

# Trabajo Fin de Máster

## Gestión de la demanda eléctrica en mercados eléctricos liberalizados mediante almacenamiento en baterías

Autor

Julio Alberto Balana Ferrer

Director

José María Yusta Loyo

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Año 2012

# Gestión de la demanda eléctrica en mercados eléctricos liberalizados mediante almacenamiento en baterías

## RESUMEN

En el presente trabajo se ha planteado la gestión de la demanda eléctrica de un consumidor final en un mercado liberalizado mediante un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de baterías.

Para ello se ha comenzado realizando una exhaustiva búsqueda bibliográfica sobre el tema que sirviera de base al trabajo.

A continuación se ha realizado el modelado del sistema, definiendo sus parámetros técnicos y económicos fundamentales. Después se han definido una función objetivo de minimización de costes y unas restricciones técnicas del sistema a las que está sujeta la optimización.

Para implementar en la práctica dicha optimización, se ha realizado un programa en LP Solve que resuelve el problema antes planteado. Los datos de entrada de dicho programa son el perfil horario de cargas del consumo a alimentar, los precios de energía y potencia y las características técnicas y económicas del sistema de almacenamiento. Las salidas del programa, con el objetivo de minimización del coste (de energía eléctrica y de funcionamiento del sistema) son un dimensionamiento óptimo del sistema (capacidad y potencia) y sus costes asociados así como variables horarias de funcionamiento del sistema (carga/descarga o no actuación del sistema, potencias de carga/descarga, estado de carga de la batería en cada momento y la potencia resultante demandada de la red eléctrica).

A continuación se ha aplicado el modelo de optimización mediante el programa en LP Solve al consumo de un edificio público de oficinas, usando sus datos reales de cargas de 2011. Se han planteado dos escenarios, ambos con precios de 2011: uno basado en períodos tarifarios (que es el que tiene en la actualidad) y otro en el mercado hora a hora o spot, propio de un mercado liberalizado.

Se han escogido tres tipos de baterías diferentes (Pb Ácido, Li Ión, Vanadio Redox), contactando con fabricantes/distribuidores de las mismas para la obtención de datos reales y fiables de precios y prestaciones, procediendo a analizar dichos datos con el fin de determinar el punto óptimo de trabajo y sus costes y limitaciones asociadas.

Con dichos puntos de trabajo del sistema de almacenamiento y los datos del consumo en el edificio de oficinas se ha procedido a llevar a cabo la optimización mediante el programa y la obtención de las variables relevantes antes mencionadas.

A continuación se han llevado a cabo diferentes pruebas de sensibilidad del dimensionamiento óptimo del sistema y su rentabilidad frente a variaciones de varios parámetros (desviación de la dimensión óptima del sistema, precios de energía y potencia o el diferencial de dichos precios y el establecimiento de primas al kWh almacenado), extrayendo conclusiones de las mismas.

## **INDICE**

### **1. INTRODUCCION**

### **2. BREVE DESCRIPCION Y MODELIZACION DEL SISTEMA**

2.1 Descripción del sistema y de los flujos de potencia

2.2 Estado de carga de la batería

### **3. EVALUACION DE COSTES**

3.1 Coste de la energía y la potencia consumida de la red en 1 ciclo

3.2 Coste de la energía y potencia consumida de la red en 1 ciclo con sistema de almacenamiento

3.3 Coste del sistema de almacenamiento para un ciclo

### **4. FUNCION OBJETIVO, RESTRICCIONES Y PROGRAMACION**

4.1 Función Objetivo

4.2 Restricciones

4.3 Programa utilizado para la Optimización

4.4 Programación de la función objetivo y las restricciones

4.5 Parámetros de entrada y resultados obtenidos del programa

### **5. APLICACIÓN A EDIFICIO PÚBLICO DE OFICINAS EN ZARAGOZA (ESPAÑA)**

5.1 Tarifación por periodos: Breve descripción del sistema tarifario: ITC 2794/2007

5.2 Caracterización del consumo en el edificio público de oficinas

5.3 Escenarios de facturación

5.4 Alternativas de baterías estudiadas

5.5 Proceso de optimización aplicado al edificio público de oficinas

### **6. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION PARA EL EDIFICIO PÚBLICO DE OFICINAS**

6.1 Escenario a) Facturación por Periodos

6.2 Escenario b) Facturación hora a hora

6.3 Comparación de los resultados obtenidos en ambos escenarios

6.4 Influencia de la variación del dimensionado en la rentabilidad del sistema

6.5 Influencia de la variación de precios en el suministro eléctrico en el diseño y rentabilidad del sistema de almacenamiento

6.6 Influencia de la variación del diferencial de precios en el diseño y rentabilidad del sistema de almacenamiento

6.7 Influencia de la concesión de primas al kWh almacenado en el diseño y rentabilidad del sistema de almacenamiento

6.8 Comparación del aumento de precios, del aumento del diferencial de precios y de la concesión de primas en la rentabilidad del sistema de almacenamiento

### **7. CONCLUSIONES**

### **BIBLIOGRAFIA**

## **ANEXOS**

### **ANEXO 1: PARÁMETROS DEL SISTEMA Y DEL MODELO**

### **ANEXO 2: ORDEN ITC/2794/2007 DE 27 DE Septiembre**

### **ANEXO 3: GRAFICAS DE CONSUMOS DIARIOS DEL EDIFICIO ESTUDIADO**

- 3.1 Consumo diario del edificio de oficinas en los diferentes meses
- 3.2 Medias de los días laborables en los diferentes meses
- 3.3 Medias de los días laborables en meses de temporada alta y media

### **ANEXO 4: PRECIOS DE ENERGIA Y POTENCIA Y DIFERENCIAS DIARIAS MAXIMAS**

- 4.1 Escenario a) Facturación por períodos
- 4.2 Escenario b) Facturación hora a hora
- 4.3 Evolución de los precios de electricidad en los años 2002 – 2012

### **ANEXO 5: BATERIAS DE ION LITIO SYNERION DE SAFT**

- 5.1 Datos recibidos del fabricante SAFT
- 5.2 Hoja de características de la batería Synerion 24E de SAFT
- 5.3 Cálculo del punto de trabajo de la batería Ión Litio Synerion 24E de SAFT (profundidad de descarga máxima y ciclos de vida)

### **ANEXO 6: BATERIAS PLOMO ACIDO OPZS DE EXIDE**

- 6.1 Datos recibidos del fabricante EXIDE
- 6.2 Hoja de características de la batería 24 OpzS 3000 Solar de EXIDE
- 6.3 Cálculo del punto de trabajo de la batería Plomo ácido 24 OpzS 3000 Solar de EXIDE (profundidad de descarga máxima y ciclos de vida)

### **ANEXO 7: SISTEMA DE BATERIAS DE VANADIO REDOX DE CELLCUBE**

- 7.1 Datos proporcionados por CELLCUBE
- 7.2 Folleto comercial y hoja de características de sistemas de baterías CELLCUBE
- 7.3 Cálculo del punto de trabajo del sistema CELLCUBE 200-400 (capacidad según horas de descarga y coste por kWh)

### **ANEXO 8: FLUJOS DE POTENCIA EN LOS MESES DE ACTUACION DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO**

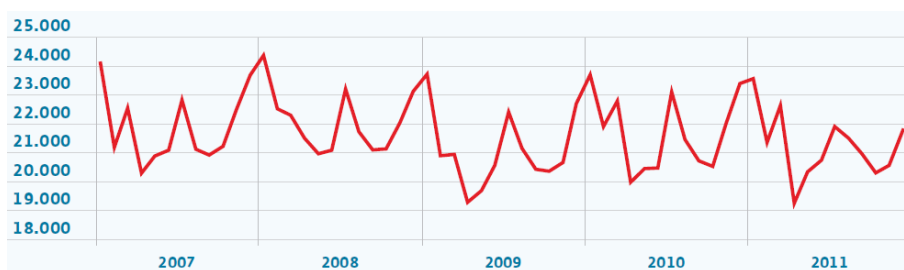
- 8.1 Escenario a) Facturación por períodos
- 8.2 Escenario b) Facturación hora a hora

### **ANEXO 9: PROGRAMA EN LP SOLVE PARA OPTIMIZACION DEL ESCENARIO B) CON BATERIAS OPZS DE EXIDE**

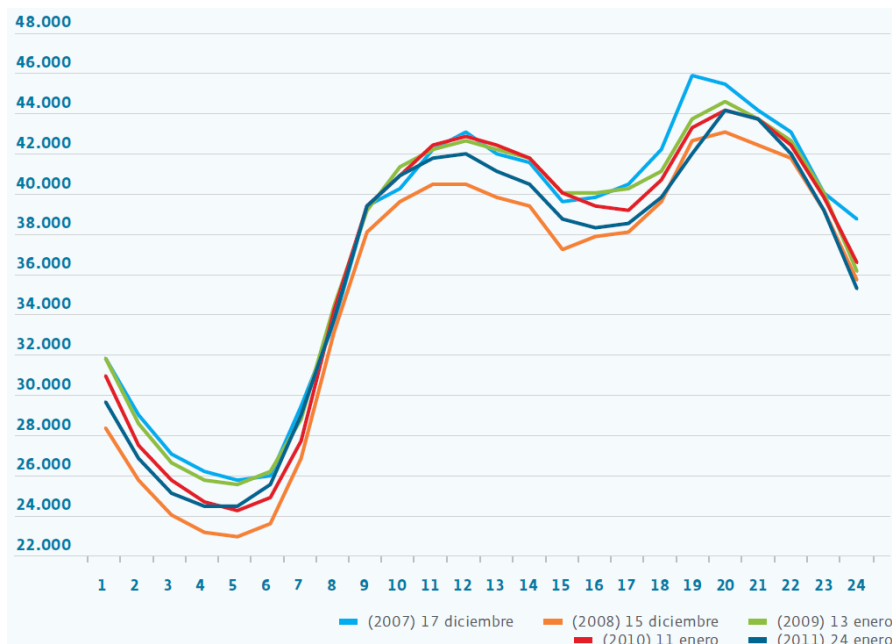
## 1. INTRODUCCION

En el contexto energético actual, uno de los costes más importantes que deben afrontar muchas empresas es el del suministro eléctrico.

