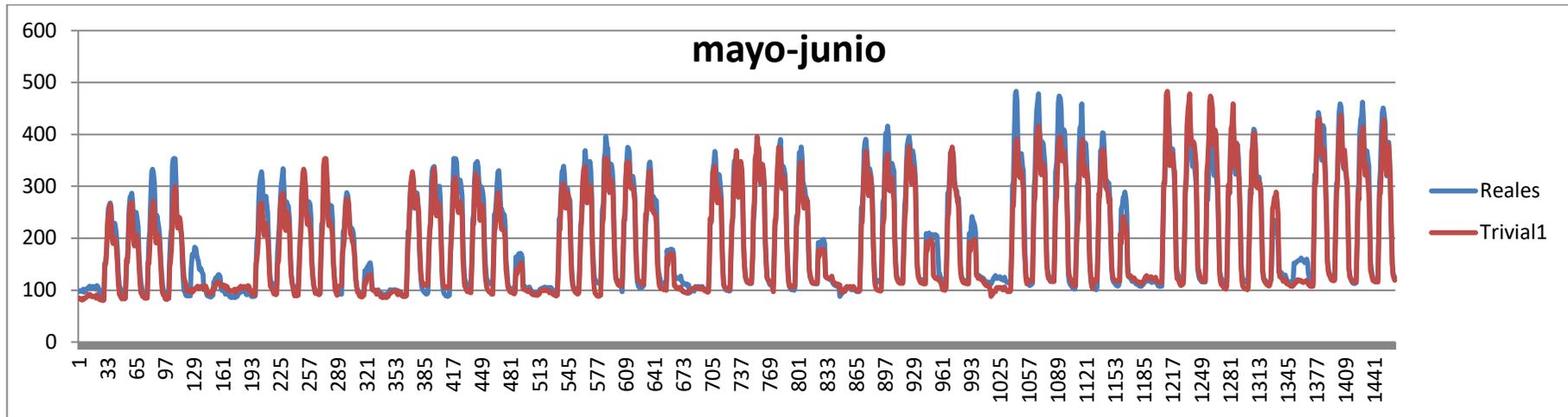


Ilustración 22. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses mayo y junio

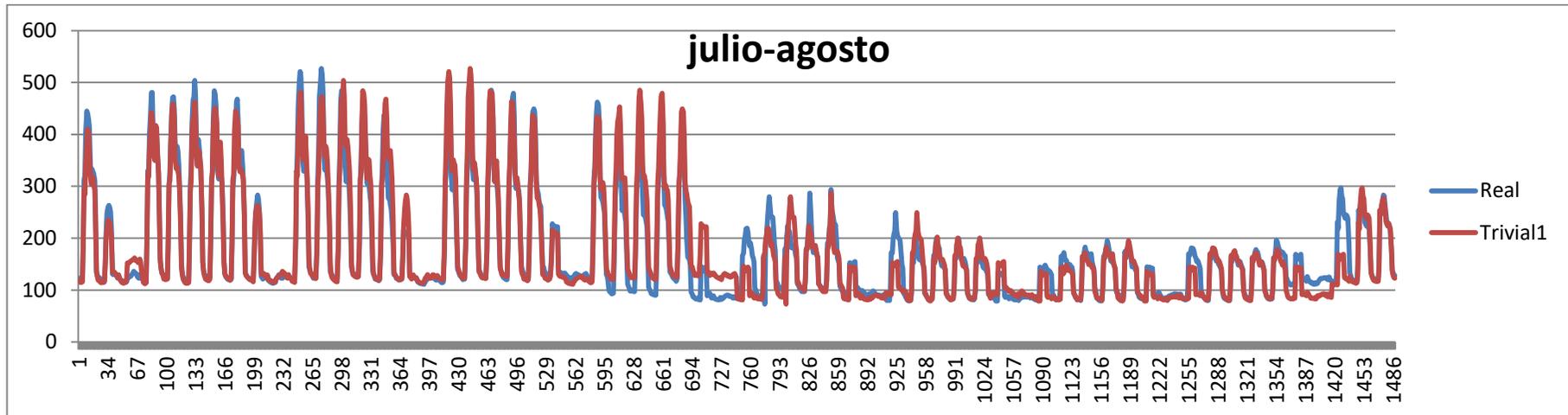


Ilustración 23. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses julio y agosto

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

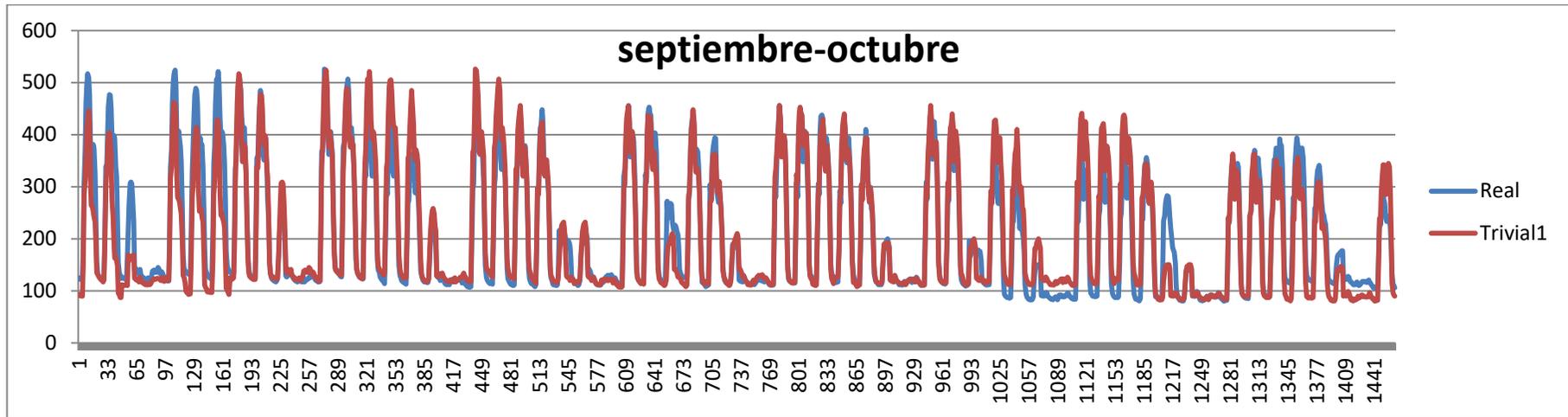


Ilustración 24. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses septiembre y octubre

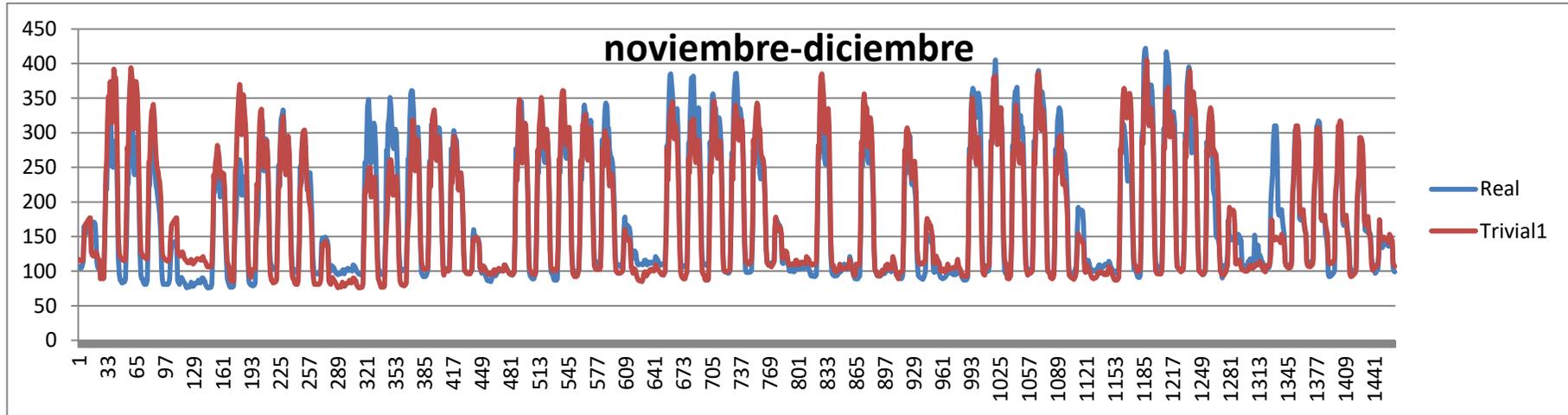


Ilustración 25. . Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses noviembre y diciembre

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

Una vez planteadas las predicciones de consumo del año 2016, vamos a calcular el coste de la energía referenciada (eliminando tarifas de acceso e impuestos) cuando se actúa como Consumidor Directo.

En primer lugar, se ha planteado la siguiente tabla para comparar los diferentes tipos de costes por mes:

Tabla 4. Contribución de los diferentes costes en modo Consumidor Directo. Alfonso XIII.

MES	SPOT (€)	AJUSTES (€)	PAGOS CAPACIDAD (€)	DESVÍOS SUBIR (€)	DESVÍOS BAJAR (€)	SUMA DESVÍOS (€)
ENERO	5478	685	313	25	74	99
FEBRERO	4492	815	409	37	38	75
MARZO	3644	763	99	34	31	66
ABRIL	2980	649	105	72	32	104
MAYO	3976	801	127	8	56	63
JUNIO	6692	682	336	20	38	57
JULIO	7151	610	524	30	8	38
AGOSTO	4450	430	0	9	17	26
SEPTIEMBRE	8013	724	195	65	43	108
OCTUBRE	8289	708	130	49	20	69
NOVIEMBRE	7960	474	140	83	41	124
DICIEMBRE	8727	492	285	44	16	60
TOTAL	71853	7834	2664	477	412	889
PORCENTAJE	86,321	9,411	3,201	0,572	0,495	1,068

Podemos observar que es el precio de SPOT donde está el grueso de los costes, mientras que el resto representan un porcentaje considerablemente inferior hasta llegar a los desvíos, que representan un porcentaje insignificante.

En la siguiente tabla, comparamos el precio pagado con comercializador libre frente a Consumidor Directo (coste exacto), coste pesimista (todos los desvíos en contra del sistema) y coste usando precio final medio (PFM):

Tabla 5. Costes y beneficio de la energía al operar como Consumidor Directo. Alfonso XIII.

MES	COSTE PFM(€)	COSTE EXACTO(€)	COSTE PESIMISTA(€)	PAGADO (€)	DIFERENCIA (€)	AHORRO %
ENERO	6643	6575	6638	7434	859	12
FEBRERO	5834	5791	5868	6760	969	14
MARZO	4778	4573	4628	5338	765	14
ABRIL	3965	3837	3941	4346	509	12
MAYO	5164	4968	5031	5571	603	11
JUNIO	7953	7767	7817	8815	1048	12
JULIO	8423	8323	8366	9315	992	11
AGOSTO	5133	4906	4937	5477	571	10
SEPTIEMBRE	9272	9040	9073	10036	996	10
OCTUBRE	9410	9197	9234	9953	756	8
NOVIEMBRE	8818	8698	8742	9534	836	9
DICIEMBRE	9717	9564	9638	10629	1065	10
TOTAL	85111	83240	83913	93208	9968	

Donde:

- Diferencia = Pagado – Coste Exacto como Consumidor Directo
- Ahorro (%) = (Diferencia/Pagado)*100

Se observa que existe un beneficio económico al pasarse a la modalidad de Consumidor Directo de casi 10000 euros anuales.

- Edificio CIM

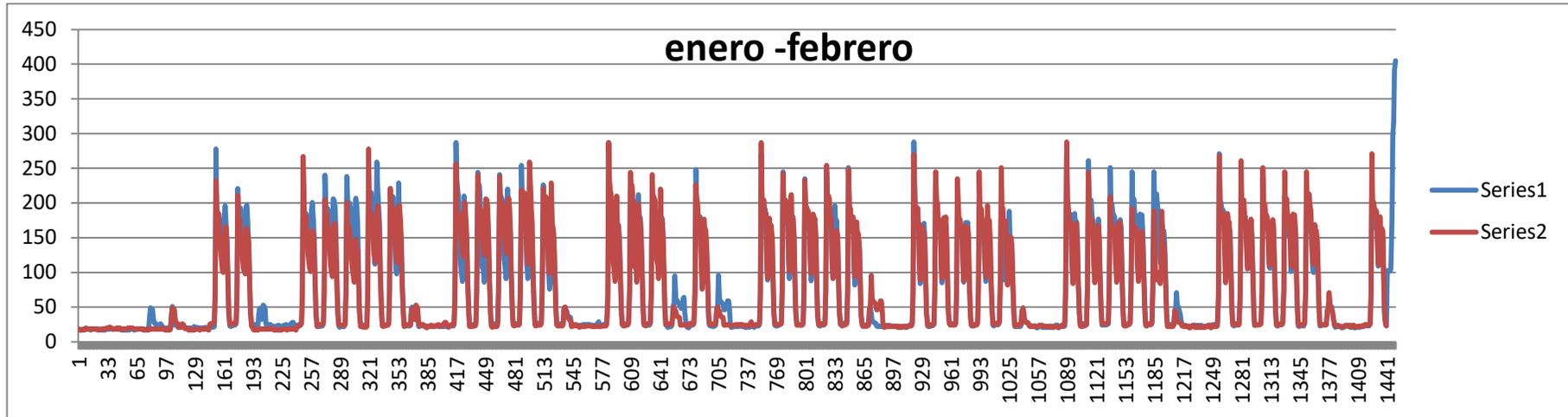


Ilustración 26. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses enero y febrero

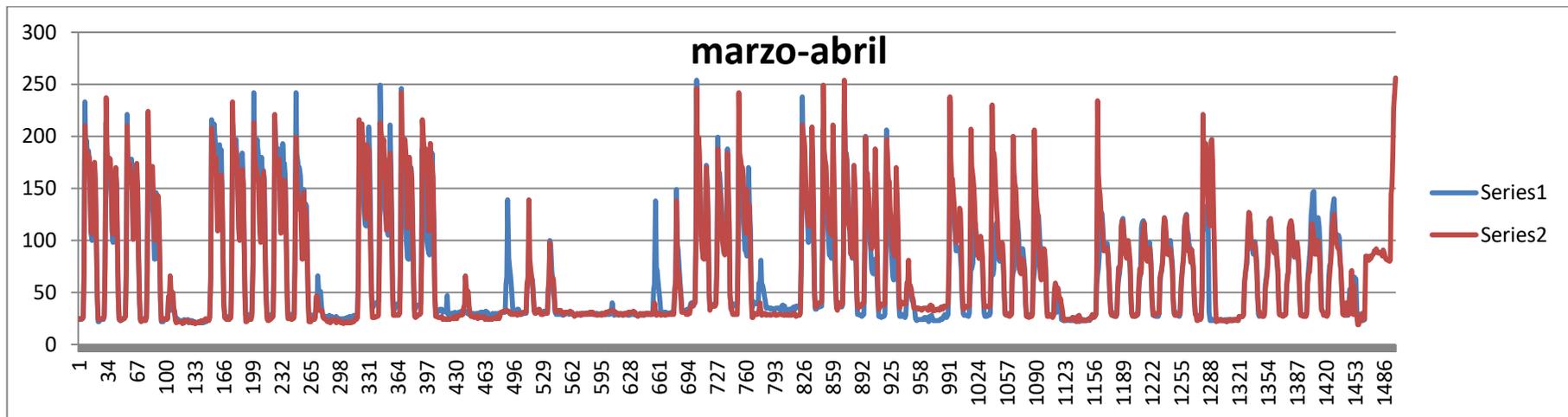


Ilustración 27. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses marzo y abril

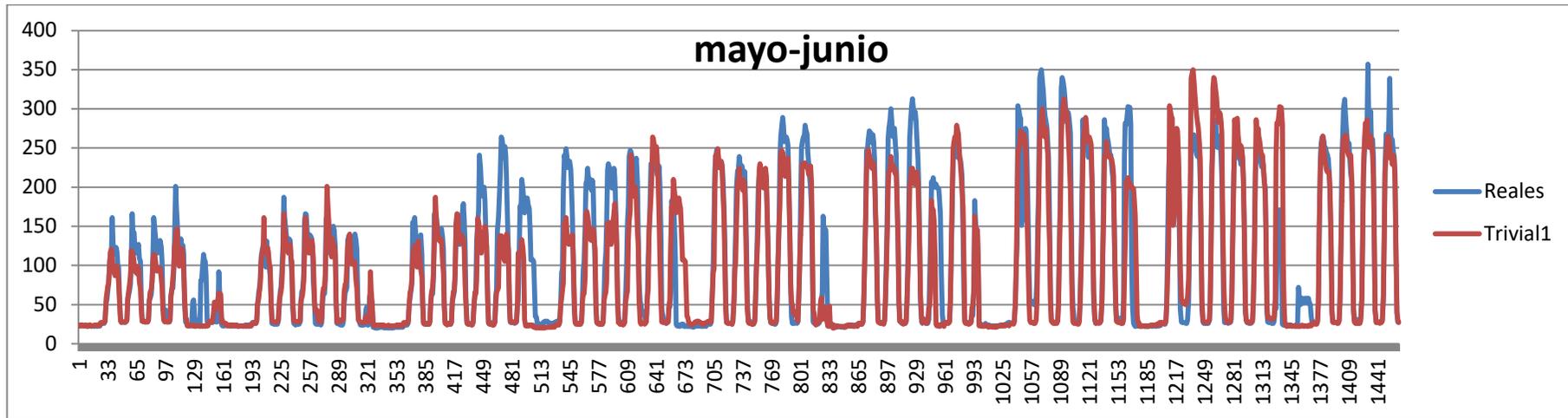


Ilustración 28. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses mayo y junio

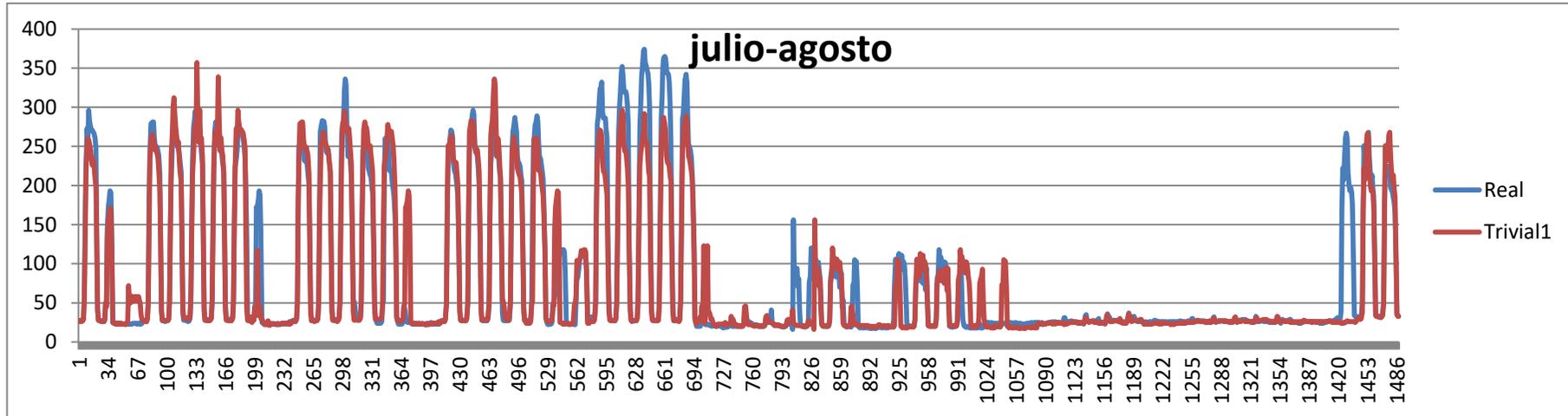


Ilustración 29.. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses julio y agosto