Aunque los consumos tanto residenciales como de las empresas son variables dependiendo de factores tales como la hora del día, el mes del año, la carga de trabajo o la temperatura ambiente (por citar algunos de los más influyentes) la agregación de dichos consumos marca una serie de pautas bien definidas. Entre dichas pautas podíamos citar la existencia de horas a lo largo de los días laborables de determinados meses con un consumo muy superior a la media (denominadas habitualmente horas punta) y horas con un consumo muy inferior (horas valle). Esta variación de la agregación de energía demandada a lo largo de los meses se ve claramente en la Figura 1.1 y la variación de potencia a lo largo de un día en la Figura 1.2, donde se aprecia que la agregación de carga en horas nocturnas puede llegar a ser prácticamente la mitad que la de las horas punta.

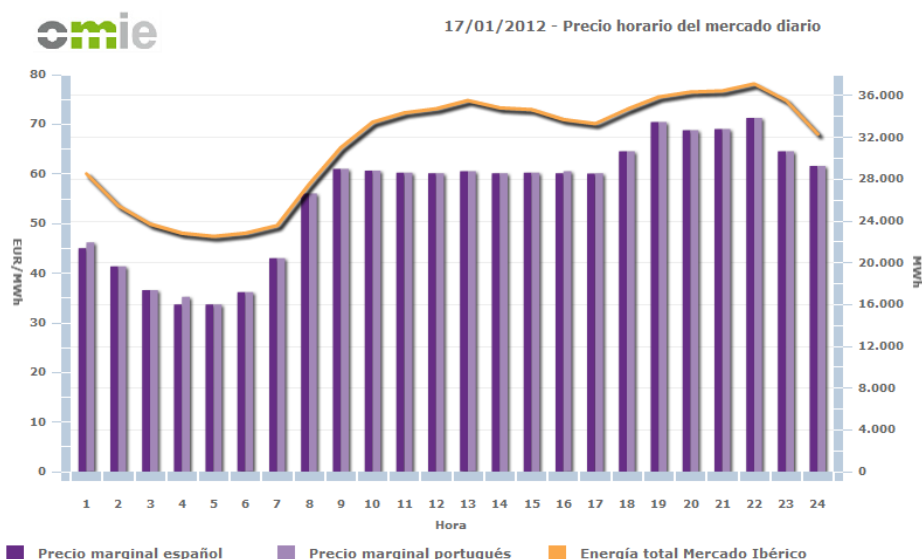


**Figura 1.1: Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica (GWh) en barras de central en los años (2007-2011) en el sistema eléctrico peninsular español de acuerdo a Red Eléctrica de España [1]**



**Figura 1.2: Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria (MW) en los años (2007-2011) en el sistema eléctrico peninsular español de acuerdo a Red Eléctrica de España (REE) [1]**

Como consecuencia de lo anterior, surgen diferentes precios para la energía eléctrica, ya sea porque lo marca la ley de oferta/demanda en los mercados liberalizados, en los que las horas de mayor demanda se corresponden con los precios más caros de la energía (como se puede observar en la Figura 1.3, o bien porque se marcan por parte de los organismos reguladores, autoridades competentes o compañías eléctricas diferentes precios que incentiven el traslado del consumo de las horas punta a las horas valle.



**Figura 1.3: Precio horario y Energía total del mercado ibérico diario de electricidad del 17/01/2012 de acuerdo al Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE) [2]**

También provocado por la variabilidad en el consumo surge otra consecuencia que es que las instalaciones de las compañías generadoras, transportistas y distribuidoras de electricidad estén infrautilizadas en determinados períodos y haya otros en los que estén cerca del límite de su capacidad, debiendo las compañías realizar en determinadas ocasiones cuantiosas inversiones para cubrir dichas puntas de demanda.

Hay diferentes estudios y experiencias [3-18] en los que se analiza la posible utilización de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con el objeto de paliar dicho problema, pero hasta la fecha no hay un uso extendido de dicha tecnología para el fin nombrado.

A un nivel más reducido que el de las compañías eléctricas, se puede estudiar si los sistemas de almacenamiento de energía pueden ser utilizados por el cliente final para reducir los costes derivados del consumo de electricidad.

Teniendo este contexto como marco de referencia, en este trabajo se pretende optimizar la gestión de la demanda de un consumidor de tamaño medio como puede ser una industria, un edificio de oficinas o similar, de forma que se minimicen los costes en concepto de consumo eléctrico, teniendo en cuenta que dicho consumo es habitualmente variable y desconocido a priori (aunque se tengan datos de consumos históricos).

Para realizar dicha gestión de la demanda y teniendo en cuenta que, como se ha descrito anteriormente, a lo largo del día pueden existir diferentes precios dependiendo del momento de consumo de la energía y de la modalidad de contratación, se hará uso de almacenamiento

de energía en baterías, de forma que las mismas se carguen en periodos de precios bajos de electricidad y se utilice dicha energía en periodos de precio alto, tal y como se ilustra en la figura 1.4.

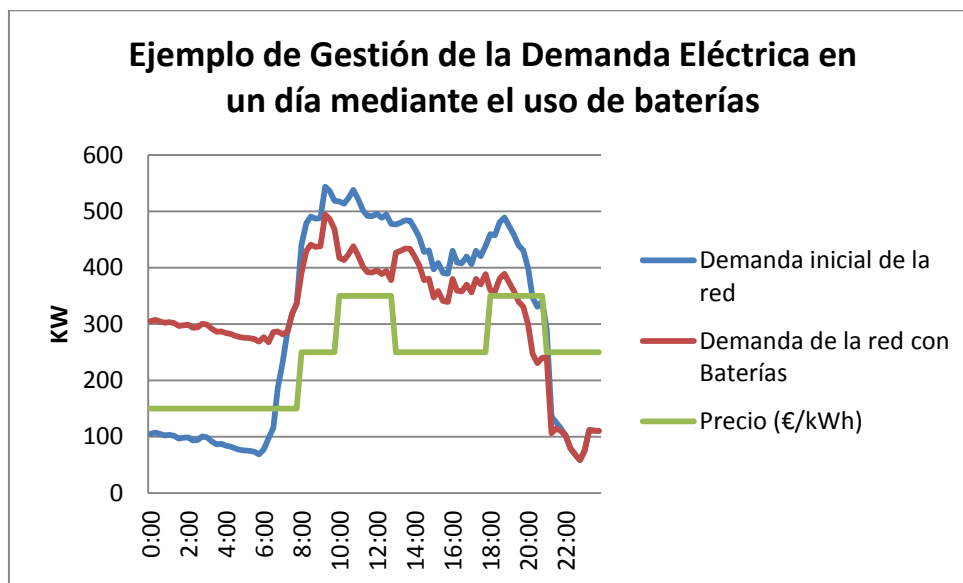


Figura 1.4: Ejemplo de Gestión de la demanda eléctrica en un día mediante el uso de baterías.

La elección de la batería como sistema de almacenamiento se debe a que es una tecnología madura, ampliamente extendida, con costes asequibles para consumidores como los estudiados y es reconocida en numerosos estudios como de las más idóneas para el uso planteado [15-24].

El tema ha sido abordado en diversos artículos [5][25-32] que analizan aspectos de la problemática en diferentes contextos geográficos, temporales y regulatorios.

En este estudio, se partirá de un planteamiento general de optimización de la factura eléctrica en la que se analizarán los costes por potencia y por energía demandada de la red y los derivados del uso del sistema de almacenamiento, para pasar posteriormente a centrarse en un consumidor ubicado en el mercado eléctrico español, donde existe la posibilidad de realizar contratos tanto en el mercado spot (hora a hora) o contratos basados en períodos horarios, en los que la energía y la potencia dependen del mes y franja horaria en que se realice el consumo.

Para ello se realizará inicialmente una descripción del sistema y una modelización del mismo, para lo que se caracterizarán los flujos de potencia y el estado de carga de la batería.