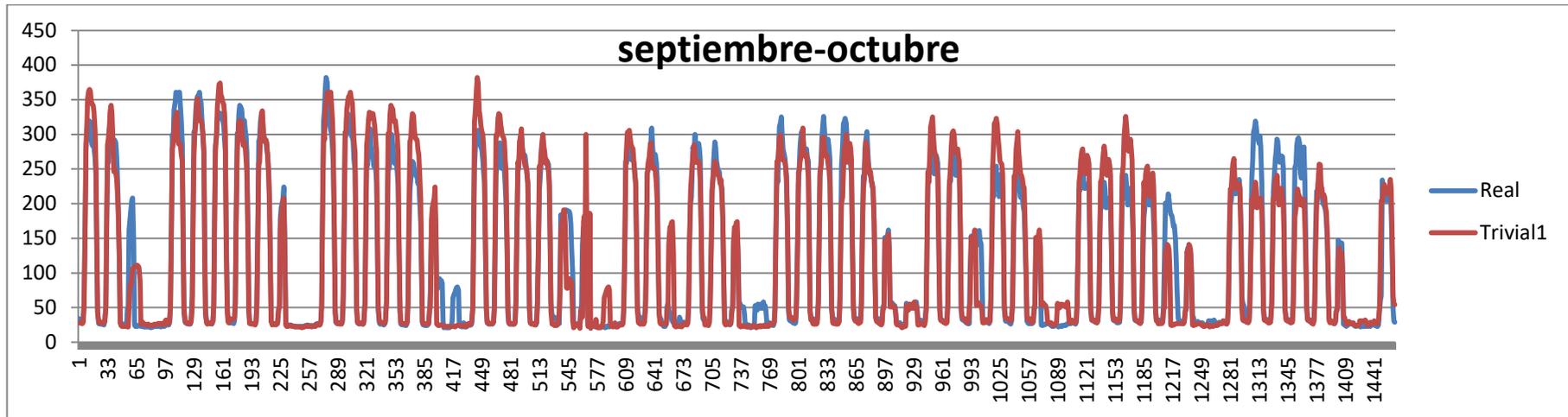


Ilustración 30. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses septiembre y octubre

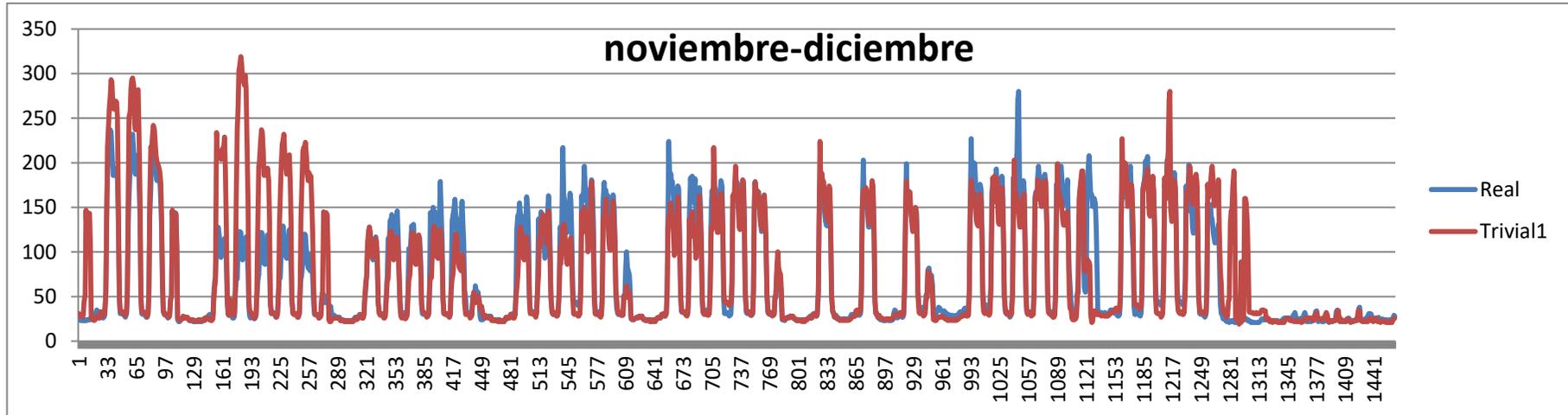


Ilustración 31. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses noviembre y diciembre

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

Una vez planteadas las predicciones de consumo del año 2016, vamos a calcular el coste de la energía referenciada (eliminando tarifas de acceso e impuestos) cuando se actúa como Consumidor Directo.

En primer lugar, se ha planteado la siguiente tabla para comparar los diferentes tipos de costes por mes:

Tabla 6. Contribución de los diferentes costes en modo Consumidor Directo. CIM.

MES	SPOT (€)	AJUSTES (€)	PAGOS CAPACIDAD (€)	DESVÍOS SUBIR (€)	DESVÍOS BAJAR (€)	SUMA DESVÍOS (€)
ENERO	2376	260	164	11	22	33
FEBRERO	2034	329	206	20	17	37
MARZO	1586	319	50	8	18	27
ABRIL	1288	265	47	56	14	70
MAYO	1973	351	71	6	66	71
JUNIO	3781	351	231	23	24	47
JULIO	4121	323	395	18	15	34
AGOSTO	1431	136	0	1	0	1
SEPTIEMBRE	4616	402	136	65	13	77
OCTUBRE	5092	415	96	31	16	48
NOVIEMBRE	3494	193	71	61	31	91
DICIEMBRE	3634	181	160	21	12	33
TOTAL	35426	3526	1627	321	248	569
PORCENTAJE	86,095	8,567	3,953	0,78	0,602	1,382

Podemos observar que es el precio de SPOT donde está el grueso de los costes, mientras que el resto representan un porcentaje considerablemente inferior hasta llegar a los desvíos, que representan un porcentaje insignificante.

En la siguiente tabla, comparamos el precio pagado con comercializador libre frente a Consumidor Directo (coste exacto), coste pesimista (todos los desvíos en contra del sistema) y coste usando precio final medio (PFM):

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

Tabla 7. Costes y beneficio de la energía al operar como Consumidor Directo. CIM.

MES	COSTE PFM(€)	COSTE EXACTO(€)	COSTE PESIMISTA(€)	PAGADO (€)	DIFERENCIA (€)	AHORRO %
JUNIO	4500	4411	4484	5013	602	12
JULIO	4881	4873	4918	5473	600	11
AGOSTO	1651	1568	1570	1736	168	10
SEPTIEMBRE	5357	5231	5260	5757	526	9
OCTUBRE	5782	5651	5691	6061	410	7
NOVIEMBRE	3864	3849	3883	4115	266	6
DICIEMBRE	4031	4008	4062	4344	336	8
TOTAL	30066	29592	29868	32499	2907	

Donde:

- Diferencia = Pagado – Coste Exacto
- Ahorro (%) = (Diferencia/Pagado)*100

Se observa que se obtiene un beneficio de 3000 euros, comparando sólo el tramo de junio a diciembre, de manera que el ahorro anual será casi el doble de dicha cantidad.

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

- Residencia Universitaria Alberto Colao

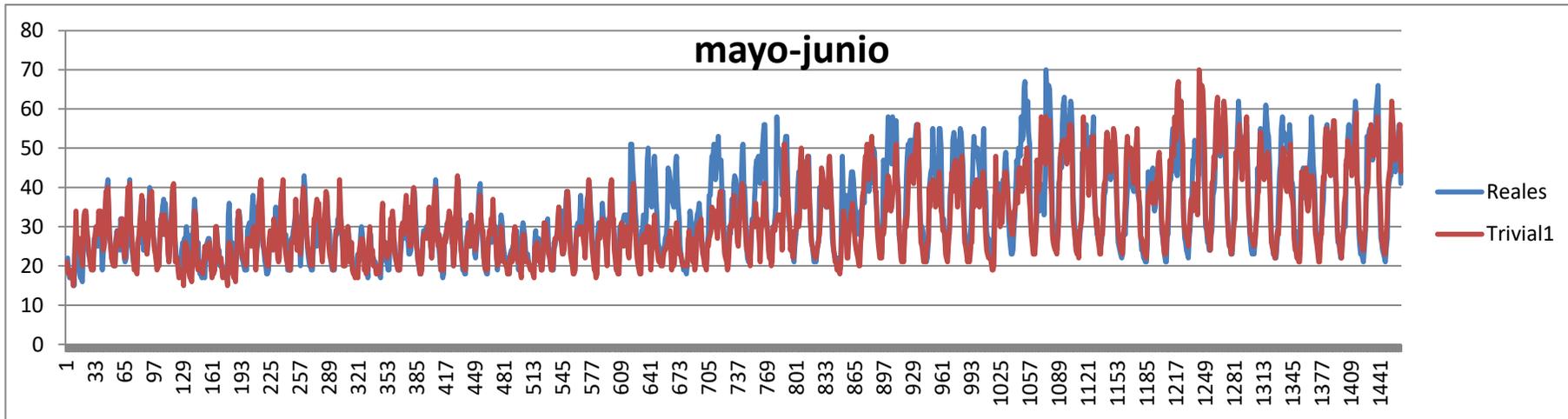


Ilustración 32. Comparación demanda potencia Real-Estimado Residencia Universitaria Alberto Colao meses mayo y junio

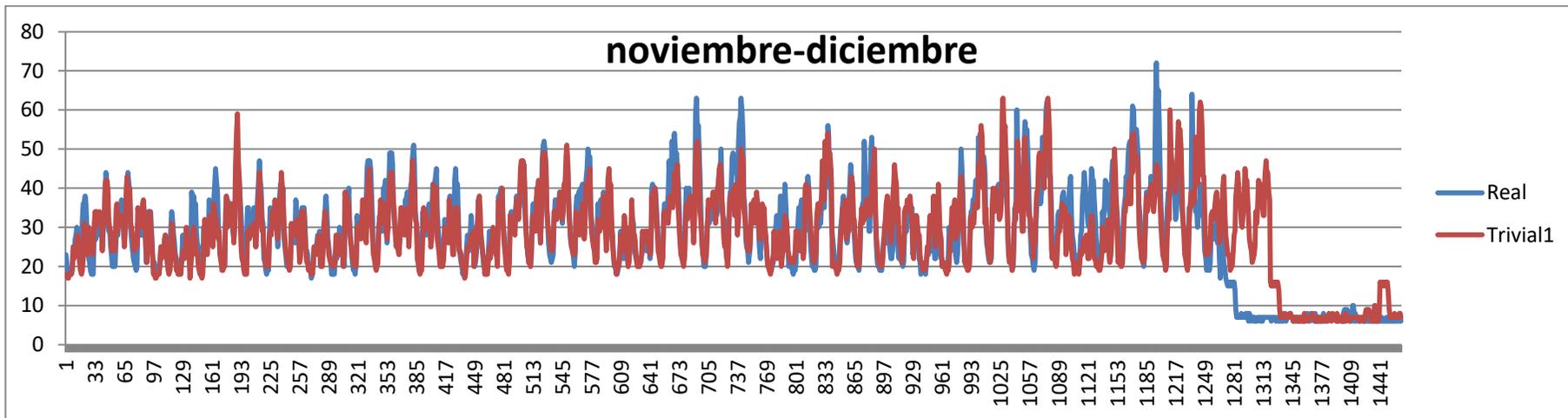


Ilustración 33. Comparación demanda potencia Real-Estimado Residencia Universitaria Alberto Colao meses noviembre y diciembre

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

A pesar de haber hecho el estudio todos los meses, sólo hemos expuesto las dos anteriores gráficas por ser los resultados muy parecidos a los casos anteriores. Simplemente señalar la diferencia de que en este edificio, por tener una finalidad diferentes a los anteriores, la predicción del consumo varía un poco y es necesario plantear algún ajuste.

Una vez planteadas las predicciones de consumo del año 2016, vamos a calcular el coste de la energía referenciada (eliminando tarifas de acceso e impuestos) cuando se actúa como Consumidor Directo.

En primer lugar, se ha planteado la siguiente tabla para comparar los diferentes tipos de costes por mes:

Tabla 8. Contribución de los diferentes costes en modo Consumidor Directo. Residencia Universitaria Alberto Colao.

MES	SPOT (€)	AJUSTES (€)	PAGOS CAPACIDAD (€)	DESVÍOS SUBIR (€)	DESVÍOS BAJAR (€)	SUMA DESVÍOS (€)
ENERO	901	116	63	7	14	21
FEBRERO	668	131	67	11	9	20
MARZO	521	114	53	9	7	16
ABRIL	509	120	56	7	8	16
MAYO	589	135	60	4	8	12
JUNIO	1177	130	89	8	10	18
JULIO	649	58	45	14	2	15
AGOSTO	248	25	15	1	1	2
SEPTIEMBRE	674	64	45	28	5	33
OCTUBRE	1204	109	60	6	3	9
NOVIEMBRE	1330	84	67	3	6	9
DICIEMBRE	1297	71	57	24	6	30
TOTAL	9767	1157	675	122	79	201
PORCENTAJE	82,772	9,803	5,723	1,032	0,67	1,701

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

Podemos observar que es el precio de SPOT donde está el grueso de los costes, mientras que el resto representan un porcentaje considerablemente inferior hasta llegar a los desvíos, que representan un porcentaje insignificante.

En la siguiente tabla, comparamos el precio pagado con comercializador libre frente a Consumidor Directo (coste exacto), coste pesimista (todos los desvíos en contra del sistema) y coste usando precio final medio (PFM):

Tabla 9. Costes y beneficio de la energía al operar como Consumidor Directo. Residencia Universitaria Alberto Colao.

MES	COSTE PFM(€)	COSTE EXACTO(€)	COSTE PESIMISTA(€)	PAGADO (€)	DIFERENCIA (€)	AHORRO %
JUNIO	1401	1414	1428	1584	170	11
JULIO	762	768	790	857	89	10
AGOSTO	287	290	292	325	35	11
SEPTIEMBRE	779	815	842	880	65	7
OCTUBRE	1370	1382	1389	1498	116	8
NOVIEMBRE	1479	1490	1501	1641	151	9
DICIEMBRE	1440	1455	1471	1560	105	7
TOTAL	7519	7614	7713	8345	731	

Donde:

- Diferencia = Pagado – Coste Exacto
- Ahorro (%) = (Diferencia/Pagado)*100

Se observa que se obtiene un beneficio de 750 euros, comparando sólo el tramo de junio a diciembre, de manera que el ahorro anual será casi el doble de dicha cantidad.

4.4. Conclusiones

A pesar de haber comprobado la obtención de un cierto beneficio económico, la siguiente cuestión en plantearse es si vale la pena plantear el cambio de distribución de una comercializadora a ser Consumidor Directo. Los motivos de este nuevo planteamiento son dos:

Capítulo 4. Modelo estadístico para la previsión de demanda.

1. Una laboriosa y engorrosa gestión administrativa para solicitar el cambio a Consumidor Directo, así como estar al tanto de las continuas modificaciones legales por parte del Gobierno que afecten al funcionamiento de la distribución en el Sector Eléctrico.
2. A la suma de los diferentes beneficios obtenidos habría que restar el sueldo de un técnico que se encargaría de toda la gestión mencionada en el punto 1, así como de estar preparado para solicitar cada día el consumo estimado de potencia del día siguiente.

Estos son los dos principales motivos por los que, a día de hoy, siguen siendo pocos los Consumidores Directos en Mercado.

Capítulo 5. Uso de baterías como método de balance de energía y su evaluación económica

En este último capítulo nos disponemos a valorar si saldría rentable utilizar un sistema de baterías para homogeneizar el consumo eléctrico durante el día y reducir el coste del mismo. La forma de actuar se basaría en cargar las baterías por la noche (consumiendo potencia de la red), cuando el consumo es menor y el precio es más barato, para descargarlas durante las principales horas de la mañana (dejando de consumir potencia de la red), cuando el consumo es mayor y el precio es más caro.

Así, pretendemos evaluar si sería rentable asumir la inversión del sistema de baterías en un plazo máximo de 10 años, comparando lo que nos ha costado el sistema con lo que nos hemos ahorrado en la factura.

5.1. Propósito del uso de las baterías

Las baterías pueden almacenar energía desde una fuente intermitente de energía y liberarla cuando sea necesario, resultando clave esta colaboración para resolver, o al menos reducir notablemente, la inconsistencia del suministro de energía de las fuentes de energía renovables. También se incrementa su contribución al mix energético. Además, las baterías pueden ofrecer un importante servicio auxiliar para estabilizar la red.

Hoy en día, existen cuatro tipologías de baterías que responden a cuatro tecnologías diferentes. Hablamos de las baterías basadas en plomo, litio, níquel y sodio. Todas ellas responden mejor para cada caso concreto dependiendo de la finalidad del interesado.

En nuestro caso, el propósito principal de aplicar un sistema de baterías es, como se ha comentado, conseguir un ahorro significativo en el costo de la energía. Además, también podríamos utilizar el sistema de baterías en modo de servicios complementarios de forma que nos podría servir como apoyo auxiliar para aquellos momentos en los que, debido a circunstancias ajenas a nuestra actividad, se produce una bajada de generación de energía o se estropea cualquier punto del sistema de transporte de la electricidad.

En este sentido, contamos con ejemplos reales que nos pueden servir de precedente. Es decir, ya hay empresas, como la norteamericana PJM que han planteado esta situación (<https://www.aresnorthamerica.com/article/7043-battery-storage-payback-takes-only-a-few-years-in-pjm-s-c-finds>) y que han presentado unos informes con balance positivo.

Capítulo 5. Uso de baterías como método de balance de energía y su evaluación económica

Con el fin de introducirnos en el mundo de las baterías, la siguiente tabla muestra las características de los diferentes tipos de baterías comercializadas en la actualidad (https://en.wikipedia.org/wiki/Grid_energy_storage#cite_note-13):

Tabla 10. Comparación de las diferentes tecnologías actuales en baterías

Technology comparison for Grid-Level applications						
Technology	Moving Parts	Operation at Room Temperature	Flammable	Toxic Materials	In production	Rare metals
Vanadium flow	Yes	Yes	No	Yes	Yes	No
Liquid Metal	No	No	Yes	No	No	No
Sodium-Ion	No	No	Yes	No	No	No
Lead-Acid	No	Yes	No	Yes	Yes	No
Sodium-sulfur batteries	No	No	No	Yes	Yes	No
Ni-Cd	No	Yes	No	Yes	Yes	Yes
Al-ion	No	Yes	No	No	No	No
Li-ion	No	Yes	Yes	No	Yes	No

5.2. Análisis de rentabilidad del uso de las baterías

Para realizar este estudio, se ha pensado en plantear un caso teórico en el que cargamos una batería virtual de 960 kWh, utilizando los siguientes periodos de carga y descarga.