A continuación se realizará una evaluación de costes tanto de la energía y de la potencia extraída de la red eléctrica como de los propios costes del sistema de almacenamiento, desglosando sus diferentes componentes por ciclo, de forma que se puedan ver los aspectos que influyen en la posible rentabilidad del sistema propuesto.

Posteriormente se realizará una propuesta matemática para resolver el problema planteado, mediante la definición de una función objetivo de minimización del coste y de las restricciones a las que estará sujeta dicha función, que podrán ser tanto económicas (coste de los equipos,

precios de la electricidad...) como técnicas (capacidad, potencia, vida útil, características de funcionamiento de los equipos, etc.).

Para la resolución del problema planteado se implementará un programa en LP Solve, que permitirá la optimización lineal del mismo teniendo en cuenta las restricciones asociadas.

De la resolución de dicho problema de optimización se pretende obtener información y conclusiones sobre el sistema propuesto y sobre la sensibilidad de su funcionamiento frente a variaciones de los parámetros del mismo y/o en las condiciones del sistema (precios, diferencial de precios, establecimiento de primas, dimensionamiento).

Se obtendrán también las estrategias óptimas de carga/descarga de las baterías en función de los parámetros ya citados.

El modelo así definido se aplicará a un caso real de consumo de un edificio público de oficinas situado en Zaragoza (España) a lo largo de un año, usando datos de cargas del mismo de 2011, probando diferentes baterías y escenarios de precios, para determinar el sistema óptimo en este caso en concreto.

Por último y como conclusión se destacarán los resultados más relevantes obtenidos.



## 2. BREVE DESCRIPCIÓN Y MODELIZACIÓN DEL SISTEMA

### 2.1 Descripción del sistema y de los flujos de potencia

Las tres componentes que intervienen en la formulación del problema son la red eléctrica, el consumo que debemos alimentar y el sistema de almacenamiento de energía. Dichas componentes del sistema y los flujos de potencia entre las mismas pueden observarse en la figura 2.1.

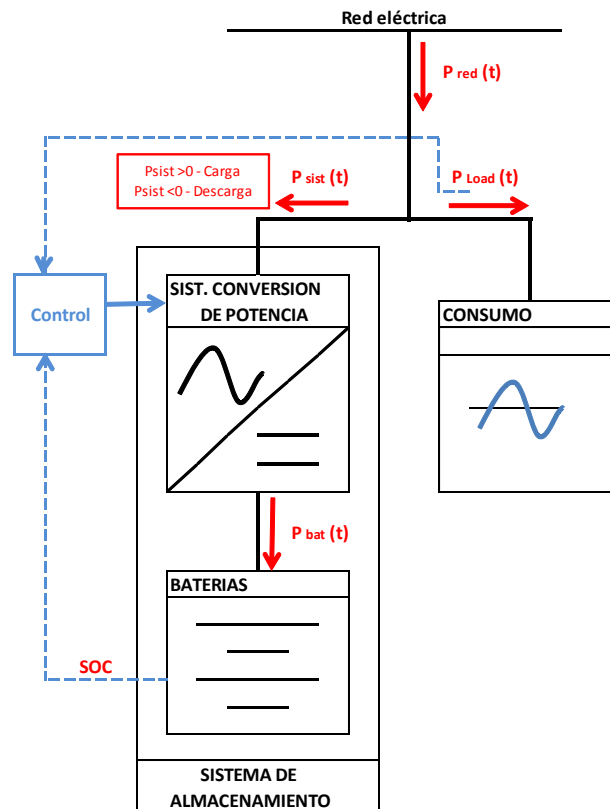


Figura 2.1: Representación gráfica de las partes del sistema y de los flujos de potencia

Según se ve en dicha figura, en todo momento la potencia demandada de la red ( $P_{red}(t)$ ) será igual a la potencia demandada por la carga ( $P_L(t)$ ) más la del sistema de almacenamiento ( $P_{sist}(t)$ ):

$$P_{red}(t) = P_L(t) + P_{sist}(t) \quad (1)$$

Desde la **red eléctrica** fluye inicialmente toda la energía que va a alimentar el consumo o a ser almacenada. Se define  $P_{red}(t)$  como el flujo de potencia existente en cada momento desde la red hacia el sistema de almacenamiento, hacia al consumo o hacia ambos. Para este estudio se considera que nunca va a haber flujo de potencia hacia la red desde el sistema de almacenamiento.

El **consumo** tendrá un flujo de potencia  $P_{load}(t)$  variable en el tiempo y que podrá provenir desde la red, desde el sistema de almacenamiento o desde ambos. Se considera que el flujo de

potencia va a ir siempre hacia el consumo (es el caso general más común en el que el consumo es una carga pura sin ningún elemento de almacenamiento ni generación).

El **sistema de almacenamiento** consta de dos subsistemas diferenciados.

El primero de ellos es una etapa de conversión de potencia conmutada (Power Conversion System o PCS), que es el interface entre la red y el consumo (tensión alterna) y las baterías (tensión continua), de forma que puede trabajar como rectificador para transferir el flujo de potencia desde la red a las baterías o como inversor, si el flujo de potencia discurre desde las baterías al consumo. Un parámetro fundamental será  $P_{conv}$ , que es la potencia máxima del sistema de conversión de potencia (en kW). Para este análisis se va a considerar que dicha potencia marca el límite tanto del flujo de potencia de entrada al sistema como de salida.

Sobre este sistema de conversión de potencia actuará el control del sistema de almacenamiento, de forma que se pueda dar orden de carga/descarga. A dicho control llegarán medidas del estado de carga de la batería (SOC) y de la potencia requerida en cada momento por el consumo y, en función de la estrategia de carga/descarga escogida, determinará la potencia que entrará o saldrá del sistema de almacenamiento ( $P_{sist}(t)$ ).

Para dicho flujo de potencia  $P_{sist}(t)$ , se toma el convenio de signos de que si el flujo de potencia discurre hacia el sistema,  $P_{sist}(t) > 0$ , siendo negativo en caso contrario.

La segunda parte del sistema de almacenamiento lo constituirían las baterías, que proporcionan la capacidad de acumular energía eléctrica propiamente dicha. Se define C como la capacidad nominal de las baterías en kWh.

En la entrada de la batería desde el convertidor habrá un flujo de potencia  $P_{bat}(t)$ , que toma el mismo convenio de signos que el convertidor. Así  $P_{bat}(t) > 0$  si el flujo de potencia es hacia la batería (es decir, está cargando) y negativo en caso contrario.

La potencia de entrada/salida en la batería será igual a la del sistema de almacenamiento por un coeficiente de rendimiento (que tiene en cuenta tanto el rendimiento del convertidor como las ineficiencias de la batería en la carga/descarga).

$$P_{bat} = P_{sist} \times e_{sist} \quad (2)$$

donde

$$\begin{aligned} e_{sist} &= e_{sist\ in} & \text{si } P_{sist} > 0 \\ e_{sist} &= 1/e_{sist\ out} & \text{si } P_{sist} < 0 \end{aligned}$$

Dicho coeficiente dependerá de si la energía fluye hacia la batería ( $e_{sist\ in} < 1$ ) o desde ésta ( $e_{sist\ out} < 1$ ) y minorará siempre el dato de la potencia de salida del flujo de potencia.

La ecuación anterior la podemos desdoblar en dos y expresarla como:

$$P_{bat} = P_{sist} \times e_{sist\ in} \quad \text{si } P_{sist} > 0 \quad (3)$$

$$P_{sist} = P_{bat} \times e_{sist\ out} \quad \text{si } P_{sist} < 0 \quad (4)$$

Se puede tomar un valor de  $e_{\text{sist in}} = e_{\text{sist out}}$  [33], pero ofrece mayor versatilidad y precisión tomar eficiencias distintas de entrada y salida [29], que es la opción escogida en este estudio.

Realmente tanto el rendimiento del convertidor [33] como el de carga/descarga de la batería (y por lo tanto el rendimiento del sistema) no son constantes sino función de la potencia de entrada/salida en cada momento [30]:  $e_{\text{sist}}(t) = f(P_{\text{sist}}(t))$ .

En todo caso, habitualmente el sistema trabajará en un rango no muy grande de potencia, por lo que dicha dependencia puede ignorarse y dar un valor fijo de rendimiento [12]. Dicha asunción se realiza en diferentes estudios sobre el tema [10][34] y se adoptará en la presente modelización.

## **2.2 Estado de carga de la batería (SOC)**

En cada momento, el estado de carga de la batería (SOC por sus siglas en inglés: State Of Charge) dependerá del estado previo y de la carga/ descarga que tenga lugar en ese intervalo de tiempo.

La carga/descarga en el período de tiempo se compondrá de dos términos. La potencia que entre/salga de la batería desde/hacia el convertidor y la autodescarga que se produce en la misma batería.

Esto se puede expresar matemáticamente de la forma siguiente:

$$\text{SOC}(t+1) = \text{SOC}(t) + P_{\text{bat}}(t) \times \Delta t - P_{\text{autd}}(t) \times \Delta t \quad (5)$$

La autodescarga depende del tipo de batería, pero habitualmente es muy pequeña, excepto en las baterías de NiCd (Níquel Cadmio) que ronda el 20% al mes. Otros valores típicos de autodescarga serían del 2-5% al mes para las de Plomo Ácido y Plomo Ácido reguladas con válvula, 1% al mes para Ión Litio y prácticamente 0% para las VRB (Vanadio Redox), BrZn (Bromo- Cinc), NaS (Sulfuro de Sodio) y Metal-Aire [10][24].