- Carga:
La batería se cargará desde las 00:00 hasta las 6:00 horas

- Descarga:
El proceso de descarga se subdividirá en dos tramos horarios:
 - Descarga 1: se iniciará a las 9:00 h y se prolongará hasta las 13:00 h.
 - Descarga 2: se iniciará a las 19:00 h y se prolongará hasta las 22:00 h. Si un día puntual por cualquier circunstancia no se ha consumido tanta energía (por ejemplo un día festivo), la energía sobrante se invertirá en otro proceso de descarga que comenzaría a las 17:00h

La elección de este horario de carga y descarga se ha basado en la distribución de la tarifa horaria, es decir, los distintos precios por horas que tiene la energía a lo largo de un día y la distribución de la potencia consumida. Este planteamiento se expone en el Anexo IV: Cálculo del consumo de la batería teórica

Como complemento a este estudio, se ha decidido utilizar el simulador que la compañía *NGK INSULATOR, LTD* ofrece desde su página web (<https://www.ngk.co.jp/nas/>) en el que a partir de unos valores de potencia consumida durante un día, nos devuelve el resultado del consumo de ese día si hubiéramos utilizado una de sus baterías de tipo NaS. El único requisito es registrarse gratuitamente con un correo electrónico donde nos envían un enlace a la dirección del simulador. En el Anexo III: Simulador de baterías NaS indicamos cómo registrarse y trabajar con el simulador. Cabe señalar que el tipo de baterías que ofrecen son de NaS.

Es importante destacar que las baterías tipo NaS o **batería de sodio-azufre** es un tipo de batería de sal fundida construida a partir de líquido de sodio (Na) y azufre (S). Este tipo de batería tiene una alta densidad de energía, **alta eficiencia de carga / descarga (89-92%)** y un largo ciclo de vida y se fabrica a partir de materiales de bajo costo. Sin embargo, debido a las temperaturas de funcionamiento de 300 a 350 ° C y la altamente corrosiva naturaleza del polisulfuro de sodio, tales células son principalmente adecuadas para aplicaciones no móviles a gran escala, tales como el almacenamiento de energía en la red eléctrica, aunque en la actualidad se ha conseguido que funcionen a temperaturas más bajas, sobre unos 80°C (<https://ei.haas.berkeley.edu/education/c2m/docs/Sulfur%20and%20Sodium%20Metal%20Battery.pdf>).

Capítulo 5. Uso de baterías como método de balance de energía y su evaluación económica

Por otro lado, su elevada temperatura de funcionamiento hace necesaria la instalación de calentadores que influirán de manera decisiva en el consumo de la electrónica que gestiona las mismas y por tanto en el posible ahorro tras su implantación. (http://oa.upm.es/34985/1/Pilas_y_acumuladores_comerciales_sistemas_secundarios_y_especiales_II.pdf).

Como anécdota, cabe indicar que las "baterías activadas térmicamente" fueron concebidas durante la Segunda Guerra Mundial por los alemanes, y fueron utilizadas en las famosas "bombas volantes V-2". El Doctor Georg Otto Erb es considerado como creador de la batería de sal molida, que utilizaba el calor del cohete para mantener fundida la sal durante su misión. (<http://dictionnaire.sensagent.leparisien.fr/Molten%20salt%20battery/en-en/>).

Desde un punto de vista práctico, como la simulación se hace por cada día, por lo tedioso del proceso, se ha optado por escoger un día de cada mes del año (exceptuando agosto por tener un consumo inferior al resto) y posteriormente extrapolar los resultados obtenidos asumiendo 20 días laborables por mes.

Como ejemplo del resultado obtenido, se presentan las siguientes gráficas en la que se plantea el consumo a lo largo de un día concreto de cada mes del año de 2016 antes de la batería y cómo quedaría ese consumo después de la misma, tanto para el caso teórico como para el caso con el simulador.

- Día 8 de enero

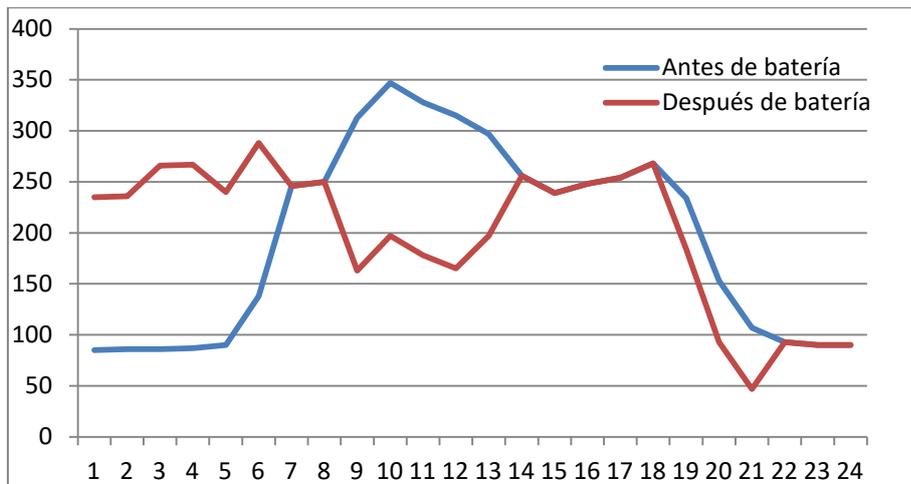


Ilustración 34. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de enero de 2016

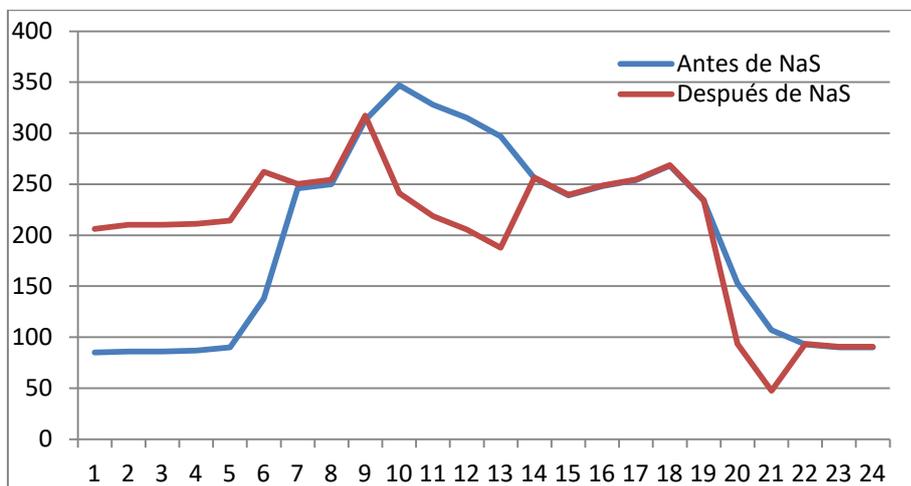


Ilustración 35. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de enero de 2016

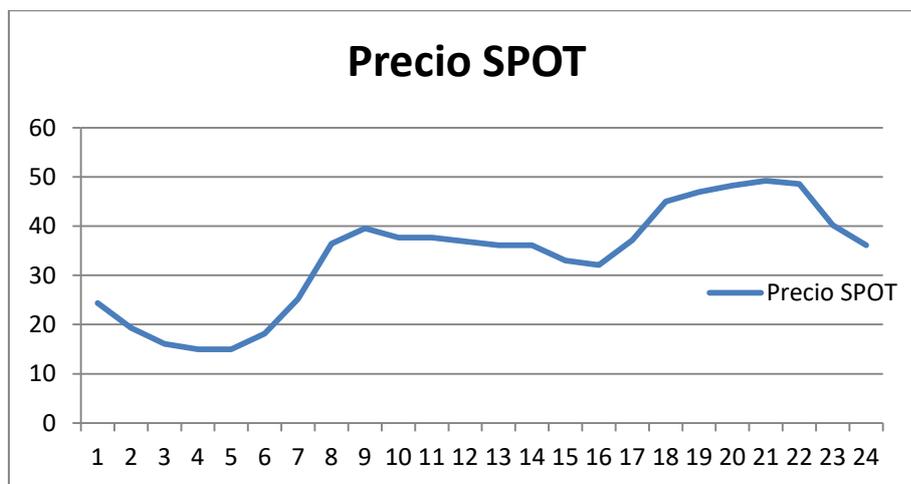


Ilustración 36. Precio del componente diario SPOT el día 8 de enero de 2016

- Día 8 de febrero

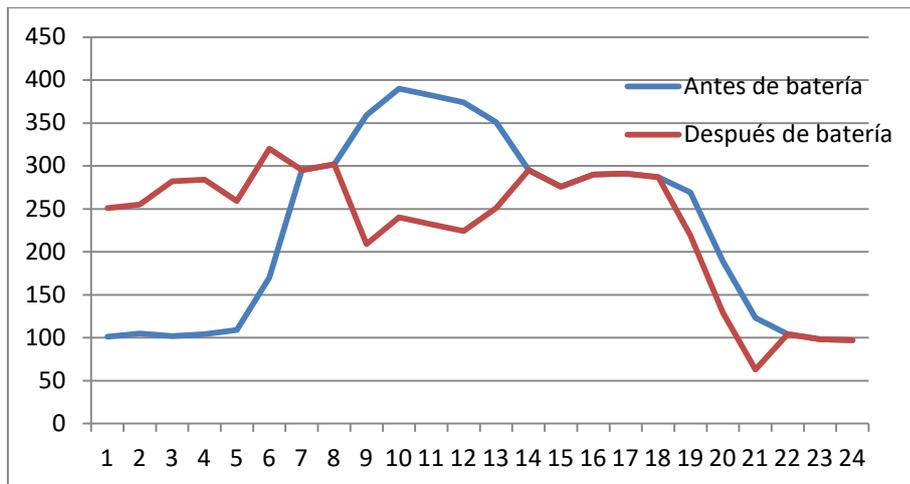


Ilustración 37. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de febrero de 2016

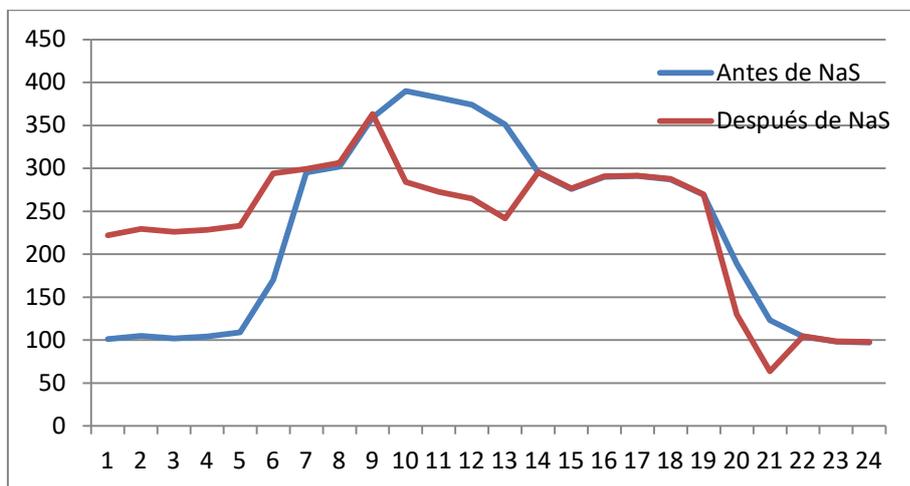


Ilustración 38. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de febrero de 2016

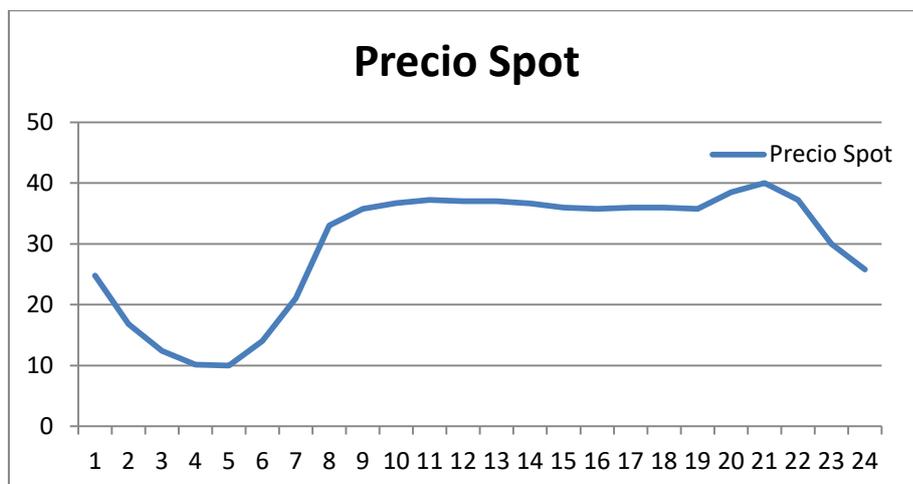


Ilustración 39. Precio del componente diario SPOT el día 8 de febrero de 2016

- 8 de marzo

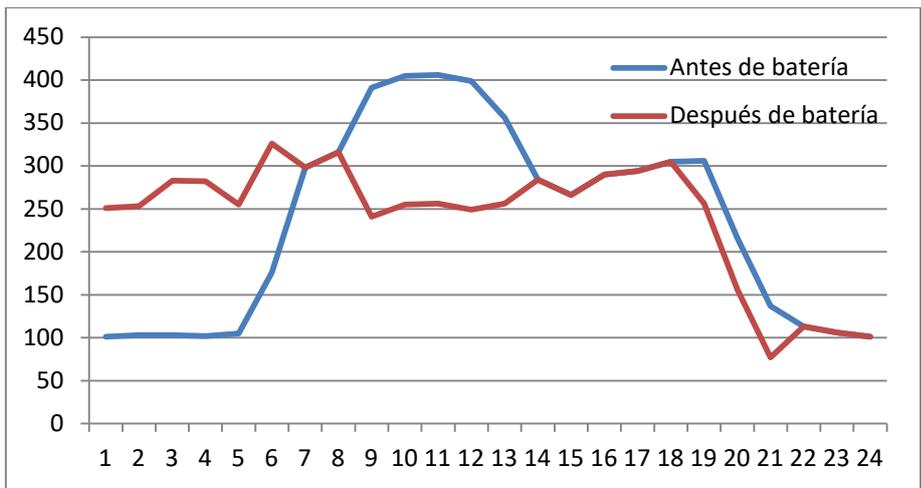


Ilustración 40. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de marzo de 2016

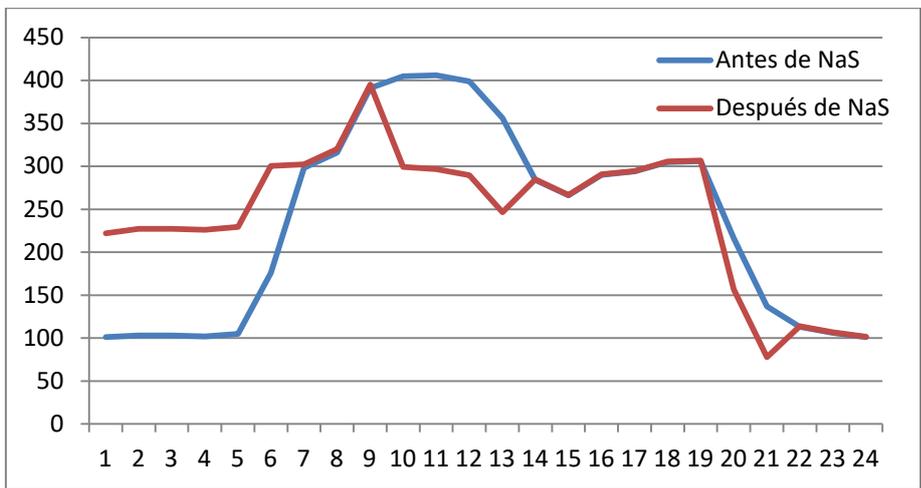


Ilustración 41. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de marzo de 2016

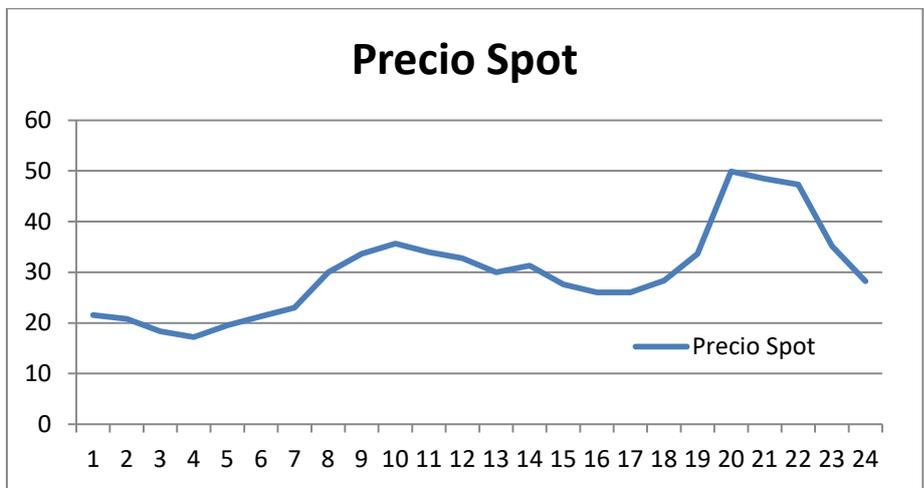


Ilustración 42. Precio del componente diario SPOT el día 8 de marzo de 2016

- 8 de abril

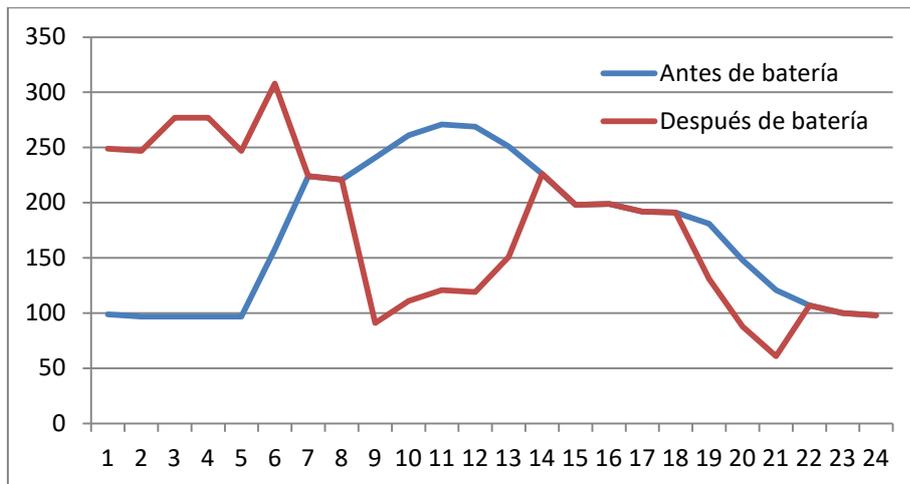


Ilustración 43. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de abril de 2016

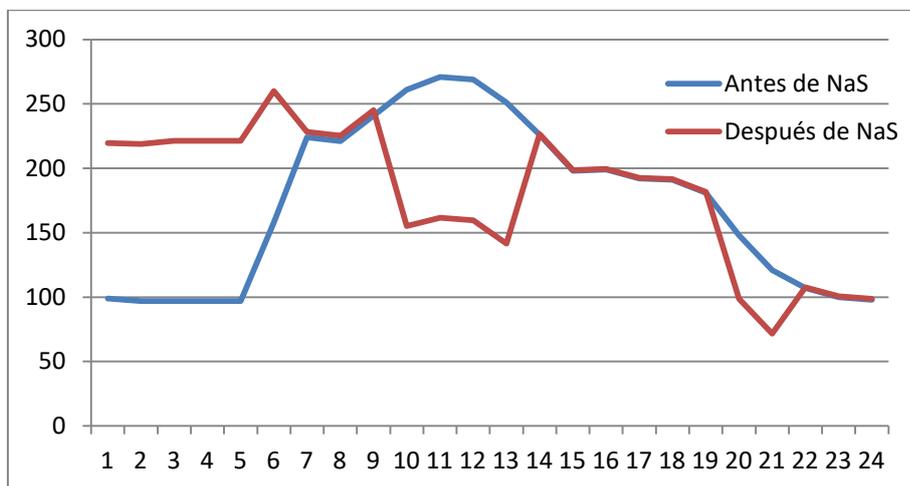


Ilustración 44. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de abril de 2016

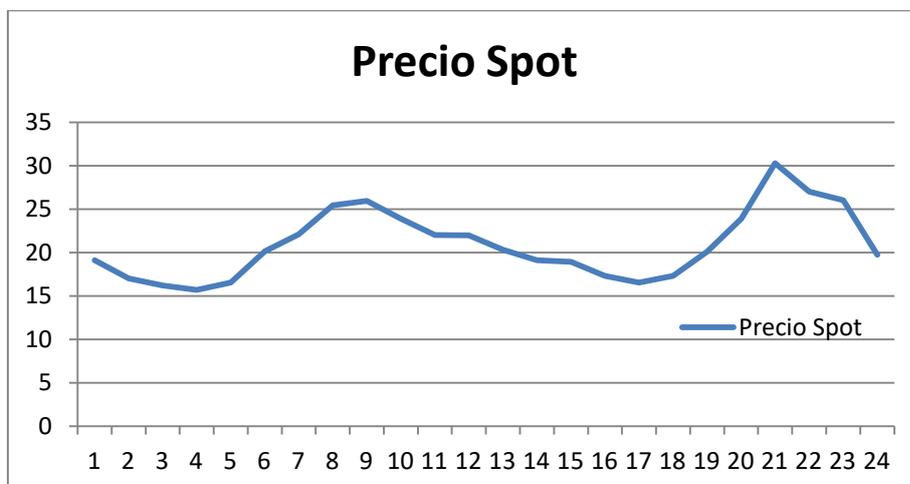


Ilustración 45. Precio del componente diario SPOT el día 8 de abril de 2016

- 9 de mayo

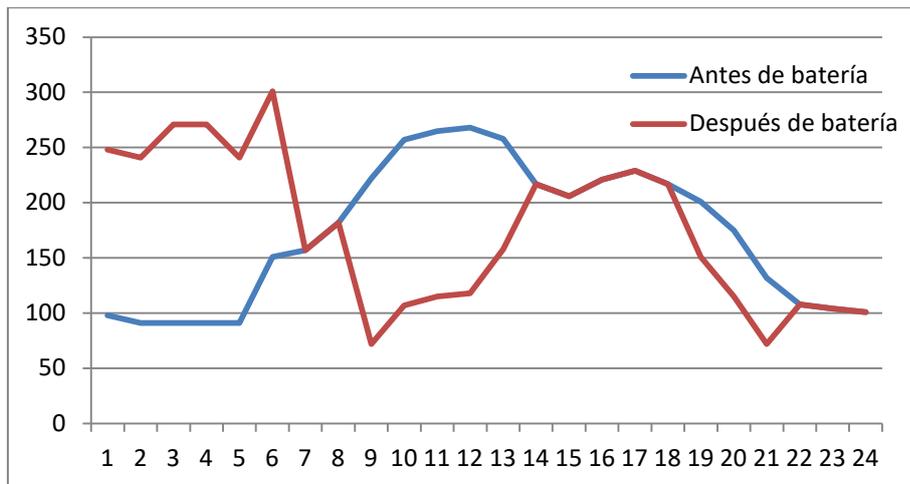


Ilustración 46. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 9 de mayo de 2016

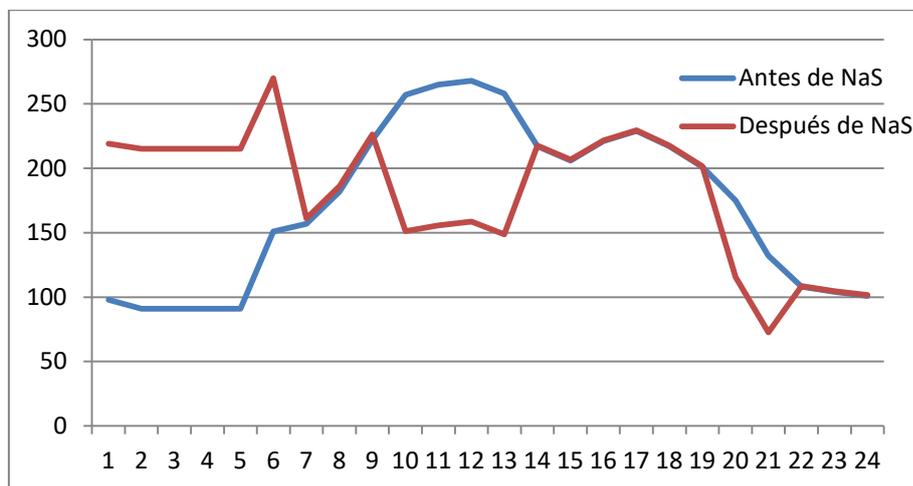


Ilustración 47. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 9 de mayo de 2016

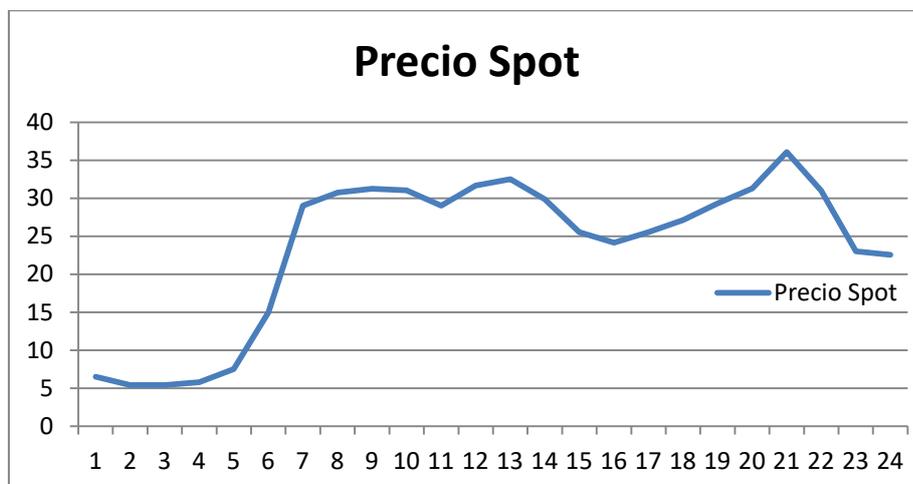


Ilustración 48. Precio del componente diario SPOT el día 9 de mayo de 2016

- 8 de junio

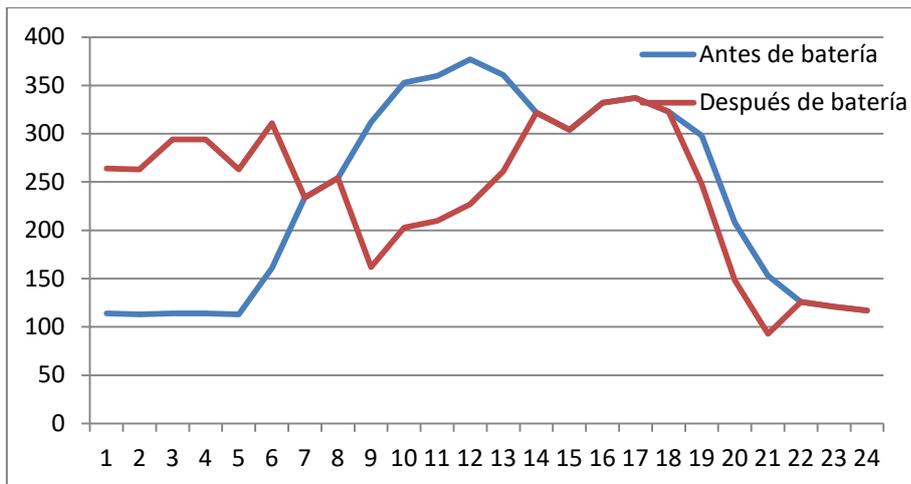


Ilustración 49. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de junio de 2016

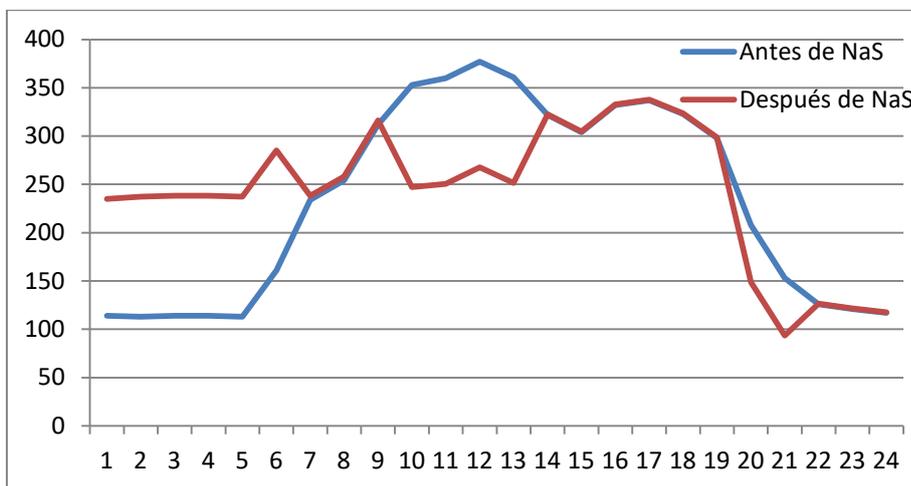


Ilustración 50. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de junio de 2016

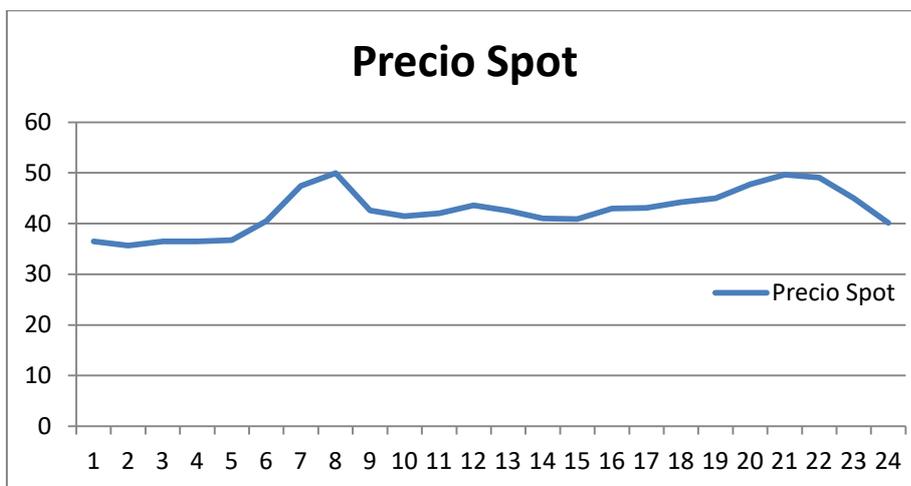


Ilustración 51. Precio del componente diario SPOT el día 8 de junio de 2016

- 8 de julio

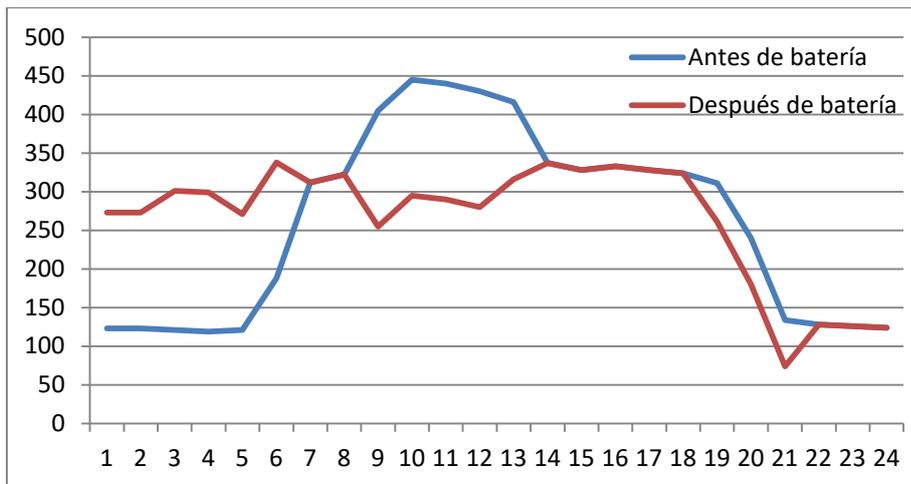


Ilustración 52. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de julio de 2016

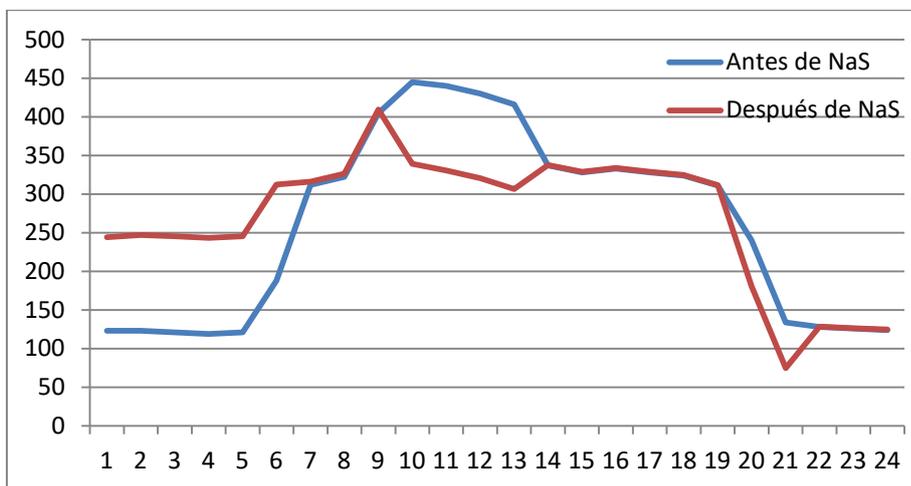


Ilustración 53. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de julio de 2016

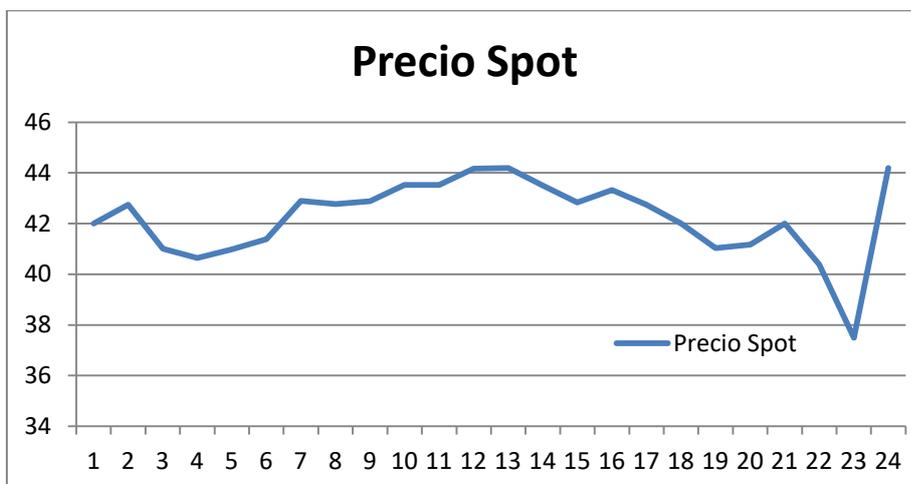


Ilustración 54. Precio del componente diario SPOT el día 8 de julio de 2016

- 8 de septiembre

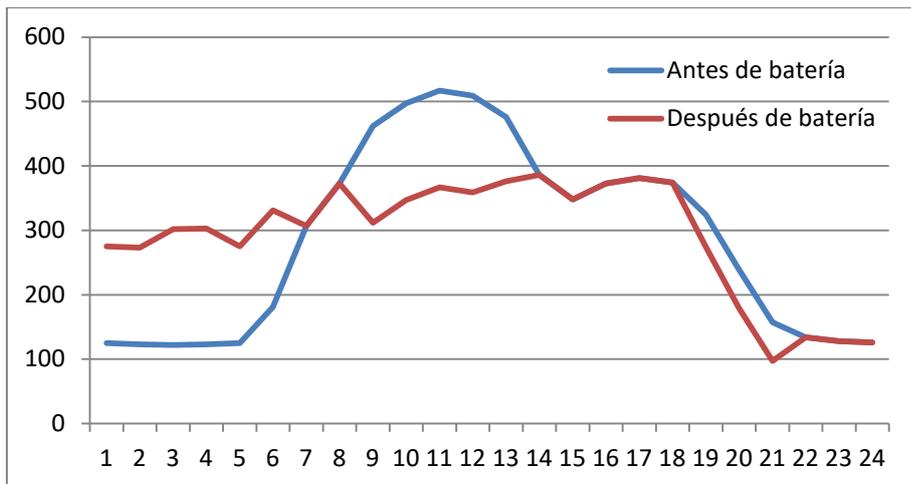


Ilustración 55. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de septiembre de 2016

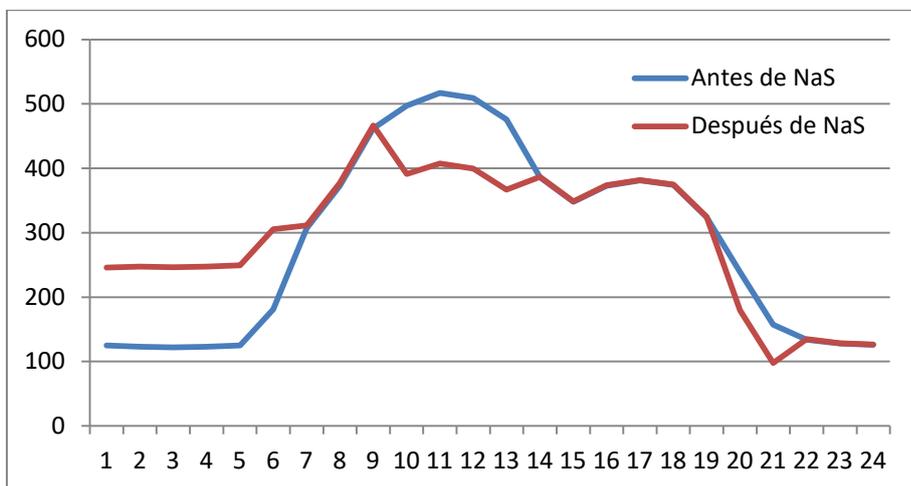


Ilustración 56. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de septiembre de 2016