En el tipo de aplicación que se está estudiando se va a producir un ciclo de carga/descarga del dispositivo de forma bastante frecuente (típicamente un ciclo al día), por lo que la autodescarga va a ser muy pequeña para baterías que no sean de NiCd (aproximadamente de entre un 0,1% y un 0,3% al día para baterías de Pb Ácido o de Ión Litio [12][23]) y puede ser despreciada en el cálculo [28]. Con dicha simplificación, la ecuación anterior quedaría:

$$\text{SOC}(t+1) = \text{SOC}(t) + P_{\text{bat}}(t) \times \Delta t \quad (6)$$

El SOC en un instante  $t=T$  es igual a la carga inicial de la batería ( $\text{SOC}(0)$ ) más la suma de las potencias que entran o salen de la batería ( $P_{\text{bat}}$ ) por el tiempo de dichas potencias hasta dicho instante:

$$\text{SOC}(T) = \text{SOC}(0) + \sum_{t=0}^T (P_{\text{bat}}(t) \times \Delta t) \quad (7)$$

Si en el instante inicial la batería parte de la profundidad de descarga máxima, la expresión quedaría:

$$\text{SOC}(T) = (100\% - \mu_{\text{max}}) + \sum_{t=0}^T (P_{\text{bat}}(t) \times \Delta t) \quad (8)$$

### 3. EVALUACION DE COSTES

Para realizar un análisis de costes se tomará como base un ciclo de funcionamiento del sistema de almacenamiento, entendiendo como tal una carga y descarga del mismo, ya que el parámetro de coste por ciclo es especialmente adecuado para la evaluación de sistemas de almacenamiento con cargas y descargas frecuentes [18][24][35].

Habitualmente dicho ciclo coincidirá con un día, pero pueden darse casos en los que se realice más de una carga/descarga al día, dependiendo de los precios de energía y del perfil de consumo del cliente.

#### 3.1 Coste de la Energía y la potencia consumida de la red en 1 ciclo

El coste de la energía extraída de la red ( $K_{\text{Red}}(t)$ ) tiene dos componentes. Por un lado el coste de la energía en sí ( $KE_{\text{red}}(t)$ ) y por otro lado el coste de la potencia contratada ( $KP_{\text{red}}(t)$ ).

Otro posible coste serían los costes por penalización por exceso de potencia pero no se van a considerar en este análisis.

De esta forma, la expresión del coste de la energía extraída de la red quedaría:

$$K_{\text{Red}}(t) = KE_{\text{red}}(t) + KP_{\text{red}}(t) \quad (9)$$

Habitualmente el precio de la energía y de la potencia para determinados intervalos de tiempo son fijos en dicho intervalo (típicamente son precios horarios).

La energía consumida de la red en un determinado intervalo de tiempo  $\Delta t$  será:

$$E_{\text{red}}(t) = P_{\text{red}}(t) \times \Delta t \quad (10)$$

El coste de dicha energía en ese intervalo  $\Delta t$  vendrá dado por:

$$KE_{\text{red}}(t) = P_{\text{red}}(t) \times \Delta t \times p_{\text{En}}(t) \quad (11)$$

donde

$p_{\text{En}}(t)$  es el precio de la energía en el período  $t$  (€/kWh)

Y el coste de la potencia en el período  $\Delta t$  vendrá dado por:

$$KP_{\text{red}}(t) = P_{\text{red}}(t) \times p_{\text{pot}}(t) \quad (12)$$

donde

$p_{\text{pot}}(t)$  es el precio de la potencia en el período  $t$  (€/kW)

Reuniendo ambas expresiones tenemos el coste de la energía extraída de la red para un determinado intervalo de tiempo:

$$K_{\text{Red}}(t) = P_{\text{red}}(t) \times \Delta t \times p_{\text{En}}(t) + P_{\text{red}}(t) \times p_{\text{pot}}(t) \quad (13)$$

Para un ciclo de carga/descarga será el sumatorio de los diferentes intervalos temporales comprendidos en el ciclo (1 a T):

$$K_{\text{Red}} (1 \text{ ciclo}) = \sum_{t=1}^T (P_{\text{red}} (t) \times \Delta t \times p_{\text{En}}(t) + P_{\text{red}} (t) \times p_{\text{pot}}(t)) \quad (14)$$

Agrupando el término de potencia, dicha expresión quedaría:

$$K_{\text{Red}} (1 \text{ ciclo}) = \sum_{t=1}^T P_{\text{red}} (t) \times (\Delta t \times p_{\text{En}}(t) + p_{\text{pot}}(t)) \quad (15)$$

donde

$t = 1$  a  $T$  intervalos de tiempo en los que se divide el ciclo.

Para un período de tiempo más prolongado, bastará con realizar el sumatorio de los costes de los ciclos de dicho período.

$$K_{\text{Red}} (1 \text{ período}) = \sum_{n=1}^{n_{\text{per}}} \left( \sum_{t=1}^T P_{\text{red}} (t) \times (\Delta t \times p_{\text{En}}(t) + p_{\text{pot}}(t)) \right) \quad (16)$$

donde

$n_{\text{per}}$  es el número de ciclos del período

Hay que destacar que para determinados regímenes de contratación, el coste de la potencia viene determinado por la potencia contratada para un período de tiempo extenso. Dicho coste no es variable en cada hora y es difícil y en ocasiones erróneo el intentar atribuir un coste de potencia a cada hora.

En dicho caso se deberá calcular el coste para dichos períodos de contratación de forma indivisible. Normalmente dependerá de la máxima potencia demandada o que se prevea que se pueda demandar en el período considerado.

En dicho caso, la expresión anterior quedaría:

$$K_{\text{Red}} (1 \text{ período}) = \sum_{n=1}^{n_{\text{per}}} \left( \sum_{t=1}^T (P_{\text{red}} (t) \times \Delta t \times p_{\text{En}}(t)) + \text{Max} (P_{\text{red}} (\text{per})) \times p_{\text{pot}}(\text{per}) \right) \quad (17)$$

Donde

$\text{Max} (P_{\text{red}} (\text{per}))$  es la máxima potencia extraída de la red en el período (kW)

$p_{\text{pot}}(\text{per})$  es el precio de la potencia en el período considerado (€/kW)

Un análisis más detallado se hace más adelante, donde se analiza el caso de contratación de potencia en 6 períodos anuales.

### **3.2 Coste Energía y Potencia consumida de la red en 1 ciclo con sistema de almacenamiento**

Una vez esté el sistema funcionando, cambiará la potencia consumida en cada periodo de tiempo pasando a ser  $P_{\text{red}}'(t)$ . Dicho cambio tendrá lugar tanto por la redistribución que realizan las baterías (aumentando la potencia extraída de la red en períodos de precio bajo y disminuyendo la extraída en períodos de precio alto) como por las ineficiencias del sistema de almacenamiento.

Con dichos cambio las expresiones (15) (16) y (17) quedarían:

$$K_{\text{Red}}'(1 \text{ ciclo}) = \sum_{t=1}^T P_{\text{red}}'(t) \times (\Delta t \times p_{\text{En}}(t) + p_{\text{pot}}(t)) \quad (18)$$

$$K_{\text{Red}}'(1 \text{ período}) = \sum_{n=1}^{n_{\text{per}}} \left( \sum_{t=1}^T P_{\text{red}}'(t) \times (\Delta t \times p_{\text{En}}(t) + p_{\text{pot}}(t)) \right) \quad (19)$$

$$K_{\text{Red}}'(1 \text{ período}) = \sum_{n=1}^{n_{\text{per}}} \left( \sum_{t=1}^T (P_{\text{red}}'(t) \times \Delta t \times p_{\text{En}}(t)) + \text{Max}(P_{\text{red}}'(\text{per})) \times p_{\text{pot}}(\text{per}) \right) \quad (20)$$

### **3.3 Coste del sistema de almacenamiento para un ciclo ( $K_{\text{sist alm-1 ciclo}}$ ).**

El coste del sistema de almacenamiento se divide en dos partes diferenciadas: coste de la inversión inicial y costes de operación y mantenimiento [5][18][21][23][29][36-38].

La primera de ellas sería el coste de inversión inicial de la instalación. Dicho coste a su vez se compone del coste del sistema de almacenamiento relacionado con la capacidad de almacenamiento del mismo (que es directamente proporcional al coste de kWh de las baterías) y el coste relacionado con la potencia suministrable por el dispositivo (directamente relacionado con la potencia del convertidor) [7][35][39].

La segunda parte del coste del sistema serían los gastos de operación y mantenimiento en los que se incurre anualmente por tener el sistema en funcionamiento.

De esa forma, el coste del sistema de almacenamiento por ciclo de funcionamiento del mismo podría expresarse de la siguiente forma:

$$K_{\text{sist alm 1 ciclo}} = K_{\text{bat 1 ciclo}} + K_{\text{conv 1 ciclo}} + K_{\text{mant 1 ciclo}} \quad (21)$$

A continuación se analizará cada uno de dichos costes.