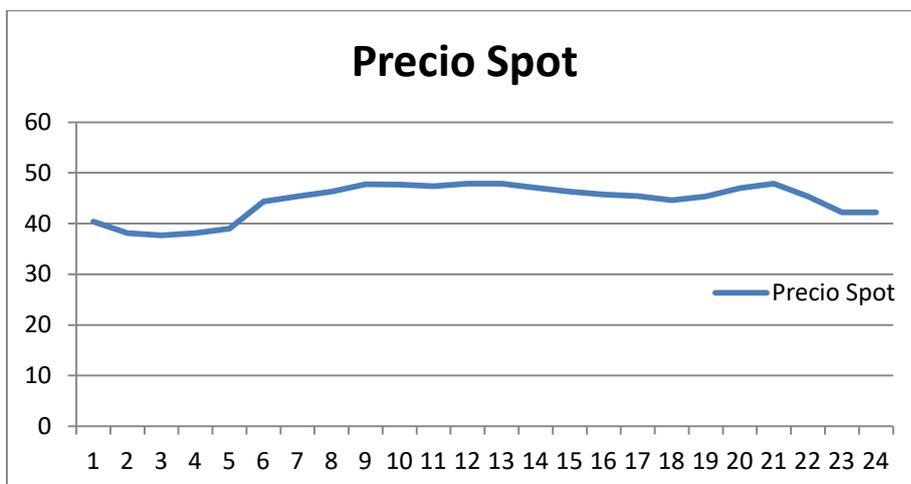


Ilustración 57. Precio del componente diario SPOT el día 8 de septiembre de 2016

- 7 de octubre

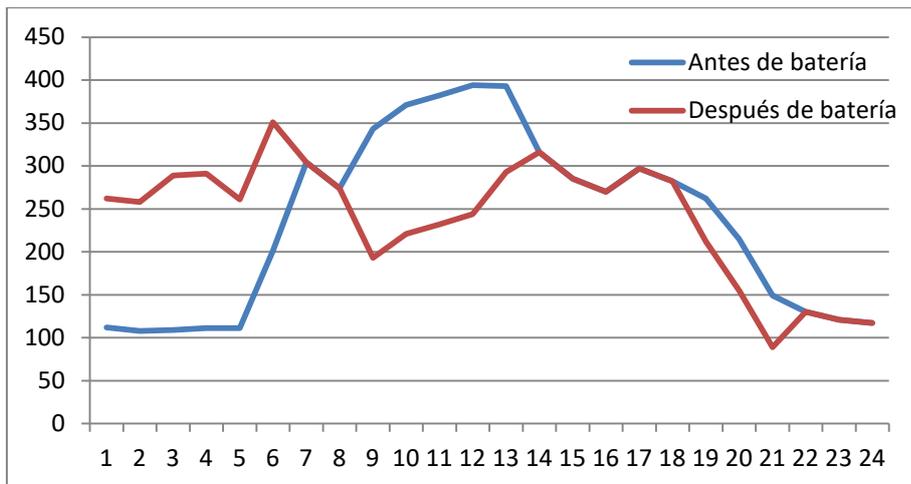


Ilustración 58. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 7 de octubre de 2016

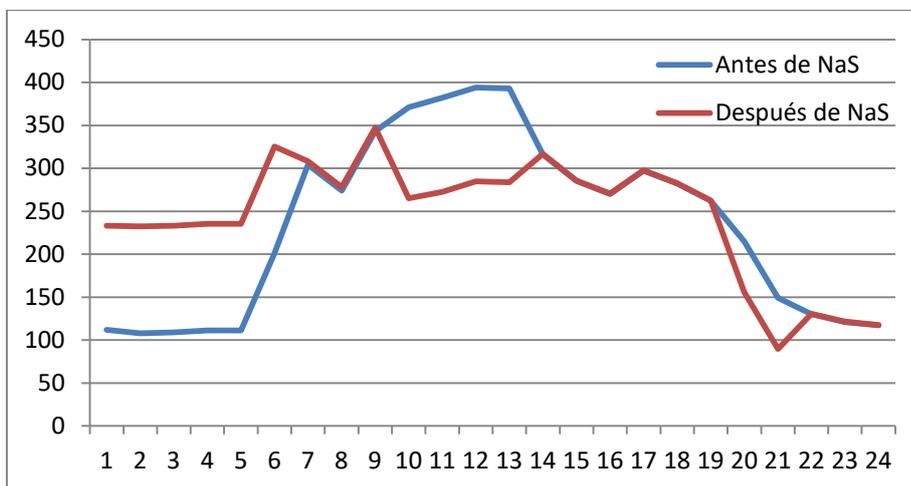


Ilustración 59. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 7 de octubre de 2016

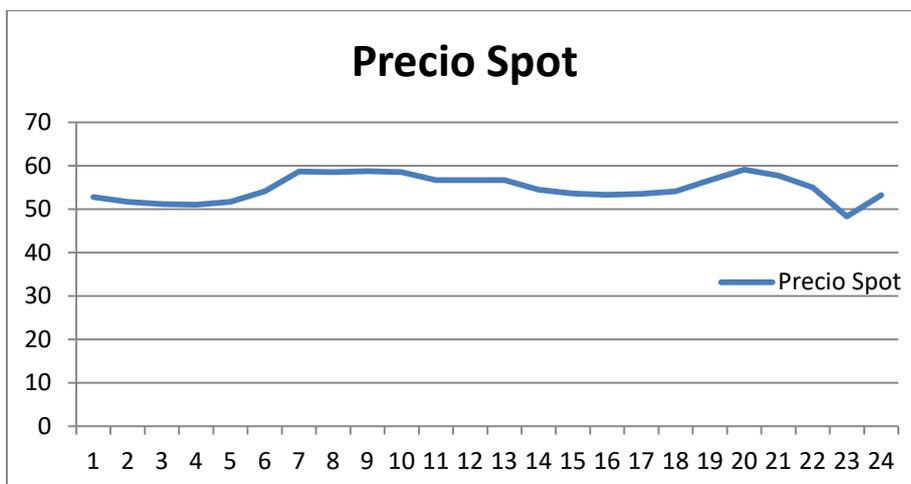


Ilustración 60. Precio del componente diario SPOT el día 7 de octubre de 2016

- 8 de noviembre

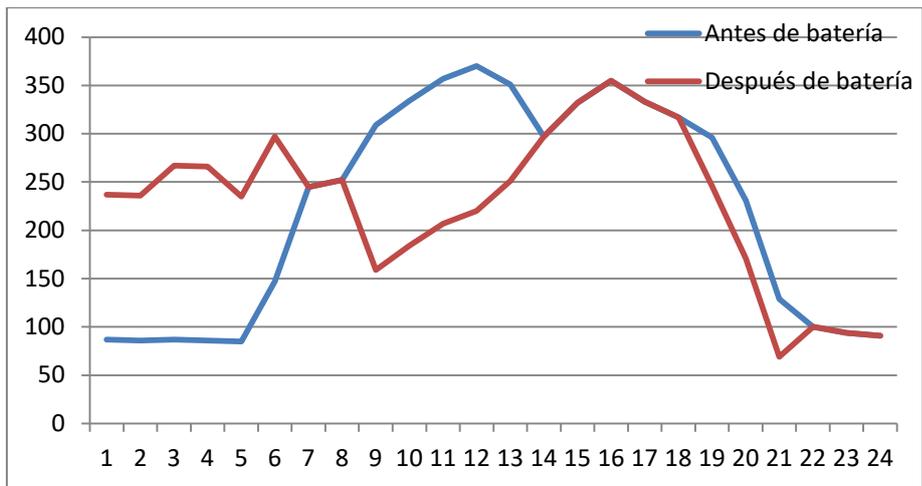


Ilustración 61. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de noviembre de 2016

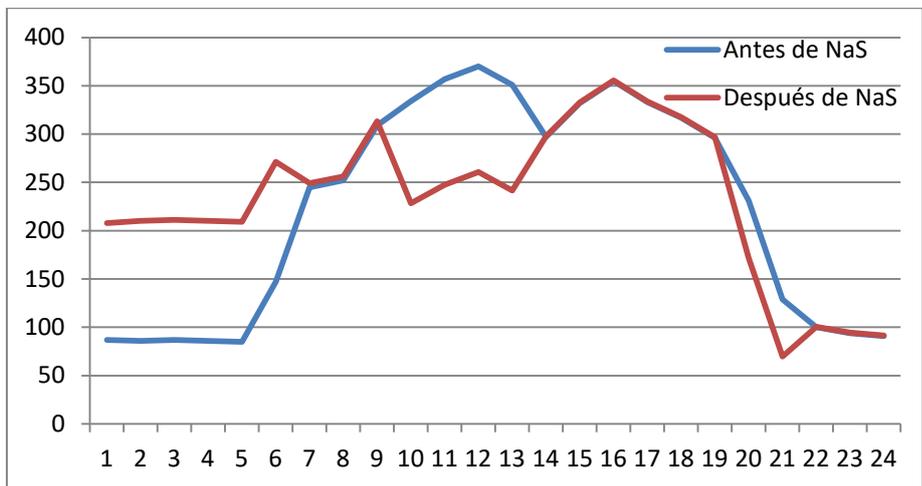


Ilustración 62. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de noviembre de 2016

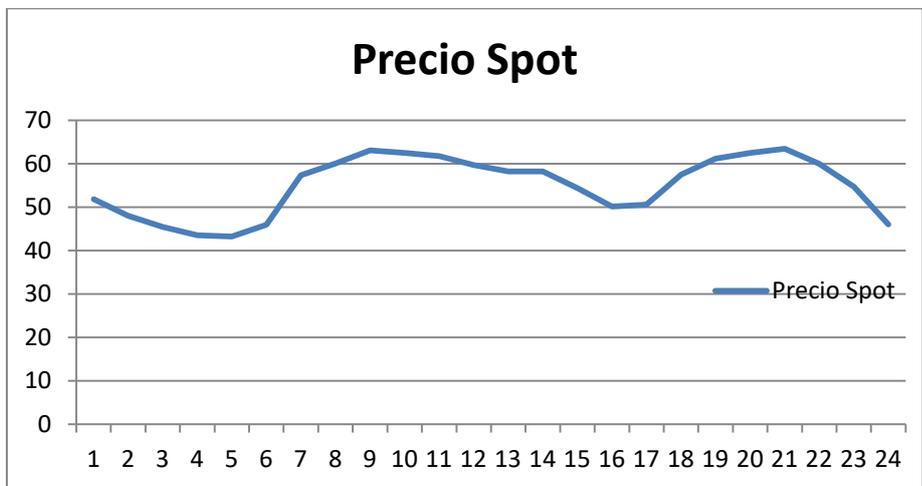


Ilustración 63. Precio del componente diario SPOT el día 8 de noviembre de 2016

- 12 de diciembre

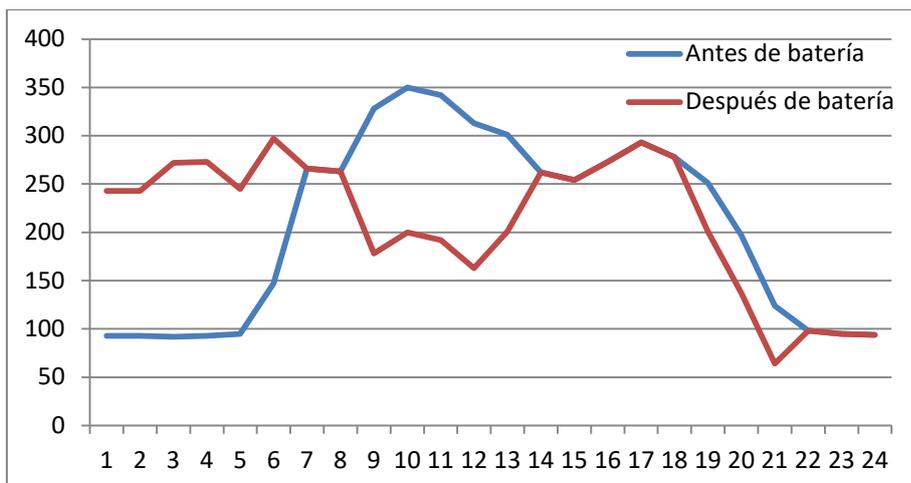


Ilustración 64. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 12 de diciembre de 2016

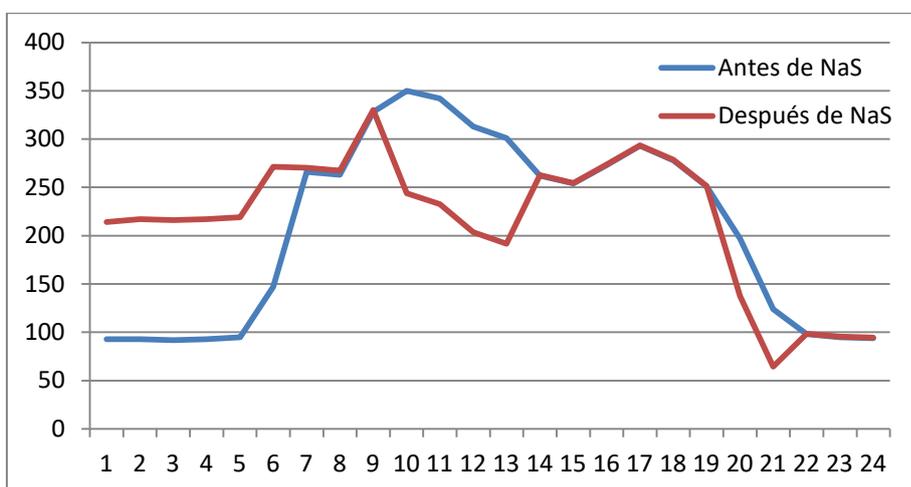


Ilustración 65. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 12 de diciembre de 2016

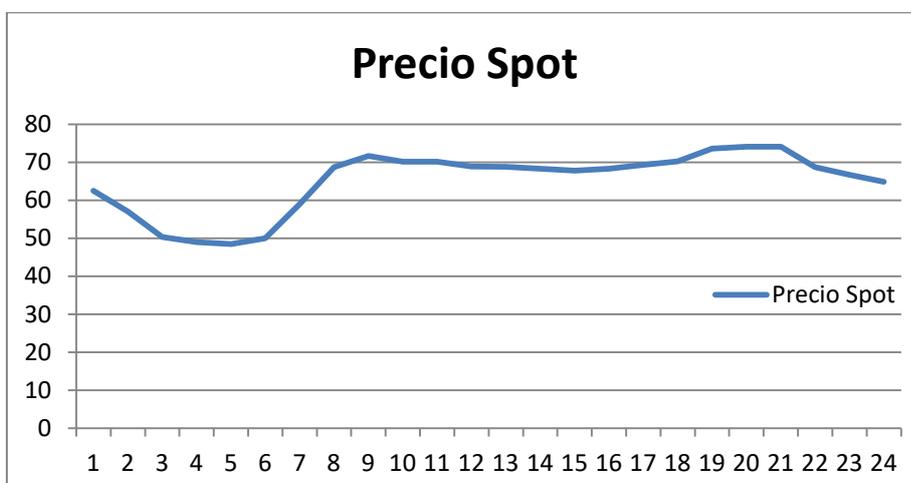


Ilustración 66. Precio del componente diario SPOT el día 12 de diciembre de 2016

Capítulo 5. Uso de baterías como método de balance de energía y su evaluación económica

Una vez analizados los resultados para los días indicados, procedemos a calcular los costes suponiendo que estamos trabajando como Consumidor Directo, para poder comparar mejor los resultados.

De esta forma podemos hacer la comparativa del consumo del día estudiado con ambos métodos.

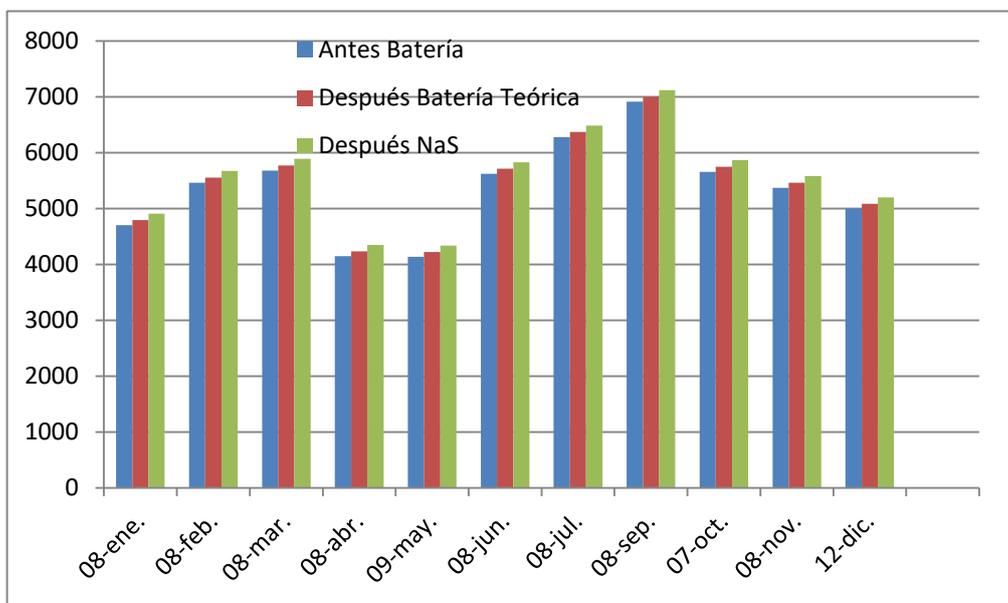


Ilustración 67. Estimación del consumo total de potencia durante los días señalados antes y después de la instalación de la batería NaS.

Observamos que el consumo de potencia después de instalar la batería es ligeramente superior al que había antes de su instalación en el caso de la batería teórica y algo más con la batería de NaS. La explicación de este fenómeno viene dada al tener en cuenta las pérdidas en los procesos de carga y descarga, así como los consumos de la electrónica que gestiona las mismas. Además, el simulador de NaS incluya un porcentaje de pérdidas mayor al que hemos planteado nosotros

Vamos ahora a comparar los costes de estos días antes y después de la instalación de la batería.

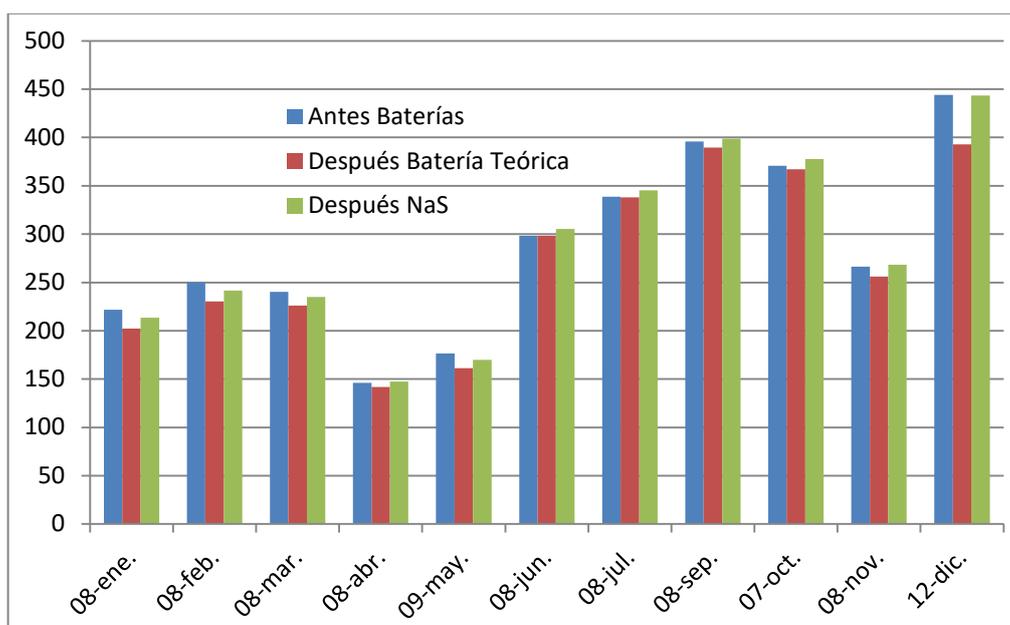


Ilustración 68. Comparativa de coste de la estimación del consumo de potencia durante los días señalados antes y después de la instalación de la batería NaS.