#### **3.3.1 Coste de las Baterías por ciclo ( $K_{\text{bat 1 ciclo}}$ )**

El coste total de las baterías depende de la capacidad total de almacenamiento de las mismas (C en kWh) y de un coste específico por kWh ( $k_{\text{bat}}$ ) [10].

$$K_{\text{bat}} = C_{\text{bat}} \times k_{\text{bat}} \quad (22)$$

El coste específico dependerá fundamentalmente del tipo de batería y suele venir dado en u.m./kWh nominal de la batería. Pero sabemos que para no dañar la misma, no se debe descargar la batería por debajo de un nivel mínimo, determinado por la profundidad de descarga máxima.

Es decir, la energía útil que extraemos no es la nominal. Eso hace que el coste de la energía útil aumente, en la proporción inversa a la profundidad de descarga máxima que le vamos a permitir a la batería.

De esa forma:

$$k_{\text{bat}} = k_{\text{bat nominal}} / \mu_{\text{max}} \quad (23)$$

Dado que se está dando los datos en coste por ciclo, debemos considerar el número de ciclos de funcionamiento previsto de las mismas ( $n_{bat}$ ). El problema es que dicho número de ciclos tiene una fuerte dependencia de diferentes parámetros, como pueden ser el historial de profundidades de descarga ( $\mu(t)$ ) y la temperatura de funcionamiento del sistema a lo largo de la vida de la batería [40].

$$n_{bat} = f(\mu(t), T^a(t)) \rightarrow k_{bat\ 1\ ciclo} = f(\mu(t), T^a(t)) \quad (24)$$

Respecto al primero de los parámetros nombrados, no se conoce a priori la profundidad de descarga que va a tener lugar en cada uno de los ciclos. Lo que sí se puede hacer es fijar la profundidad de descarga máxima que se va a producir en las baterías. Si tomáramos dicho valor estaríamos en el caso más desfavorable (ya que cualquier descarga menos profunda va a alargar el número de ciclos de vida). Para el cálculo se tomará inicialmente el valor de profundidad de descarga máxima para el cálculo de la vida útil de la batería y en consecuencia de su coste. Una vez realizado el cálculo inicial, se tomará el valor de profundidad de descarga media para el cálculo definitivo de dicho parámetro.

Respecto a la dependencia con la  $T^a$  se va a suponer que va a trabajar dentro de un rango de temperaturas controlado dentro de la zona lineal de funcionamiento de las baterías, lo que nos permitirá tomar un valor específico de ciclos de vida [31]. Se puede ver más información sobre dicha dependencia y el rango de trabajo en los anexos 5, 6 y 7 correspondientes a los diferentes tipos de baterías considerados.

De esa forma, las variables de la ecuación del coste de un ciclo de batería quedarían fijadas y éste sería una constante.

Con lo anterior, el coste de las baterías en un ciclo de carga/descarga sería:

$$K_{bat\ 1\ ciclo} = C \times k_{bat\ 1\ ciclo}(\mu) = C \times k_{bat\ nominal} / \mu \times n_{bat}(\mu) \quad (25)$$

donde

$C$  es la capacidad de las baterías (en kWh)

$k_{bat\ 1\ ciclo}$  es el coste de un kWh útil por ciclo (€/kWh y ciclo)

$\mu$  es inicialmente  $\mu_{max}$  y posteriormente  $\mu_{med}$

### 3.3.2 Coste del Convertidor por ciclo ( $K_{conv\ 1\ ciclo}$ )

El coste total del convertidor tiene una dependencia directa de la potencia nominal del mismo ( $P_{conv}$ ) con una constante que es el coste por unidad de potencia ( $k_{conv}$ ).

De esa forma, el coste del convertidor sería:

$$K_{conv} = P_{conv} \times k_{conv} \quad (26)$$

Usualmente se dispone del dato de vida esperada de funcionamiento del aparato, normalmente en años ( $y_{conv}$ ).

Para dar el dato de coste por ciclo, se debe estimar el número de ciclos que va a ejecutar el sistema en un año ( $n_{\text{year}}$ ). Dicha estimación se puede realizar en base al histórico de un año de funcionamiento de la carga.

De esa forma, el coste del convertidor por ciclo sería:

$$K_{\text{conv 1 ciclo}} = P_{\text{conv}} \times k_{\text{conv}} / n_{\text{year}} \times y_{\text{conv}} \quad (27)$$

Donde

$P_{\text{conv}}$  es la potencia del convertidor (kW)

$k_{\text{conv}}$  es el coste del convertidor por unidad de potencia (€/kW)

$n_{\text{year}}$  es el número esperado de ciclos de carga/descarga en un año

$y_{\text{conv}}$  es la vida esperada del convertidor en años

Una vez determinados los parámetros  $k_{\text{conv}}$ ,  $n_{\text{year}}$ ,  $y_{\text{conv}}$  se puede definir una constante que nos dé un coste específico del convertidor por unidad de potencia y ciclo.

$$k_{\text{conv 1 ciclo}} = k_{\text{conv}} / n_{\text{year}} \times y_{\text{conv}} \quad (28)$$

Utilizando dicho parámetro, la formulación del coste total del convertidor por ciclo quedaría:

$$K_{\text{conv 1 ciclo}} = P_{\text{conv}} \times k_{\text{conv 1 ciclo}} \quad (29)$$

### 3.3.3 Coste de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento por ciclo ( $K_{\text{mant 1 ciclo}}$ )

Hay diferentes posibles planteamientos a la hora de evaluar el coste de operación y mantenimiento de un sistema de almacenamiento.

El primero de ellos consiste en no tenerlos en cuenta por considerarlos muy reducidos o por considerar que no suponen coste adicional al realizarlos personal de la misma empresa donde se ubica el sistema [37].

Otro planteamiento es considerar un coste fijo [17][28][41]. Dicho coste fijo de operación y mantenimiento puede ser expresado como un tanto por ciento fijo del coste inicial de instalación de los equipos [25][36], estando en el rango del 2% anual de dicho coste [18][21][29][40][42].

Otra opción es poner un valor dependiente de la capacidad y creciente en el tiempo, de forma que se tenga en cuenta un mayor desgaste conforme las baterías acumulen más uso [27].

Una cuarta opción es considerar que los costes de operación y mantenimiento son proporcionales a la potencia del sistema [35][43] o que tienen una parte proporcional a la potencia máxima del sistema y otra parte proporcional a la energía descargada dicho año por el sistema [5].



Para este estudio se opta por elegir un tanto por ciento fijo anual del coste inicial de la batería, sin diferenciar si dicho coste es proporcional a la capacidad o a la potencia. Se hace así porque habitualmente las empresas e instituciones contratan el mantenimiento de dichas instalaciones a una compañía especializada y se acuerda un precio fijo anual.

Si denominamos  $m$  al tanto por uno del coste inicial del sistema que se requiere para el mantenimiento del sistema anualmente, para ver que coste le corresponde a cada ciclo de carga/descarga, bastará con aplicar dicho porcentaje al coste del sistema por ciclo.

La expresión del coste de mantenimiento por ciclo sería:

$$K_{\text{mant 1 ciclo}} = m \times K_{\text{sist alm 1 ciclo}} \quad (30)$$

Reuniendo los términos de coste de baterías, de convertidor y de mantenimiento, llegamos a la expresión del Coste Inversión Sistema de almacenamiento por ciclo:

$$K_{\text{sist alm 1 ciclo}} = C \times k_{\text{bat 1 ciclo}} (\mu) + P_{\text{conv}} \times k_{\text{conv 1 ciclo}} + m \times K_{\text{sist alm 1 ciclo}} \quad (31)$$

$$K_{\text{sist alm 1 ciclo}} = (C \times k_{\text{bat 1 ciclo}} (\mu) + P_{\text{conv}} \times k_{\text{conv 1 ciclo}}) / (1-m) \quad (32)$$

#### 4. FUNCION OBJETIVO, RESTRICCIONES Y PROGRAMACION

Una vez determinados los costes de energía y potencia en los que se incurren antes y después de la instalación del sistema de almacenamiento y conociendo el coste del mismo, se puede proceder a calcular el beneficio derivado de dicha instalación. El objetivo será maximizar dicho beneficio para lo que se planteará una función de optimización y unas restricciones a las que estará sometida dicha función.

El resultado del proceso será la obtención de unas variables de decisión que nos indiquen las horas en las que el sistema de almacenamiento va a funcionar. Dichas variables tomarán valor 1 si debe actuar el sistema ( $YIN(t)=1$  si carga y  $YOUT(t)=1$  si descarga) y tomarán valor 0 si el sistema no actúa.

También se obtendrán los valores de los flujos de potencia horarios hacia dicho sistema desde la red eléctrica ( $PSISTIN(t)$ ) y desde el mismo hacia el consumo ( $PSISTOUT(t)$ ) así como los flujos de potencia en la batería ( $PBIN(t)$  y  $PBOUT(t)$ ).