Se observa que el precio después de la instalación de la batería de NaS es algo inferior, mientras que para la batería teórica la reducción del precio es bastante notable. Esto está influenciado con el porcentaje de pérdidas comentado anteriormente. Por otra parte, el ahorro económico para los días evaluados en los meses de junio a octubre es casi inexistente (o incluso negativo para la batería NaS), debido a la forma que tiene la curva de precios Spot en esos días, con apenas variación entre el precio del kWh durante la noche y el día.

Sin embargo, vamos a proceder a la comparación numérica de los costes del consumo tras la instalación de las baterías estudiadas.

Tabla 11. Coste en € del consumo antes y después de instalar la batería teórica

	COSTES CON BATERÍAS			COSTES SIN BATERÍAS		
	PFM	EXACTO_CD	PESIMISTA	PFM	EXACTO_CD	PESIMISTA
ENERO	6275	6201	6263	6643	6575	6638
FEBRERO	5505	5439	5514	5834	5791	5868
MARZO	4623	4447	4500	4778	4573	4628
ABRIL	3774	3673	3775	3965	3837	3941
MAYO	5050	4885	4947	5164	4968	5031
JUNIO	7913	7750	7799	7953	7767	7817
JULIO	8278	8180	8220	8423	8323	8366
AGOSTO	5048	4864	4895	5133	4906	4937
SEPTIEMBRE	9121	8918	8952	9272	9040	9073
OCTUBRE	9169	8988	9025	9410	9197	9234

NOVIEMBRE	8539	8431	8475	8818	8698	8742
DICIEMBRE	9423	9275	9348	9717	9564	9638
TOTAL	82720	81052	81712	85111	83240	83913

Comparándolo los resultados, obtenemos la siguiente tabla:

Tabla 12. Beneficio tras utilizar la batería teórica

	PFM		EXACTO_CD		PESIMISTA	
	€	%	€	%	€	%
ENERO	368	6	374	6	376	6
FEBRERO	329	6	352	6	354	6
MARZO	155	3	126	3	128	3
ABRIL	191	5	164	4	165	4
MAYO	114	2	83	2	84	2
JUNIO	40	0	17	0	17	0
JULIO	145	2	143	2	147	2
AGOSTO	85	2	42	1	42	1
SEPTIEMBRE	151	2	121	1	121	1
OCTUBRE	241	3	209	2	209	2
NOVIEMBRE	279	3	267	3	268	3
DICIEMBRE	294	3	289	3	291	3
TOTAL	2391	3	2188	3	2201	3

Como resumen, observamos un ahorro anual de 2188 euros al usar las baterías frente a no usarlas, siempre participando como Consumidor Directo. Recordar que estamos centrándonos sólo en la parte de “energía referenciada”, es decir, sin contar las tarifas de acceso ni impuestos. Lógicamente, la incorporación de baterías permitiría ahorros adicionales tanto en el término de potencia como en el término de energía de las tarifas de acceso o peajes.

Centrándonos sólo en la parte de “energía referenciada”, al cabo de 10 años tendríamos un ahorro estimado de 22000 euros en el campus Alfonso XIII. Por tanto, el uso de baterías sólo sería rentable si su coste de adquisición fuera inferior a dicha cantidad, con una capacidad de almacenamiento de 960 kWh.

Procedemos ahora de modo análogo a comparar el coste con la batería de NaS. Destacar que la siguiente tabla son datos diarios, para un día concreto de cada mes.

Tabla 13. Coste en € del consumo después de instalar la batería NaS.

COSTES CON BATERÍAS			COSTES SIN BATERÍAS		
PFM	EXACTO_CD	PESIMISTA	PFM	EXACTO_CD	PESIMISTA

8 ENERO	218	214	216	225	222	224
8 FEBRERO	245	241	244	253	250	253
8 MARZO	245	235	236	250	240	241
8 ABRIL	151	147	151	150	146	149
9 MAYO	175	170	177	182	177	183
8 JUNIO	320	305	305	315	299	299
8 JULIO	347	345	346	340	339	340
8 SEPTIEMBRE	411	399	399	408	396	396
7 OCTUBRE	387	378	378	381	371	371
8 NOVIEMBRE	269	268	270	267	266	268
12 DICIEMBRE	447	443	448	446	444	449
TOTAL	3216	3146	3171	3218	3149	3174

Comparándolo con el resultado obtenido de analizar la rentabilidad de actuar como Consumidor Directo, obtenemos los siguientes ahorros diarios (a veces pérdidas):

Tabla 14. Beneficio tras utilizar la batería NaS

AHORRO	€	%
8 ENERO	8	4
8 FEBRERO	9	3
8 MARZO	5	2
8 ABRIL	-1	-1
9 MAYO	7	4
8 JUNIO	-7	-2
8 JULIO	-7	-2
8 SEPTIEMBRE	-3	-1
7 OCTUBRE	-7	-2
8 NOVIEMBRE	-2	-1
12 DICIEMBRE	1	0
TOTAL	3	

Cabe señalar que los beneficios negativos presentados en algunos días son debidos a que la curva de precios de esos días es muy plana y como además, las pérdidas de energía de la batería NaS son mayores que en nuestro caso teórico, se ha producido el mencionado beneficio negativo.

Si estimados el beneficio mensual extrapolando la tabla anterior como aplicación de 20 días laborables por mes, obtenemos:

Tabla 15. Estimación del beneficio mensual tras utilizar la batería NaS

AHORRO	€	%
ENERO	160	4
FEBRERO	180	3
MARZO	200	2
ABRIL	-20	-1
MAYO	140	4
JUNIO	-140	-2
JULIO	-140	-2
SEPTIEMBRE	-60	-1
OCTUBRE	-140	-2
NOVIEMBRE	-120	-1
DICIEMBRE	20	0
TOTAL	60	

Lo que sí se podría plantear sería utilizar este sistema de baterías para complementar una fuente de energía renovable que permita abastecer a todo un edificio (como mínimo) de la universidad. De esta manera no tendríamos el problema de la mencionada curva de costes pues no nos afectaría. Sin embargo, ese estudio se escapa del objetivo del presente documento.

5.3. Conclusiones

Debido a los resultados obtenidos en el apartado anterior, parece evidente rechazar la propuesta planteada en este documento. Como se ha demostrado, no se ha conseguido una rentabilidad al cabo de unos años, por lo que no resulta rentable utilizar un sistema de balance de energía, al menos, para el Campus de Alfonso XIII.

Quizás sería conveniente ampliar el campo de estudio considerando a toda la UPCT como una única carga y analizar, de nuevo, la rentabilidad en ese caso. Por otro lado, también podría ser interesante realizar un nuevo estudio en el que se plantee un el autoconsumo en una parte de la demanda eléctrica (como se ha mencionado anteriormente) mediante paneles fotovoltaicos aprovechando la nueva normativa europea que entrará en vigor en enero del próximo año 2018. Además, la rentabilidad de las baterías podría maximizarse si participase, en un futuro, el consumidor no sólo en los mercados de energía sino en los de ajuste o capacidad. Sin embargo, eso es algo que se escapa de los objetivos del presente trabajo, pero que sería bueno no descartarlo como un proyecto futuro.

BIBLIOGRAFÍA

- <http://www.upct.es> (web de la Universidad Politécnica de Cartagena).
- <http://www.eurobat.org> (web de la asociación europea de empresas de baterías industriales).
- <http://www.omie.es/inicio> (web del Operador del Mercado Eléctrico Español).
- <http://www.ree.es> (web del Operador del Sistema Eléctrico Español).
- <http://www.cne.es/cne/Home> (web de la Comisión Nacional de Energía).
- <http://www.boe.es> (web del Boletín Oficial del Estado).
- <http://www.minetad.gob.es/energia/electricidad/Paginas/Index.aspx> (web de la Secretaría de Estado de Energía, perteneciente al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital)
- BOE núm. 268: “Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica”.
- BOE núm. 28: “Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.”
- BOE núm. 312: “Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015”.
- BOE núm. 302: “Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”.
- Barrero, Fermín. (2004). “Sistemas de energía eléctrica”.
- Gómez Expósito, Antonio. (2002). “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica”.
- García Baños, Eva M^a. (2013). “Estimación del coste de la facturación eléctrica para el edificio del Hospital de Marina participando como Consumidor Directo en el Mercado Eléctrico Español”.
- Ruiz Abellón M.C y Guillamón Frutos A. (2008). “Análisis multivariante, fiabilidad y series temporales”.

ILUSTRACIONES Y TABLAS

Ilustraciones

Ilustración 1. Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL).....	8
Ilustración 2. Esquema del funcionamiento del mercado diario de OMIE.	10
Ilustración 3. Componentes del precio final medio en el año 2016, en Euros/MWh	24
Ilustración 4. Estimación de la proporción de consumo energético en la UPCT.....	29
Ilustración 5. Distribución del consumo eléctrico anual (en miles kWh) durante cada mes en el Campus de Alfonso XIII. Año 2016	34
Ilustración 6. Distribución del coste mensual de la electricidad (en €, sólo energía referenciada) durante cada mes en el Campus de Alfonso XIII. Año 2016.....	34
Ilustración 7. Distribución del consumo eléctrico semanal (en miles kWh) por cada día durante una semana de 2016 en el Campus Alfonso XIII.....	35
Ilustración 8. Distribución del consumo eléctrico horario (kWh) por cada hora de un día de 2016 en el Campus Alfonso XIII.....	35
Ilustración 9. Edificio CIM	36
Ilustración 10. Edificio CIM	37
Ilustración 11. Distribución del consumo eléctrico anual (en miles kWh) durante cada mes en el CIM. Año 2016.....	38
Ilustración 12. Distribución del coste mensual de la electricidad (en €, sólo energía referenciada) durante cada mes en el CIM. Año 2016.....	38
Ilustración 13. Distribución del consumo eléctrico semanal (en miles kWh) por cada día durante una semana de 2016 en el CIM	39
Ilustración 14. Distribución del consumo eléctrico horario (kWh) por cada hora de un día de 2016 en el CIM.....	39
Ilustración 15. Residencia Universitaria Alberto Colao.....	40
Ilustración 16. Distribución del consumo eléctrico anual (en miles kWh) durante cada mes en la Residencia Alberto Colao. Año 2016	43
Ilustración 17. Distribución del coste mensual de la electricidad (en €, sólo energía referenciada) durante cada mes en la Residencia Alberto Colao. Año 2016	43
Ilustración 18. Distribución del consumo eléctrico semanal (en miles kWh) por cada día durante una semana de 2016 en la Residencia Alberto Colao	44
Ilustración 19. Distribución del consumo eléctrico horario (kWh) por cada hora de un día de 2016 en la Residencia Alberto Colao	44

ILUSTRACIONES Y TABLAS

Ilustración 20. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses enero y febrero	55
Ilustración 21. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses marzo y abril.....	55
Ilustración 22. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses mayo y junio.....	56
Ilustración 23. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses julio y agosto	56
Ilustración 24. Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses septiembre y octubre	57
Ilustración 25. . Comparación demanda potencia Real-Estimado Alfonso XIII meses noviembre y diciembre.....	57
Ilustración 26. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses enero y febrero	60
Ilustración 27. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses marzo y abril.....	60
Ilustración 28. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses mayo y junio.....	61
Ilustración 29.. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses julio y agosto	61
Ilustración 30. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses septiembre y octubre	62
Ilustración 31. Comparación demanda potencia Real-Estimado CIM meses noviembre y diciembre.....	62
Ilustración 32. Comparación demanda potencia Real-Estimado Residencia Universitaria Alberto Colao meses mayo y junio	65
Ilustración 33. Comparación demanda potencia Real-Estimado Residencia Universitaria Alberto Colao meses noviembre y diciembre	65
Ilustración 34. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de enero de 2016.....	73
Ilustración 35. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de enero de 2016.....	73
Ilustración 36. Precio del componente diario SPOT el día 8 de enero de 2016.....	73
Ilustración 37. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de febrero de 2016.....	74
Ilustración 38. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de febrero de 2016	74
Ilustración 39. Precio del componente diario SPOT el día 8 de febrero de 2016	74
Ilustración 40. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de marzo de 2016.....	75

ILUSTRACIONES Y TABLAS

Ilustración 41. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de marzo de 2016.....	75
Ilustración 42. Precio del componente diario SPOT el día 8 de marzo de 2016.....	75
Ilustración 43. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de abril de 2016	76
Ilustración 44. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de abril de 2016.....	76
Ilustración 45. Precio del componente diario SPOT el día 8 de abril de 2016.....	76
Ilustración 46. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 9 de mayo de 2016.....	77
Ilustración 47. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 9 de mayo de 2016.....	77
Ilustración 48. Precio del componente diario SPOT el día 9 de mayo de 2016.....	77
Ilustración 49. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de junio de 2016	78
Ilustración 50. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de junio de 2016.....	78
Ilustración 51. Precio del componente diario SPOT el día 8 de junio de 2016.....	78
Ilustración 52. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de julio de 2016	79
Ilustración 53. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de julio de 2016.....	79
Ilustración 54. Precio del componente diario SPOT el día 8 de julio de 2016.....	79
Ilustración 55. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de septiembre de 2016.....	80
Ilustración 56. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de septiembre de 2016	80
Ilustración 57. Precio del componente diario SPOT el día 8 de septiembre de 2016.....	80
Ilustración 58. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 7 de octubre de 2016.....	81
Ilustración 59. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 7 de octubre de 2016.....	81
Ilustración 60. Precio del componente diario SPOT el día 7 de octubre de 2016.....	81
Ilustración 61. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 8 de noviembre de 2016	82
Ilustración 62. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 8 de noviembre de 2016.....	82
Ilustración 63. Precio del componente diario SPOT el día 8 de noviembre de 2016.....	82

ILUSTRACIONES Y TABLAS

Ilustración 64. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería el día 12 de diciembre de 2016.....	83
Ilustración 65. Consumo de potencia antes y después de la instalación de la batería de NaS el día 12 de diciembre de 2016.....	83
Ilustración 66. Precio del componente diario SPOT el día 12 de diciembre de 2016	83
Ilustración 67. Estimación del consumo total de potencia durante los días señalados antes y después de la instalación de la batería NaS.....	84
Ilustración 68. Comparativa de coste de la estimación del consumo de potencia durante los días señalados antes y después de la instalación de la batería NaS.....	85

Tablas

Tabla 1. Tarifas acceso para consumidores en mercado eléctrico.....	29
Tabla 2. Tarifa de acceso 6.1A (AT <30 kV y AT >450 kW en algún periodo).	30
Tabla 3. Tarifa de acceso 3.1A (AT <30 kV y AT <450 kW en algún periodo).	41
Tabla 4. Contribución de los diferentes costes en modo Consumidor Directo. Alfonso XIII.	58
Tabla 5. Costes y beneficio de la energía al operar como Consumidor Directo. Alfonso XIII.	59
Tabla 6. Contribución de los diferentes costes en modo Consumidor Directo. CIM.	63
Tabla 7. Costes y beneficio de la energía al operar como Consumidor Directo. CIM.	64
Tabla 8. Contribución de los diferentes costes en modo Consumidor Directo. Residencia Universitaria Alberto Colao.....	66
Tabla 9. Costes y beneficio de la energía al operar como Consumidor Directo. Residencia Universitaria Alberto Colao.....	67
Tabla 10. Comparación de las diferentes tecnologías actuales en baterías	70
Tabla 11. Coste en €del consumo antes y después de instalar la batería teórica.....	85
Tabla 12. Beneficio tras utilizar la batería teórica.....	86
Tabla 13. Coste en €del consumo después de instalar la batería NaS.....	86
Tabla 14. Beneficio tras utilizar la batería NaS.....	87
Tabla 15. Estimación del beneficio mensual tras utilizar la batería NaS	88

ANEXOS

Anexo I: Calendarios académicos oficiales cursos

2015/2016 y 2016/2017

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA CALENDARIO ACADÉMICO OFICIAL. CURSO 2015-2016

(Aprobado por el Consejo de Gobierno en sesión de 05 de mayo de 2015)

PERIODOS DE CLASES

CUATRIMESTRE	PERIODOS DE CLASES
PRIMER Cuatrimestre	desde lunes 21 de septiembre hasta el viernes 15 de enero
SEGUNDO Cuatrimestre	desde lunes 15 de febrero hasta el viernes 3 de junio

PERIODOS DE EXAMEN

CONVOCATORIA	PERIODOS EXAMEN
Febrero 2016	desde el sábado 16 de enero al sábado 13 de febrero
Junio 2016	desde el sábado 11 de junio al sábado 9 de julio
Septiembre 2016	desde el jueves 1 al sábado 17 de septiembre

Dentro del periodo de exámenes de Febrero de 2016, el jueves 28 de enero es fiesta al celebrarse el acto por Santo Tomás de Aquino.

En los periodos señalados se convocarán exámenes en todas las materias y titulaciones.

A las asignaturas de segundo cuatrimestre y anuales, y para la convocatoria de Febrero de 2016, podrán concurrir los alumnos que estuvieran matriculados por segunda y sucesivas veces.

PERIODOS VACACIONALES

Navidad	desde el jueves 24 de diciembre al miércoles 6 de enero
Semana Santa	desde el viernes 18 de marzo al martes 29 de marzo

FIRMA DE ACTAS

Las actas y/o calificaciones deberán ser firmadas y cerradas digitalmente de acuerdo con los siguientes plazos:

CONVOCATORIA	PLAZOS
Febrero 2016	Hasta el sábado 27 de febrero
Junio 2016	Hasta el sábado 23 julio
Septiembre 2016	Hasta el viernes 30 de septiembre

ANEXOS

Los Centros, dentro del marco general de este calendario académico oficial, establecerán sus horarios de clases y su calendario de exámenes, y según establece el artículo 112 de nuestros Estatutos, deberán dar publicidad de los mismos antes del inicio de los periodos de matrícula. En consecuencia, deberán estar publicados antes del 1 de julio de 2015.

En caso de que un Centro considerara conveniente modificar este calendario, el Director o Decano correspondiente deberá solicitarlo al Rector de la Universidad Politécnica de Cartagena, con antelación suficiente para su autorización o denegación por el Consejo de Gobierno

FESTIVIDADES ACADÉMICAS

- Celebración del Acto de Apertura del Curso: por determinar.
- Celebración de Santo Tomás de Aquino: jueves 28 de enero

Estos días serán no lectivos e inhábiles para la actividad administrativa.

Los Centros tendrán sus respectivas fiestas patronales, con una duración máxima de un día. Es obligado el desplazamiento de su celebración al viernes o lunes más próximo, si no coincide con uno de estos días.