También como resultado de la optimización se obtendrá un dimensionado óptimo del sistema de almacenamiento de acuerdo al escenario planteado, el tipo de batería utilizada y el consumo a alimentar, que permita la consecución del máximo beneficio. Los valores obtenidos con dicho dimensionado serán la Capacidad (C) en kWh y la potencia (P) en kW del sistema.

##### 4.1 Función Objetivo

El beneficio en un ciclo será el coste de la energía y potencia si no hubiera sistema de almacenamiento menos el coste de la energía y potencia con el sistema y el coste del propio sistema por ciclo.

$$B(1 \text{ ciclo}) = K_{Red}(1 \text{ ciclo}) - (K'_{Red}(1 \text{ ciclo}) + K_{sist \text{ alm } 1 \text{ ciclo}}) \quad (33)$$

Sustituyendo en dicha igualdad (14), (18) y (32), se obtiene:

$$B(1 \text{ ciclo}) = \sum_{t=1}^T P_{red}(t) \times (\Delta t \times p_{En}(t) + p_{pot}(t)) - \sum_{t=1}^T P'_{red}(t) \times (\Delta t \times p_{En}(t) + p_{pot}(t)) - (C \times k_{bat \text{ 1 ciclo}} (\mu_{med}) + P_{conv} \times k_{conv \text{ 1 ciclo}}) / (1-m) \quad (34)$$

Se pretende maximizar dicho beneficio. Dado que la primera parte de la expresión del beneficio es fija (es el coste del consumo del que partimos), maximizar el beneficio será equivalente a minimizar la segunda parte de la expresión, que es el coste que tendríamos con el sistema de baterías.

$$K'_{Red}(1 \text{ ciclo}) + K_{sist \text{ alm } 1 \text{ ciclo}} =$$

$$\sum_{t=1}^T P'_{red}(t) \times (\Delta t \times p_{En}(t) + p_{pot}(t)) + (C \times k_{bat \text{ 1 ciclo}} (\mu_{med}) + P_{conv} \times k_{conv \text{ 1 ciclo}}) / (1-m) \quad (35)$$

En el mercado liberalizado, los precios tanto de Energía como de potencia se marcan a diario y son fijos para una hora determinada. Si hacemos el intervalo de tiempo  $\Delta t = 1h$ , la ecuación del coste con baterías quedaría como sigue:

$$K_{\text{Red}}'(1 \text{ ciclo}) + K_{\text{sist alm 1 ciclo}} =$$

$$= \sum_{t=1}^T P_{\text{red}}'(t) \times (p_{\text{En}}(t) + p_{\text{pot}}(t)) + (C \times k_{\text{bat 1 ciclo}}(\mu_{\text{med}}) + P_{\text{conv}} \times k_{\text{conv 1 ciclo}})/(1-m) \quad (36)$$

Dicha función será la función objetivo que deberemos minimizar:

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T P_{\text{red}}'(t) \times (p_{\text{En}}(t) + p_{\text{pot}}(t)) + (C \times k_{\text{bat 1 ciclo}}(\mu_{\text{med}}) + P_{\text{conv}} \times k_{\text{conv 1 ciclo}})/(1-m) \quad (37)$$

Como se ha explicado anteriormente de la resolución del problema de optimización se obtendrá  $P_{\text{red}}'(t)$ , potencia demandada de la red en cada período, de forma que se alimente el consumo y se minimicen los costes.

También se obtendrán  $P_{\text{sist}}(t)$  y  $P_{\text{bat}}(t)$ , que marcarán las potencias de entrada/salida del sistema de almacenamiento y de carga/descarga de la batería respectivamente.

Otras magnitudes que se obtienen son la capacidad (C) y la potencia (P) del sistema que garanticen el funcionamiento de los flujos de cargas antes descritos y minimicen el coste final del consumidor.

Habrán otros parámetros fijados de antemano resultantes de la elección de escenario (precios de energía y potencia y modalidad de facturación), de la fijación del perfil de consumo (carga a alimentar) y de la selección del tipo de sistema de almacenamiento y batería (profundidad de descarga máxima, rendimiento de entrada y salida del sistema, costes del sistema por unidad de capacidad y potencia y costes anuales de mantenimiento).

## **4.2 Restricciones**

### **4.2.1 Equilibrio de potencias**

Como ya se ha explicado en la modelización del sistema, debe haber equilibrio de potencias en todo momento, lo que la ecuación (1) constituiría la primera restricción del modelo. La expresión se muestra a continuación como recordatorio.

$$P_{\text{red}}(t) = P_L(t) + P_{\text{sist}}(t) \quad (1)$$

### **4.2.2 Flujo de potencia en el consumo**

La carga tendrá siempre un consumo mayor o igual a cero (no funcionará como generador nunca).

$$P_L(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (38)$$

### **4.2.3 Flujo de potencia desde la red**

El flujo de potencia desde la red será siempre positivo o nulo, de forma que no haya nunca vertido desde el sistema de almacenamiento a la red.

$$P_{\text{red}}(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (39)$$

#### 4.2.4 Potencia máxima de entrada/salida en el sistema de almacenamiento

La potencia nominal del sistema de almacenamiento marca la potencia máxima que en un momento dado puede estar fluyendo hacia él desde la red o a la carga desde dicho sistema.

$$\text{Abs}(P_{\text{sist}}(t)) \leq P_{\text{conv}} \quad \forall t \quad (40)$$

O expresado de otra forma (teniendo en cuenta el convenio de signos de  $P_{\text{sist}}$ ):

$$-P_{\text{conv}} \leq P_{\text{sist}}(t) \leq P_{\text{conv}} \quad \forall t \quad (41)$$

#### 4.2.5 Potencia de entrada/salida en la batería

Se relacionan las potencias de entrada/salida en la batería con las del sistema mediante los rendimientos de entrada y salida, de acuerdo a lo indicado en (3) y (4). Ambas expresiones se muestran a continuación como recordatorio.

$$P_{\text{bat}}(t) = P_{\text{sist}}(t) \times e_{\text{sist in}} \quad \text{si } P_{\text{sist}} > 0 \quad (3)$$

$$P_{\text{sist}}(t) = P_{\text{bat}}(t) \times e_{\text{sist out}} \quad \text{si } P_{\text{sist}} < 0 \quad (4)$$

#### 4.2.6 Imposibilidad de carga y descarga simultánea

Para cada período de tiempo se introduce la limitación de que el sistema solo puede cargar o descargar. Teniendo en cuenta las variables de decisión descritas al comienzo de este apartado y que pueden tomar valor 1 para la actuación de carga/descarga y 0 para la no actuación, dicha restricción se expresaría de la forma siguiente:

$$Y_{\text{IN}}(t) + Y_{\text{OUT}}(t) \leq 1 \quad \forall t \quad (42)$$

donde

$Y_{\text{IN}}(t), Y_{\text{OUT}}(t)$  son enteros  $\forall t$

$Y_{\text{IN}}(t), Y_{\text{OUT}}(t) \geq 0 \quad \forall t$

#### 4.2.7 Restricción sobre estado de carga de la batería

El **estado de carga de la batería (SOC)** en % debe ser siempre menor o igual que la capacidad máxima de la batería (SOC = 100%) y le imponemos la condición de no descargar más de la profundidad de descarga máxima para no disminuir la vida de la batería.

$$(100\% - \mu_{\text{max}}) \leq \text{SOC}(t) \leq 100\% \quad \forall t \quad (43)$$

### 4.3 Programa utilizado para la Optimización y formulación

La función objetivo del apartado 4.1 y las restricciones del apartado 4.2 son de tipo lineal mixto-entero. Cualquier herramienta con la que se puedan tratar dicho tipo de problemas podría ser aplicada para su resolución.

En este trabajo se utiliza el programa LP Solve de IDE versión 5.5. Dicho programa permite la optimización lineal de una función sometida a diversas restricciones.

Description :	Open source (Mixed-Integer) Linear Programming system
Language :	Multi-platform, pure ANSI C/POSIX source code, Lex/Yacc based parsing
Official name :	lp_solve (alternatively lpsolve)
Release :	Version 5.5.0.4
Co-developers :	Michel Berkelaar, Kjell Eikland, Peter Notebaert
Licence terms :	GNU LGPL (Lesser General Public Licence)

#### **4.4 Programación de la función objetivo y las restricciones**

A continuación se analizará la formulación en LP Solve de la función objetivo y las diferentes restricciones.

En el Anexo 9 se puede consultar el texto completo del programa aplicado para la resolución del Escenario de facturación b) aplicado al edificio público de oficinas descrito en el apartado 5 con baterías OpzS de EXIDE.

##### **4.4.1 Función Objetivo**

Comenzando por la función objetivo, veamos su formulación LP:

**Min:**

$$\sum (\text{PR}(t) \times \text{precio}(t)) + \text{CSISTANUAL};$$

donde

CSISTANUAL es el Coste **Anual de Explotación del Sistema**, calculado por el programa

precio (t) es la suma del precio de potencia y energía para una hora, proporcionado por el usuario para cada escenario considerado

Para el cálculo del Coste Anual de Explotación del Sistema en la parte de restricciones se programa:

$$\text{CSISTANUAL} = n_{\text{year}} \text{CSISTCICLO};$$

donde

$n_{\text{year}}$  es el número de ciclos que el sistema trabaja al año

CSISTCICLO es el coste por ciclo del sistema, calculado por el programa

Para el cálculo del coste por ciclo, en las restricciones se programa:

$$CSISTCICLO = k_p \times P + k_c \times C;$$

donde

$k_p$  es el coste específico de potencia por ciclo (€/kW) introducido por el usuario

$P$  es la potencia óptima del sistema (kW), calculada por el programa

$k_c$  es el coste específico de capacidad por ciclo (€/kWh) introducido por el usuario

$C$  es la capacidad óptima del sistema (kWh), calculada por el programa

Una vez vista la programación de la función objetivo, pasemos a ver las diferentes restricciones mencionadas anteriormente en el apartado 4.2 en la formulación en LP Solve.

#### 4.4.2 Equilibrio de Potencias

La formulación en LP Solve quedaría como sigue:

$$PR(t) = PL(t) + PSISTIN(t) - PSISTOUT(t);$$

donde

$PR(t)$  es la potencia demandada de la red en  $t$

$PL(t)$  es la potencia de la carga en  $t$

$PSISTIN(t)$  es la potencia de entrada al sistema en  $t$

$PSISTOUT(t)$  es la potencia de salida del sistema en  $t$

#### 4.4.3 Flujo de potencia en el consumo mayor que cero

Dicha restricción no se explicita en la formulación en LP Solve pero se consigue al asignar los valores de consumo, poniendo todos ellos con valor mayor que cero. En LP Solve:

$$PL(t) = \text{Consumo}(t);$$

donde

$\text{Consumo}(t) \geq 0 \forall t$  y es asignado por el usuario del programa.

#### 4.4.4 Flujo de potencia desde la red

La formulación en LP Solve quedaría como sigue:

$$PR(t) \geq 0;$$

#### 4.4.5 Potencia máxima de entrada/salida en el sistema de almacenamiento

Para la formulación en LP Solve se ha dividido  $P_{\text{sist}}(t)$  en dos componentes. Una que actúa cuando carga ( $PSISTIN(t)$ ) y la que actúa cuando descarga ( $PSISTOUT(t)$ ).

Ambas componentes son positivas o nulas. En LP se formularía de la siguiente forma:

$$PSISTIN(t) \geq 0;$$

$$PSISTOUT(t) \geq 0;$$

Y la limitación de la potencia a la del sistema se formularía de la siguiente forma.

En la salida del sistema:

$$PSISTOUT(t) \leq P;$$

En la entrada del sistema:

$$PSISTIN(t) \leq P;$$

#### 4.4.6 Restricción sobre la relación de potencia de entrada/salida en el sistema y la batería

Al igual que hemos hecho para la potencia del sistema se divide la potencia en la batería en dos componentes,  $P_{BIN}(t)$  que la carga y  $P_{BOUT}(t)$  que la descarga.

Se establece la relación en LP con las potencias del sistema de la siguiente forma:

$$P_{BIN}(t) = e_{sist\ in} PSISTIN(t);$$

$$P_{BOUT}(t) = e_{sist\ out} PSISTOUT(t);$$

donde

$e_{sist\ in}$  y  $e_{sist\ out}$  son los rendimientos de entrada y salida del sistema introducidos por el usuario.

#### 4.4.7 Restricción de imposibilidad de carga y descarga simultánea

Teniendo en cuenta las variables de decisión descritas al comienzo de este apartado y que pueden tomar valor 1 para la actuación de carga/descarga y 0 para la no actuación, dicha restricción se expresaría de la forma siguiente:

$$YIN(t) + YOUT(t) \leq 1;$$

$$YIN(t) \geq 0;$$

$$YOUT(t) \geq 0;$$

Y se definen dichas variables como enteras:

Int

$YIN(t)$ ,

$YOUT(t)$ ;

Para aplicar dichas variables de decisión a los flujos de potencia  $PSITIN(t)$  y  $PSISTOUT(t)$  se utiliza la siguiente formulación en LP:

$$PSISTIN(t) \leq 10000 YIN(t);$$

$$PSISTOUT(t) \leq 10000 YOUT(t);$$

#### 4.4.8 Restricción sobre estado de carga de la batería

El estado de carga de la batería se programa en LP Solve de la siguiente forma:

$$SOC(0) = SOCMIN;$$

$$SOC(t) = SOC(t-1) + PBIN(t) - PBOUT(t);$$

Inicialmente ( $SOC(0)$ ) se puede dar el valor que se quiera al estado de carga. En este trabajo se ha partido del estado de carga mínimo ( $SOCMIN$ ) cuyo cálculo se describirá a continuación.

Primero se define la profundidad de descarga máxima:

$$DODMAX = \mu C;$$

donde

$\mu$  es la profundidad de descarga máxima en tanto por uno introducida por el usuario

Luego se define el estado de carga mínimo:

$$SOCMIN = C - DODMAX;$$

La restricción de que no caiga por debajo de la profundidad mínima de carga quedaría formulada:

$$SOC(t) \geq SOCMIN;$$

Y la restricción de que no sobrepase la capacidad del sistema:

$$SOC(t) \leq C;$$

### 4.5 Parámetros de entrada y resultados obtenidos del programa

A continuación se va a hacer una pequeña recopilación de los parámetros que el usuario debe informar para la optimización y las variables resultado que el programa devuelve.

No se pretende hacer una descripción exhaustiva sino tan solo una enumeración de las mismas acompañada de una pequeña descripción que sirva de guía y recordatorio de lo anteriormente explicado.

#### 4.5.1 Parámetros de entrada

**PL(t)** cargas del consumo a alimentar en cada hora (kW)

**p<sub>En</sub>(t)** precio de la energía en cada hora (€/kWh)



$p_{pot}(t)$	precio de la potencia en cada hora (€/kW)
$k_{bat \ 1 \ ciclo}$	coste específico por kWh de capacidad del sistema y ciclo (€/kWh y ciclo)
$k_{conv \ 1 \ ciclo}$	coste específico por kW de potencia del sistema y ciclo (€/kW y ciclo)
$m$	coste anual de mantenimiento en % de la inversión inicial (%)
$\mu$	profundidad de descarga máxima de la batería (tanto por uno)
$e_{sist \ in}$	rendimiento de entrada del sistema (tanto por uno)
$e_{sist \ out}$	rendimiento de salida del sistema (tanto por uno)

#### 4.5.2 Resultados obtenidos del programa

En este apartado se detallan los resultados del programa y se denomina como óptimos aquellos resultados que minimizan la función objetivo descrita anteriormente.

**Resultado de la función objetivo (€)** es el coste final en que incurre el cliente (Factura final + coste anual de explotación del sistema)

$C$	capacidad óptima del sistema (kWh)
$P$	potencia óptima del sistema (kW)
$PR(t)$	potencia desde la red para cada hora (kW)
$PSISTIN(t)$	potencia de entrada al sistema de almacenamiento cada hora (kW)
$PSISTOUT(t)$	potencia de salida del sistema de almacenamiento cada hora (kW)
$PBIN(t)$	potencia de entrada a la batería cada hora (kW)
$PBOUT(t)$	potencia de salida de la batería cada hora (kW)
$YIN(t)$	Variable carga de cada hora (1 si carga, 0 si no carga)
$YOUT(t)$	Variable descarga de cada hora (1 si descarga, 0 si no descarga)
$DODMAX$	profundidad de descarga máxima para la batería considerada (kWh)
$SOCMIN$	estado mínimo de carga permitido a la batería (kWh)
$SOC(t)$	estado de carga de la batería en cada hora (kWh)
$CSISTCICLO$	coste de explotación del sistema por cada ciclo (€/ciclo)
$CSISTANUAL$	coste anual de explotación del sistema(€/año)
$CICLOS$	Número de ciclos de funcionamiento del sistema cada año

## 5. APLICACIÓN A EDIFICIO PÚBLICO DE OFICINAS EN ZARAGOZA (ESPAÑA)

A continuación se va a proceder a realizar el análisis de un edificio público de oficinas en la ciudad de Zaragoza.

Para ello se comenzará describiendo brevemente el sistema tarifario por períodos que se aplica actualmente al edificio para pasar a comentar seguidamente las principales características de dicho consumo.

Posteriormente se plantearán diferentes escenarios de facturación en los que se podría llevar a cabo la optimización mediante el sistema de baterías, incluido el que tiene actualmente.

A continuación se expondrán las diferentes alternativas de baterías consideradas para el sistema de almacenamiento que se van a analizar.

Por último se realizará la optimización para los diferentes escenarios, obteniendo unos valores de Potencia y Capacidad y de ahorros de costes que permitirán analizar la viabilidad económica del sistema de almacenamiento, así como los regímenes de funcionamiento.