DISTRIBUCIÓN POR SEMANAS DEL CURSO ACADÉMICO 2015-2016

Primer cuatrimestre			
Número de semana	Fechas (lunes-viernes)	Días lectivos	Observaciones
1	21 sep – 25 sep	4	25 septiembre. Fiesta local. Cartagineses y Romanos
2	28 sept – 2 oct	5	
3	5 oct – 9 oct	5	
4	12 oct – 16 oct	4	
5	19 oct – 23 oct	4	
6	26 oct – 30 oct.	5	
7	2 nov – 6 nov	5	
8	9 nov – 13 nov	5	
9	16 nov – 20 nov	5	
10	23 nov – 27 nov	5	
11	30 nov – 4 dic	5	
12	7 dic – 11 dic	3	
13	14 dic – 18 dic	5	
14	21 dic – 25 dic	3	
V Navidad	24 dic – 6 ene		7 y 8 de diciembre. Fiesta Nacional
15	4 ene – 8 ene	2	El 24 comienzan las vacaciones de Navidad
16	11 ene – 15 ene	5	4, 5 y 6 Enero siguen siendo vacaciones de Navidad
TOTAL DÍAS:		69*	Se pierden 3 lunes, 2 martes, 1 miércoles, 1 jueves y 2 viernes

(*) Falta fijar el día del Acto Oficial de Apertura del Curso Académico

Segundo cuatrimestre			
Número de semana	Fechas (lunes-viernes)	Días lectivos	Observaciones
1	15 feb – 19 feb	5	11 de Marzo. Patronales en los centros ETSII, ETSIT y Turismo
2	22 feb – 26 febr	5	
3	29 febr - 4 mar	5	
4	7 mar – 11 mar	4/5	
5	14 mar – 18 mar	4	
V Semana Santa	18 mar – 29 mar		
6	28 mar – 1 abr	3	
7	4 abr – 8 abr	5	
8	11 abr – 15 abr	5	
9	18 abr – 22 abr	5	
10	25 abr – 29 abr	5	
11	2 may – 6 may	4/5	
12	9 may - 13 may	5	
13	16 may – 20 may	5	
14	23 may – 27 may	5	
15	30 may – 3 jun	5	
TOTAL DÍAS:		71	Se pierden 1 lunes, 1 martes, y 2 viernes

CALENDARIO ACADÉMICO OFICIAL. Curso 2015/2016
(Aprobado por el Consejo de Gobierno en sesión de 05 de mayo de 2015)

SEPTIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

OCTUBRE						
L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

NOVIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						

DICIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

ENERO						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

FEBRERO						
L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29						

MARZO						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

ABRIL						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

MAYO						
L	M	X	J	V	S	D
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

JUNIO						
L	M	X	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

JULIO						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

AGOSTO						
L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

SEPTIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

Días lectivos		
1 Cuatrimestre	69	Fiestas Nacionales
2 Cuatrimestre	71	Fiestas Comunidad Autónoma
		Fiestas Locales
		No Lectivos
		Fiestas Centros/Acto Académico/Apertura Curso
		Lectivo
		Periodo de Examen
		Exámenes septiembre curso anterior

Aquellas titulaciones impartidas en otra localidad distinta a la de Cartagena se registrarán por el calendario de fiestas locales correspondiente.

El Centro Universitario de la Defensa y la Escuela Universitaria de Turismo tienen un calendario propio adaptado a las características propias del Centro.

FALTA FIJAR EL DÍA PARA EL ACTO DE APERTURA DE CURSO EN EL PRIMER CUATRIMESTRE



MODIFICACIÓN DEL CALENDARIO ACADÉMICO OFICIAL CURSO 2016/2017

(Acuerdo aprobado en Consejo de Gobierno de 3 de febrero de 2017)

Justificación:

El calendario académico para el curso 2016/2017 fue aprobado por Consejo de Gobierno en el mes de mayo de 2016. Posteriormente al comienzo del curso académico, el Consejo de Gobierno de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia aprobó el calendario oficial de días hábiles para el año 2017. En este calendario se fijó como día hábil del 20 de marzo, a pesar de que el 19 de marzo coincidía con un domingo. Por esta razón, se propone modificar el carácter del día 20 de marzo, pasando de día festivo a día hábil. No obstante, y dadas las características de dicho día y su cercanía en el tiempo, se propone que el Consejo de Gobierno aconseje al profesorado de la Universidad Politécnica de Cartagena, que dicho día no pueda ser utilizado para la realización de pruebas de evaluación.

Acuerdo:

Aprobación del nuevo calendario.

Documentación adjunta:

Calendario Académico Oficial para el curso 2016/2017

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA CALENDARIO
ACADÉMICO OFICIAL. CURSO
2016-2017**

(Aprobado por el Consejo de Gobierno en sesión de 30 de mayo de 2016.
Modificado en sesión extraordinaria de Consejo de Gobierno de 3 de febrero de 2017)

PERIODOS DE CLASES

CUATRIMESTRE	PERIODOS DE CLASES
PRIMER Cuatrimestre	desde lunes 19 de septiembre hasta el viernes 13 de enero
SEGUNDO Cuatrimestre	desde lunes 13 de febrero hasta el martes 6 de junio

PERIODOS DE EXAMEN

CONVOCATORIA	PERIODOS EXAMEN
Febrero 2017	desde el sábado 14 de enero al sábado 11 de febrero
Junio 2017	desde el lunes 12 de junio al sábado 8 de julio
Septiembre 2017	desde el viernes 1 al sábado 16 de septiembre

Dentro del periodo de exámenes de febrero de 2017, el viernes 27 de enero es fiesta a celebrarse el acto por Santo Tomás de Aquino.

En los periodos señalados se convocarán exámenes en todas las materias y titulaciones.

A las asignaturas de segundo cuatrimestre y anuales, y para la convocatoria de febrero de 2017, podrán concurrir sólo los alumnos que estuvieran matriculados por segunda y sucesivas veces.

PERIODOS VACACIONALES

Navidad	desde el sábado 24 de diciembre al sábado 7 de enero
Semana Santa	desde el viernes 7 de abril al martes 18 de abril

FIRMA DE ACTAS

Las actas y/o calificaciones deberán ser firmadas y cerradas digitalmente de acuerdo con los siguientes plazos:

CONVOCATORIA	PLAZOS
Febrero 2017	Hasta el sábado 25 de febrero
Junio 2017	Hasta el sábado 22 de julio
Septiembre 2017	Hasta el lunes 25 de septiembre

ANEXOS

Los Centros, dentro del marco general de este calendario académico oficial, establecerán sus horarios de clases y su calendario de exámenes, y según establece el artículo 112 de nuestros Estatutos, deberán dar publicidad de los mismos antes del inicio de los periodos de matrícula. En consecuencia, deberán estar publicados antes del **1 de julio de 2016**.

En caso de que un Centro considerara conveniente modificar este calendario, el Director o Decano correspondiente deberá solicitarlo al Rector de la Universidad Politécnica de Cartagena, con antelación suficiente para su autorización o denegación por el Consejo de Gobierno

FESTIVIDADES ACADÉMICAS

- Celebración del Acto de Apertura del Curso: por determinar.
- Celebración de Santo Tomás de Aquino: viernes 27 de enero

Estos días serán no lectivos e inhábiles para la actividad administrativa.

Los Centros tendrán sus respectivas fiestas patronales, con una duración máxima de un día. Es obligado el desplazamiento de su celebración al viernes o lunes más próximo, si no coincide con uno de estos días.

DISTRIBUCIÓN POR SEMANAS DEL CURSO ACADÉMICO 2016-2017

Primer cuatrimestre

Número de semana	Fechas (lunes-viernes)	Días lectivos	Observaciones
1	19 sept – 23 sept	4	23 de septiembre. Fiesta local. Cartagineses y Romanos
2	26 sept – 30 sept	5	
3	3 oct – 7 oct	5	
4	10 oct – 14 oct	4	
5	17 oct – 21 oct	4	
6	24 oct – 28 oct.	5	
7	31 oct – 4 nov	4	
8	7 nov – 11 nov	5	
9	14 nov – 18 nov	5	
10	21 nov – 25 nov	5	
11	28 nov – 2 dic	5	
12	5 dic – 9 dic	3	
13	12 dic – 16 dic	5	
14	19 dic – 23 dic	5	
V Navidad	24 dic – 7 ene		
15	9 ene – 13 ene	5	
TOTAL DÍAS:		68	Se pierden 2 martes, 1 miércoles, 1 jueves y 2 viernes*

(*) Falta fijar el Acto de Apertura del Curso Académico

Segundo cuatrimestre

Número de semana	Fechas (lunes-viernes)	Días lectivos	Observaciones
1	13 feb – 17 feb	5	10 de marzo. Patronales en los centros ETSII, ETSIT
2	20 feb – 24 feb	5	
3	27 feb – 3 mar	5	
4	6 mar - 10 mar	4/5	
5	13 mar – 17 mar	5	
6	20 mar – 24 mar	5	
7	27 mar – 31 mar	5	
8	3 abr – 7 abr	4	
V Semana Santa	7 abr – 18 abr		
9	17 abr – 21 abr	3	
10	24 abr – 28 abr	5	
11	1 may – 5 may	4	
12	8 may – 12 may	4/5	
13	15 may - 19 may	5	
14	22 may – 26 may	5	
15	29 may – 2 jun	5	
16	5 jun – 9 jun	2	
TOTAL DÍAS:		72	Se pierden 1 lunes y 2 viernes

CALENDARIO ACADÉMICO OFICIAL. Curso 2016/2017
 (Aprobado por el Consejo de Gobierno en sesión de 30 de mayo de 2016)

SEPTIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

OCTUBRE						
L	M	X	J	V	S	D
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

NOVIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

DICIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

ENERO						
L	M	X	J	V	S	D
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

FEBRERO						
L	M	X	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28					

MARZO						
L	M	X	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

ABRIL						
L	M	X	J	V	S	D
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

MAYO						
L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

JUNIO						
L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

JULIO						
L	M	X	J	V	S	D
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

AGOSTO						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

SEPTIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

Días lectivos

- 1 Cuatrimestre 68*
- 2 Cuatrimestre 72

Fiestas Nacionales
Fiestas Comunidad Autónoma
Fiestas Locales
No Lectivos

Fiestas Centros/Acto Académico/Apertura Curso
Lectivo
Periodo de Examen
Exámenes septiembre curso anterior

Aquellas titulaciones impartidas en otra localidad distinta a la de Cartagena se regirán por el calendario de fiestas locales correspondiente. **HAY QUE MENCIONAR ALGO SOBRE LOS MÁSTERES INTERUNIVERSITARIOS**

El Centro Universitario de la Defensa tiene un calendario propio adaptado a las características propias del Centro.

*FALTA FIJAR EL DÍA PARA EL ACTO DE APERTURA DE CURSO EN EL PRIMER CUATRIMESTRE

Anexo II: Tablas utilizadas para introducir los datos en MATLAB

Señalar que los Festivos1 son domingos y festivos en los que no hay ninguna actividad en la Universidad y los Festivo2 son los sábados y los festivos en los que, aunque no hay actividad lectiva, sí están disponibles los recursos de la universidad para el profesorado.

- Alfonso XIII

DIA	MES	W2	W3	W4	W5	W6	W7	Lectivo	Exámenes	OA	Festivo1	Festivo2
1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
2	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
6	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
7	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
8	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
9	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
11	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
12	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
13	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
14	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
15	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
16	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
17	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
18	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
19	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
20	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
21	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
22	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
23	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
24	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
25	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
26	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
27	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
28	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
29	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
30	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
31	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
1	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
2	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
3	2	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0

ANEXOS

4	2	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
5	2	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
6	2	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
7	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
8	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
9	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
10	2	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
11	2	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
12	2	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
13	2	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
14	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
15	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
16	2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
17	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
18	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
19	2	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
20	2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
21	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
22	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
23	2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
24	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
25	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
26	2	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
27	2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
28	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
29	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
3	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
4	3	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
5	3	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
6	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
7	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
8	3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
9	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
10	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
11	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
12	3	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
13	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
14	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
15	3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
16	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
17	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
18	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
19	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0

ANEXOS

20	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
21	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
22	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
23	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
24	3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
25	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
26	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0
27	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
28	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
29	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
30	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
31	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
1	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
2	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
3	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
4	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
5	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
8	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
9	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
10	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
11	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
12	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
13	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
14	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
15	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
16	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
17	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
18	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
19	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
20	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
21	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
22	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
23	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
24	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
25	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
27	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
28	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
29	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
30	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
1	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
2	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
3	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

ANEXOS

4	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
5	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
6	5	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
7	5	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
8	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
9	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
10	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
11	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
12	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
13	5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
14	5	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
15	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
16	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
17	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
18	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
19	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
20	5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
21	5	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
22	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
23	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
24	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
25	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
27	5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
28	5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
29	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
30	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
31	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	6	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2	6	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
3	6	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
4	6	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
5	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	6	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
10	6	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
11	6	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
12	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
13	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
14	6	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
15	6	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
16	6	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
17	6	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0

ANEXOS

18	6	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
19	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
20	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
21	6	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
22	6	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
23	6	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
24	6	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
25	6	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
26	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
27	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
28	6	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
29	6	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
30	6	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
1	7	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
2	7	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
3	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
4	7	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
5	7	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
6	7	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
7	7	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
8	7	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
9	7	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
10	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
11	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
12	7	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
13	7	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
14	7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
15	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
16	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
17	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
18	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
19	7	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
20	7	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
21	7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
22	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
23	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
24	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
25	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
26	7	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
27	7	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
28	7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
29	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
30	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
31	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
1	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

ANEXOS

2	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
3	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
4	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
5	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
6	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
7	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
9	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
10	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
11	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
12	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
13	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
14	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
15	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
16	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
17	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
18	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
19	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
20	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
21	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
22	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
23	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
24	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
25	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
26	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
27	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
28	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
29	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
30	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
31	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
1	9	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
2	9	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
3	9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
4	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
5	9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
6	9	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
7	9	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	9	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
9	9	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
10	9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
11	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
12	9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
13	9	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
14	9	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
15	9	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0

ANEXOS

16	9	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
17	9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
18	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
19	9	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
20	9	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
21	9	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
22	9	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
23	9	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
24	9	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
25	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
26	9	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
27	9	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
28	9	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1
29	9	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
30	9	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
1	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
2	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
3	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
4	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
5	10	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
7	10	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
8	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
9	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
10	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
11	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
12	10	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
13	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
14	10	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
15	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
16	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
17	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
18	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
19	10	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
20	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
21	10	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
22	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
23	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
24	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
25	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26	10	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
27	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
28	10	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
29	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
30	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0

ANEXOS

31	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
3	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
4	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
5	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
6	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
7	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
8	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
9	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
10	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
11	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
12	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
13	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
14	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
15	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
16	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
17	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
18	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
19	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
20	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
21	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
22	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
23	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
24	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
25	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
26	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
27	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
28	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
29	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
30	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
2	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
3	12	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
4	12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
5	12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	12	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
7	12	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
8	12	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
9	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
10	12	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
11	12	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
12	12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
13	12	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
14	12	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0

ANEXOS

15	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
16	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
17	12	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
18	12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
19	12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
20	12	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
21	12	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
22	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
23	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
24	12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
25	12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
26	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
27	12	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
28	12	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
29	12	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
30	12	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
31	12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1

ANEXOS

- CIM

Señalar que el tipo Eventos está pensado para aquellos días que, aunque no hay actividad lectiva, en el centro se realizan actividades como ponencias, congresos, etc, por lo que hay con consumo atípico

DIA	MES	W2	W3	W4	W5	W6	W7	Lectivo	Exámenes	OA	Festivo1	Festivo2	Eventos
1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
2	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
6	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
7	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
9	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
11	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
12	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
16	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
17	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
18	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
19	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
20	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
21	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
22	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
23	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
24	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
25	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
27	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
28	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
29	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
30	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
31	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
1	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
3	2	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
4	2	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
5	2	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
6	2	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
7	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0

ANEXOS

8	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
9	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
10	2	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
11	2	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
12	2	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
13	2	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
14	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
15	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
16	2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	2	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
20	2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
21	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
22	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
23	2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
24	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
25	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
26	2	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
27	2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
28	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
29	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
2	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
3	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
4	3	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
5	3	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
6	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
7	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
9	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
10	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
12	3	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
13	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
14	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
16	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
19	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
20	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
21	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
22	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
23	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0

ANEXOS

24	3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
25	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
26	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
27	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
28	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
29	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
30	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
31	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
2	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
3	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
4	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
5	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
7	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
9	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
10	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
11	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
12	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
16	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
17	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
18	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
21	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
23	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1
24	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
25	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
26	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
28	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
29	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
30	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
1	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
2	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
3	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
4	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
5	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	5	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
7	5	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0

ANEXOS

8	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
9	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
10	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
12	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
14	5	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
15	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
16	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
21	5	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1
22	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
23	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
24	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
25	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
26	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
28	5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1
29	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
30	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
31	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	6	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
2	6	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
3	6	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
4	6	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
5	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
7	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
8	6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
9	6	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
10	6	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
11	6	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
12	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
13	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
14	6	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
15	6	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
16	6	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
17	6	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
18	6	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
19	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
20	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
21	6	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

ANEXOS

22	6	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
23	6	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
24	6	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
25	6	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
26	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
27	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
28	6	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
29	6	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
30	6	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	7	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
2	7	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
3	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
4	7	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
5	7	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	7	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	7	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
8	7	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
9	7	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
10	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
11	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
12	7	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
13	7	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
14	7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
15	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
16	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
17	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
18	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
19	7	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
20	7	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
21	7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
22	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
23	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1
24	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
25	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
26	7	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
27	7	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
28	7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
29	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
30	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
31	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
1	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
2	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
3	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
4	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
5	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0

ANEXOS

6	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
7	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
10	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
11	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
12	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
13	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
14	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
15	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
16	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
17	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
18	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
19	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
20	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
21	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
22	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
23	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
24	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
25	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
26	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
27	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
28	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
29	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
30	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
31	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
1	9	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2	9	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
3	9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
4	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
5	9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	9	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	9	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
8	9	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
9	9	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
10	9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
11	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
12	9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
13	9	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
14	9	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
15	9	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
16	9	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
17	9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
18	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
19	9	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0

ANEXOS

20	9	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
21	9	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	9	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
23	9	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
24	9	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
25	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
26	9	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	9	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
28	9	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
29	9	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
30	9	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0
1	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
2	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
3	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
4	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
5	10	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
7	10	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
8	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
9	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
10	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
12	10	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
13	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	10	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
15	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
16	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
17	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	10	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
21	10	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
22	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
23	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
24	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
25	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
26	10	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
28	10	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
29	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
30	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
31	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
2	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
3	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0

ANEXOS

4	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
5	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
6	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
7	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
9	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
10	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
12	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
13	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
14	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
16	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
19	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
20	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
21	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
23	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
24	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
25	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
26	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
27	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
28	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
29	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
30	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
2	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
3	12	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
4	12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
5	12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	12	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
7	12	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	12	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
10	12	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
11	12	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
12	12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	12	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	12	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
16	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
17	12	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1
18	12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0

ANEXOS

19	12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	12	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
21	12	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
23	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
24	12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
25	12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
26	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
27	12	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
28	12	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
29	12	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
30	12	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
31	12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0

ANEXOS

ANEXOS

- Residencia Universitaria Alberto Colao

Señalar que el tipo Vacaciones está pensado para los períodos festivos largos en los que los residentes vuelven a su lugar de origen y, por lo tanto, se modifica el consumo.

DIA	MES	W2	W3	W4	W5	W6	W7	Lectivo	Exámenes	OA	Festivo1	Festivo2	Vacaciones
1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1
2	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1
3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
6	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
7	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
9	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
11	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
12	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
16	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
17	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
18	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
19	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
20	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
21	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
22	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
23	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
24	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
25	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
27	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
28	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
29	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
30	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
31	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
1	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
3	2	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
4	2	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
5	2	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
6	2	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
7	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
8	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

ANEXOS

9	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
10	2	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
11	2	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
12	2	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
13	2	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
14	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
15	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
16	2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	2	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
20	2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
21	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
22	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
23	2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
24	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
25	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
26	2	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
27	2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
28	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
29	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
2	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
3	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
4	3	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
5	3	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
6	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
7	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
9	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
10	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	3	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
12	3	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
13	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
14	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	3	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
16	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1
19	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1
20	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
21	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
22	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
23	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
24	3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1

ANEXOS

25	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1
26	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1
27	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
28	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
29	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
30	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
31	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
2	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
3	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
4	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
5	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
7	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
9	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
10	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
11	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
12	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
16	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
17	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
18	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
21	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
23	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
24	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
25	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
26	4	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
28	4	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
29	4	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
30	4	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
1	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
2	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
3	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
4	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
5	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	5	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
7	5	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
8	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0

ANEXOS

9	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
10	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
12	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
14	5	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
15	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
16	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
21	5	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
22	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
23	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
24	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
25	5	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
26	5	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
28	5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
29	5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
30	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
31	5	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	6	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
2	6	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
3	6	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
4	6	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
5	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	6	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	6	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
12	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
13	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
14	6	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
15	6	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
16	6	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
17	6	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
18	6	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
19	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
20	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
21	6	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
22	6	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

ANEXOS

23	6	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
24	6	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
25	6	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
26	6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
27	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
28	6	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
29	6	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
30	6	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	7	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
2	7	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
3	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
4	7	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
5	7	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	7	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	7	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
8	7	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
9	7	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
10	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
11	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
12	7	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
13	7	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
14	7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1
15	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1
16	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1
17	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
18	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
19	7	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
20	7	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
21	7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
22	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
23	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1
24	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
25	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
26	7	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
27	7	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
28	7	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1
29	7	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1
30	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1
31	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
1	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
2	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
3	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
4	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
5	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1
6	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1

ANEXOS

7	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
9	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
10	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
11	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
12	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1
13	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1
14	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
15	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
16	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
17	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
18	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
19	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1
20	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1
21	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
22	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
23	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
24	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
25	8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
26	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1
27	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1
28	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
29	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
30	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
31	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
1	9	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2	9	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1
3	9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
4	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
5	9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
6	9	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
7	9	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
8	9	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1
9	9	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1
10	9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
11	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
12	9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
13	9	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
14	9	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
15	9	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1
16	9	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1
17	9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
18	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
19	9	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	9	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0

ANEXOS

21	9	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	9	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
23	9	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
24	9	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
25	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
26	9	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	9	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
28	9	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
29	9	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
30	9	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
1	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
2	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
3	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
4	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
5	10	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
7	10	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
8	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
9	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
10	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
12	10	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
13	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	10	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
15	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
16	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
17	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	10	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
21	10	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
22	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
23	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
24	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
25	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
26	10	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	10	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
28	10	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
29	10	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
30	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
31	10	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
3	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
4	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0

ANEXOS

5	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
6	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
7	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
9	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
10	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
12	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
13	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
14	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
16	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
19	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
20	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
21	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
23	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
24	11	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
25	11	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
26	11	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
27	11	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
28	11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
29	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
30	11	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
2	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
3	12	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
4	12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
5	12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	12	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
7	12	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
8	12	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
10	12	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
11	12	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
12	12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	12	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
14	12	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
15	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
16	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
17	12	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
18	12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
19	12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0

ANEXOS

20	12	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
21	12	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
23	12	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
24	12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1
25	12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
26	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
27	12	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
28	12	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
29	12	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
30	12	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1
31	12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1

Anexo III: Simulador de baterías NaS

Como se indicó anteriormente en el documento, la empresa *NGK INSULATOR, LTD* ofrece desde su página web (<https://www.ngk.co.jp/nas/>) un simulador con el que comprobar qué resultados nos ofrecen sus baterías. Para utilizarlo, simplemente hay que seguir los siguientes pasos:

1. Nos dirigimos a la página web <https://www.ngk.co.jp/english/products/power/nas/simulator/> y pulsamos en el recuadro señalado. Ilustración 69
2. La página nos dirigirá al formulario de solicitud del simulador. Lo rellenamos con nuestros datos correspondientes y pulsamos sobre el recuadro señalado. Ilustración 70 e Ilustración 71.
3. Confirmamos datos introducidos y seguimos el enlace que llegará a nuestro correo electrónico. Ilustración 72

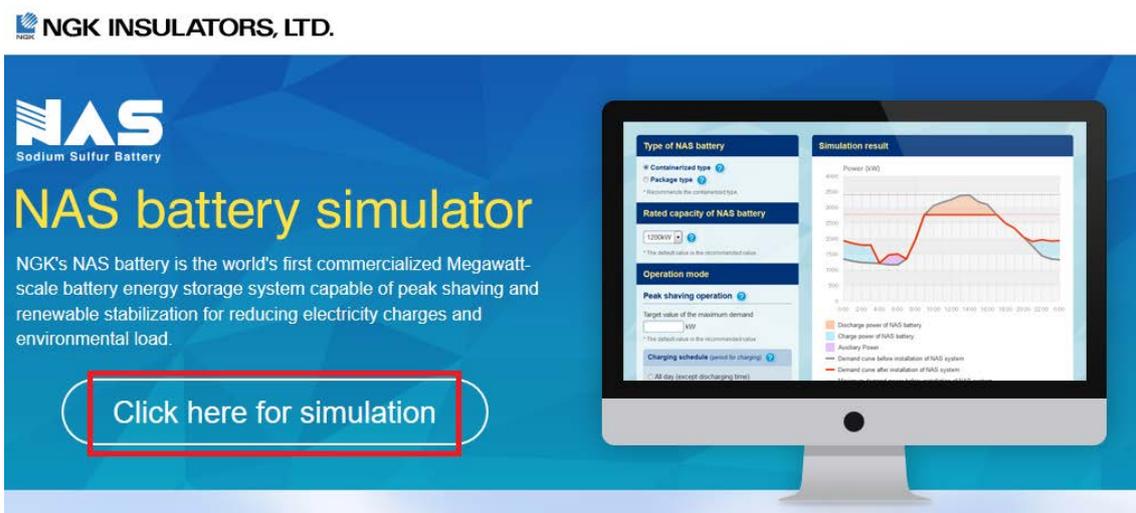


Ilustración 69

Register now!

To use the simulator, registration is required.
The URL for the simulator will be sent via e-mail.

*** Required**

Name *

Company *

Department *

e-mail address *

Confirm e-mail address *

Select the intended use of the NAS battery. (Questionnaire)

- Large-scale factory
- Commercial facility
- Other facility than above
- Others

Ilustración 70

Privacy Policy

The registered information shall be managed appropriately in accordance with NGK's privacy policy.
Please read and agree to the [Privacy Policy](#) and [Privacy Notice](#) before registration.

I have read and agree to the Privacy Policy and Privacy Notice.

Confirm your registration

Ilustración 71

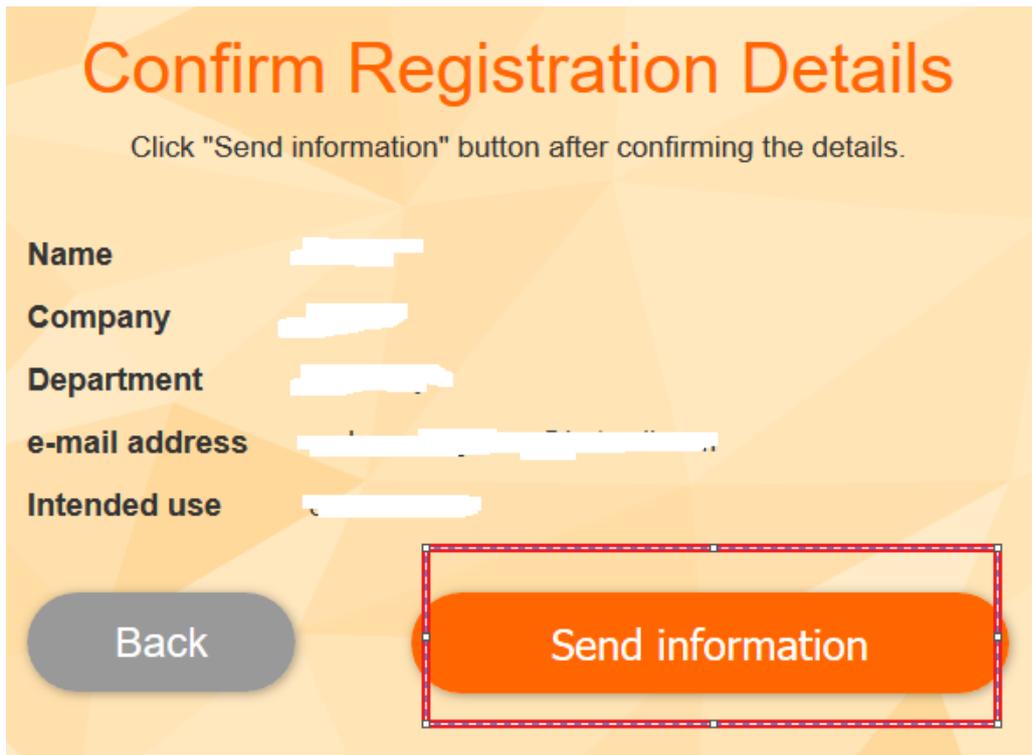


Ilustración 72

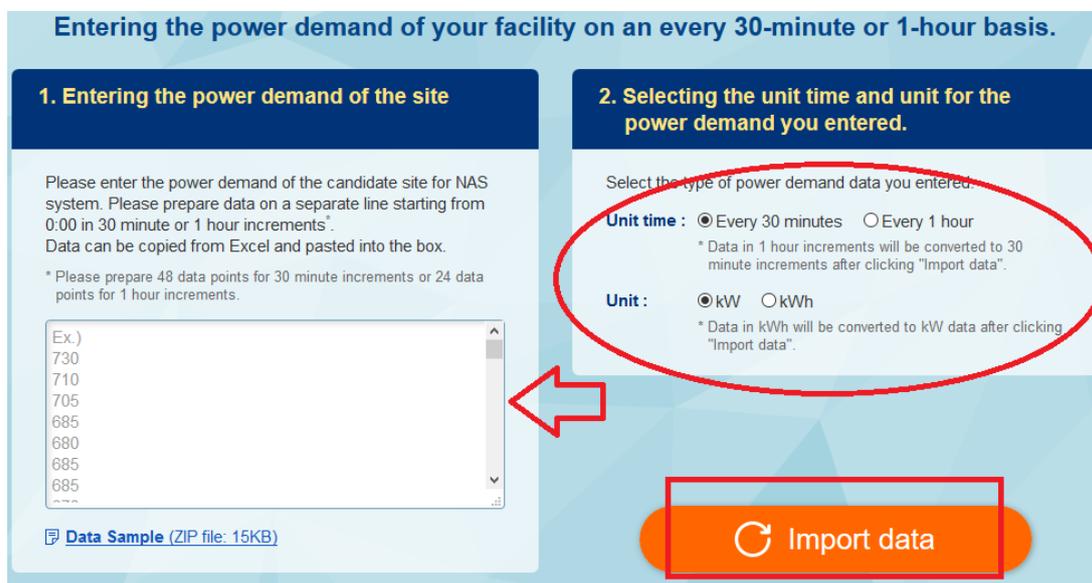


Ilustración 73

ANEXOS

Una vez estamos en el simulador, debemos seleccionar lo que más se ajusta a nuestro propósito:

- Type of NAS Battery. Puede ser “Containerized Type” (mayor eficiencia y mayor espacio físico utilizado) o “Package Type” (menor eficiencia y menos espacio físico utilizado). Ilustración 73
- Rated Capacity of NAS Battery. Debemos escoger la capacidad de la batería que más se nos asemeja a nuestro caso. Ilustración 74
- Peak Shaving Operation. Escogemos aquí el nivel máximo de potencia que deseamos que entre en nuestra red. C
- Charging y Discharging Schedule. Podemos seleccionar aquí cuándo queremos que se cargue y descargue nuestra batería y cuánta capacidad. Ilustración 74 e Ilustración 75.
- Use as an Emergency Power Supply. Podemos elegir que nuestra batería actúe como un apoyo de emergencia de energía y durante cuánto tiempo y cuánta capacidad quisiéramos contar. Ilustración 75

Además, en la parte derecha de la Ilustración 74 y la Ilustración 75 tenemos las gráficas de nuestro consumo antes y después de instalar la batería y del estado de la batería, respectivamente.

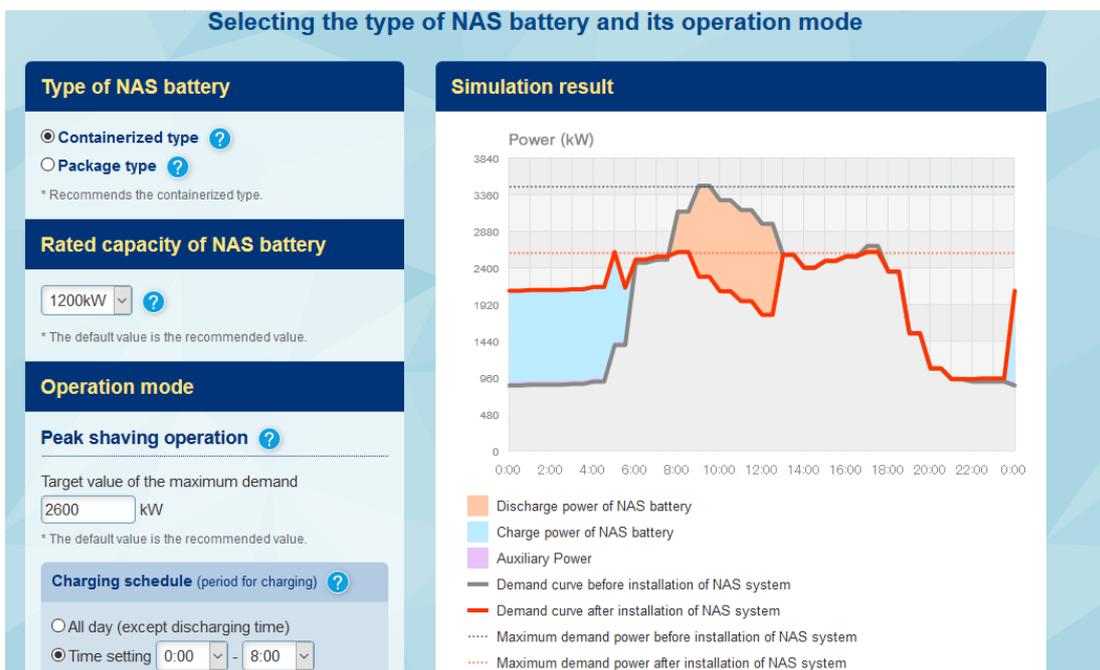


Ilustración 74



Ilustración 75

Una vez realizada la simulación, podemos descargar un archivo comprimido en el que se nos facilitan las dos gráficas mencionadas (una de la estimación de la demanda de potencia y otra de la estimación del uso de la batería) y un documento Excel donde recogemos los valores de potencia obtenidos en la simulación y con los que podremos estimar el coste que tendríamos ese día si hubiéramos tenido instalado el sistema de baterías.

Anexo IV: Cálculo del consumo de la batería teórica

Como se indicó en el Capítulo 5, la estimación de la batería se ha planteado siguiendo este planteamiento: cargamos una batería virtual de 960 kWh, utilizando los siguientes periodos de carga y descarga.

- Carga:
La batería se cargará desde las 00:00 hasta las 6:00 horas

- Descarga:
El proceso de descarga se subdividirá en dos tramos horarios:
 - Descarga 1: se iniciará a las 9:00 h y se prolongará hasta las 13:00 h.
 - Descarga 2: se iniciará a las 19:00 h y se prolongará hasta las 22:00 h. Si un día puntual por cualquier circunstancia no se ha consumido tanta energía (por ejemplo un día festivo), la energía sobrante se invertirá en otro proceso de descarga que comenzaría a las 17:00h

La cantidad de potencia que carga y descarga la batería se indica en la tabla siguiente. La idea es que siempre siga el mismo procedimiento:

- Carga 1: 150 kWh de 00:00 a 2:00
- Carga 2: 180 kWh de 2:00 a 4:00
- Carga 3: 150 kWh de 4:00 a 6:00
- Descarga 1: 150 kWh de 9:00 a 12:00
- Descarga 2: 100 kWh de 12:00 a 13:00
- Descarga 3: 50 kWh de 19:00 a 20:00
- Descarga 4: 60 kWh de 20:00 a 22:00

Este proceso se puede reflejar en la columna “Carga_Baterias” de la tabla siguiente. Sin embargo, hay días (domingos, festivos, etc.) en los que el consumo es menor a lo que se iba a descargar de la batería y entonces en lugar de recibir energía de la red, la cederíamos. Como eso no puede ser, en esos días se ha planteado que si el consumo que se iba a recibir de la red menos lo que nos ofrecía la batería era menor que 0, se absorba la energía de la batería hasta llegar a 0 (no se consumiría nada de la red) y se almacena un restante que se va acumulando a lo largo del día y se cede al consumo del edificio en las franjas horarias de 17:00 a 19:00. Esto se puede ver reflejado en la columna “Carga_Baterias_Real” de la tabla siguiente.

ANEXOS

Tabla 16. Ejemplo de uso del cálculo de consumo de la batería para el día 1 de enero de 2016.

CASO	Fecha	Hora	Real	PREDICCIONES	Carga_Baterias	Carga_Baterias_Real	Carga_Baterias_Restante	Prediccion_Baterias	Real_Baterias
1	01/01/2016	1	70	68	150	150	150	218	220
2	01/01/2016	2	68	71	150	150	300	221	218
3	01/01/2016	3	70	70	180	180	480	250	250
4	01/01/2016	4	69	71	180	180	660	251	249
5	01/01/2016	5	72	73	150	150	810	223	222
6	01/01/2016	6	78	81	150	150	960	231	228
7	01/01/2016	7	114	118	0	0	960	118	114
8	01/01/2016	8	99	104	0	0	960	104	99
9	01/01/2016	9	98	96	-150	-96	864	0	2
10	01/01/2016	10	97	100	-150	-100	764	0	0
11	01/01/2016	11	95	98	-150	-98	666	0	0
12	01/01/2016	12	96	100	-150	-100	566	0	0
13	01/01/2016	13	97	99	-100	-99	467	0	0
14	01/01/2016	14	96	99	0	0	467	99	96
15	01/01/2016	15	96	96	0	0	467	96	96
16	01/01/2016	16	98	99	0	0	467	99	98
17	01/01/2016	17	98	95	0	-95	372	0	3
18	01/01/2016	18	103	107	0	-107	265	0	0
19	01/01/2016	19	102	102	-50	-50	215	52	52
20	01/01/2016	20	82	83	-60	-60	155	23	22
21	01/01/2016	21	77	79	-60	-60	95	19	17
22	01/01/2016	22	73	74	0	0	95	74	73
23	01/01/2016	23	73	73	0	0	95	73	73
24	01/01/2016	24	70	70	0	0	95	70	70