### 5.1 Tarifación por Períodos: Breve descripción del sistema tarifario: ITC 2794/2007

En la ITC2794/2007 de 27 de septiembre publicada en el BOE 234 del Sábado 29 de septiembre de 2007 (y que se adjunta en el Anexo 2), se detallan las temporadas (alta con punta de mañana o de tarde, media con punta de mañana o de tarde y baja) y los meses en los que se dan dichas temporadas, los tipos de días (en función de si son laborables o festivos y del tipo de temporada), las zonas (correspondiendo la zona 1 a la Península) así como los horarios aplicables a cada una de las anteriores clasificaciones. En concreto en el punto 3.3 del Anexo II de la ITC se detalla la Modalidad de 6 Periodos Tarifarios que es la aplicable al consumo que se va a estudiar. En dicha modalidad se aplican 6 Períodos Tarifarios, cada uno de los cuales tiene un precio de energía y de potencia diferente, correspondiendo el P1 al más caro y disminuyendo progresivamente hasta el P6 (más barato). Los precios correspondientes a los diferentes períodos se pueden encontrar en el Anexo 4.1

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Horas						1ª quinc	2ª quinc					
00 a 01												
01 a 02												
02 a 03												
03 a 04	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04 a 05												
05 a 06												
06 a 07												
07 a 08												
08 a 09	P2	P2				P4	P2		P4			P2
09 a 10							P2					
10 a 11	P1	P1										
11 a 12			P4			P3			P3		P4	P1
12 a 13												
13 a 14												
14 a 15	P2	P2		P5	P5		P1	P1		P5		P2
15 a 16								P6				
16 a 17												
17 a 18												
18 a 19	P1	P1	P3			P4			P4		P3	P1
19 a 20												
20 a 21												
21 a 22	P2	P2				P2	P2					P2
22 a 23			P4								P4	
23 a 24												

Figura 5.1: distribución de períodos para los días Lunes a Viernes laborables del año, en función de los meses y de las horas del día.

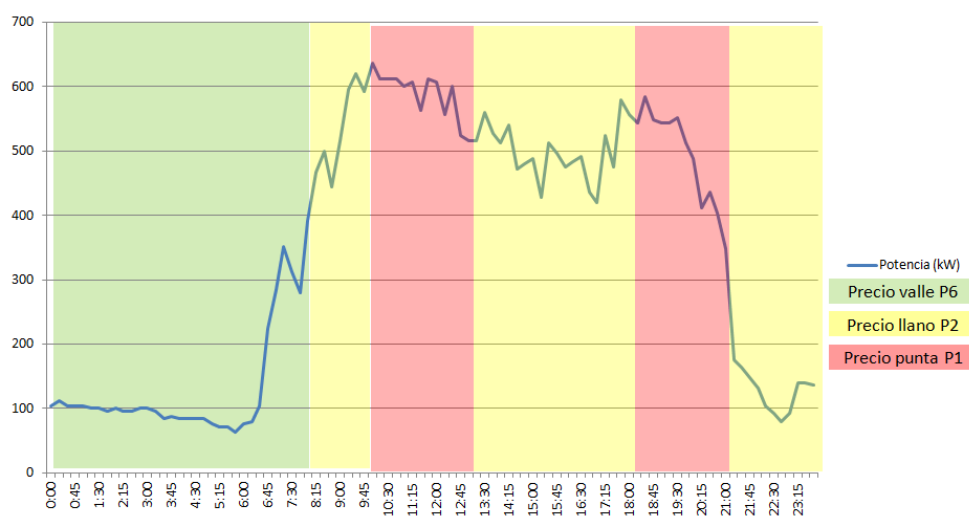
En la Figura 5.1 se puede ver gráficamente la distribución de Períodos para los días Lunes a Viernes laborables del año, en función de los meses y de las horas del día. Los sábados, domingos y festivos nacionales corresponderían al Período 6.

## 5.2 Caracterización del consumo en el edificio público de oficinas

El consumo que se va a estudiar es un edificio público de oficinas ubicado en la ciudad de Zaragoza (España). El edificio es de considerable tamaño y sus cargas principales son las destinadas a la iluminación y a la climatización del mismo.

El edificio se alimenta desde la red de Alta Tensión (10 kV) a través de un centro de transformación propio. Tiene, como se ha comentado, una tarifa en 6 períodos (Tarifa 6.1) con una potencia contratada de 675 kW para todos los períodos tarifarios y consume un poco menos de 2.000 MWh al año. El consumo de energía supone aproximadamente el 80% del coste y el pago por potencia el otro 20%.

Dada la actividad desarrollada en dicho edificio, la mayor parte del consumo se produce en las horas centrales del día, coincidiendo con los períodos de mayor precio de la electricidad. Hay una ligera bajada en el consumo a mitad de día (horas de comida) con un repunte por la tarde que no llega a ser tan alto como por la mañana. Por la noche el consumo disminuye drásticamente (hasta aproximadamente un 15% del valor máximo durante el día). Dicha evolución del consumo a lo largo de un día de febrero así como su correspondencia con los períodos tarifarios puede apreciarse en la figura 5.2.



**Figura 5.2: Evolución de carga cuarto-horaria del consumo y representación de períodos de precios punta, llano y valle a lo largo del día 01/02/2011**

En el Anexo 3.1 pueden encontrarse diferentes gráficas explicativas del consumo diario a lo largo de los meses del año y en el Anexo 3.2 y 3.3 gráficas de la media de consumo en los días laborables en los diferentes meses para las diferentes modalidades de tipos de día de las temporadas alta y media (que son las que tienen mayor discriminación de precios).

### **5.3 Escenarios de facturación**

Para hacer un análisis lo más completo posible y en el marco del mercado liberalizado en el que hay multitud de posibilidad de ofertas dependiendo de suministrador, características del cliente, época de contratación, etc. se ha optado por elegir dos posibles escenarios de contratación lo más representativos posibles que se pueden dar para este tipo de clientes. Dichos escenarios son los que se exponen a continuación.

- a) **Escenario de contratación por Períodos:** El actual que tiene contratado el cliente, en el que se paga un término por la energía consumida en cada uno de los seis períodos de contratación y un término por la potencia contratada en cada uno de los períodos. El precio de cada uno de los términos viene determinado por el período de consumo. Se considera que la facturación por potencia en cada período coincide con la mayor potencia consumida en dicho período.
  
- b) **Escenario hora a hora vinculado al mercado diario hora a hora (spot):** Escenario en el que la facturación viene dada por la suma hora a hora de un término de potencia y otro de energía. El precio final de energía y potencia cada hora estaría vinculado al precio spot resultante de la subasta diaria de electricidad que se lleva a cabo diariamente por OMIE y que se conoce con un día de antelación. Se han tomado los precios finales históricos de 2011 de dicha subasta y se ha hecho la media de los días laborables de cada mes. Dado que sobre dichos precios cada suministradora puede aplicar el margen que desee, para dar coherencia a la serie y hacerla comparable con el escenario anterior, se ha aplicado sobre dichos precios un factor de corrección de forma que la media de los precios de las horas en cada uno de los períodos coincida con los precios de dichos períodos.

Sobre este escenario b) que es típico de un mercado liberalizado, se analizará la influencia de la variación de Capacidad o de Potencia sobre el óptimo determinado por el proceso de optimización.

Los precios finales de la electricidad en el mercado español, varían en gran medida de año en año, como se puede observar en la figura A4.11 del Anexo 4.3. Para ver la influencia de dicha variación de precios hora a hora sobre los parámetros y rentabilidad del sistema, se procederá a variar los precios aplicando sobre ellos diversos coeficientes multiplicativos y viendo su efecto sobre los diferentes parámetros del sistema.

Adicionalmente y dado que la rentabilidad del sistema de almacenamiento depende fundamentalmente de la diferencia entre los precios altos y bajos de un ciclo, también se va a estudiar la influencia que el aumento de dicha diferencia tiene en el diseño del sistema y en la rentabilidad del mismo.

Se comprobará la influencia en la rentabilidad del sistema del establecimiento de primas y se comparará con la eficacia de las diferentes alternativas para aumento de la rentabilidad estudiadas anteriormente.

#### **5.4 Alternativas de baterías estudiadas**

Dentro del amplio rango de baterías existentes [10][18][23][39][24] se han escogido tres de los modelos más ampliamente reconocidos por la literatura como adecuados para la utilización propuesta, tanto por características técnicas y económicas como por la madurez de la tecnología que emplean [11-12] [15-16][20-21] [25-26][28-29][37].

El primer tipo de baterías serían las de **Plomo Ácido**, que presentan el coste por kWh más bajo del mercado, pero cuya profundidad de descarga y vida útil son limitadas.

El segundo tipo serían las de **Ión Litio**, con muchos más ciclos de vida que las anteriores pero que presentan un precio más alto.

Por último se han seleccionado una batería de flujo de **Vanadio Redox**. Dicha batería presenta la ventaja de independizar completamente el dimensionamiento de la potencia y la capacidad del sistema y unos ciclos de vida prácticamente infinitos en la vida útil del sistema.

Otros posibles tipos de baterías que en principio eran factibles se han descartado a priori por diferentes razones. Así las de NaS funcionan a una temperatura de alrededor de 300°C, por lo que requieren un input constante de energía, se utilicen o no [17]. Dado que hay varios días a la semana que no va haber consumo (dado que no se trabaja en dichas oficinas el fin de semana) se ha considerado conveniente no tenerlas en cuenta. Otro posible tipo de batería era el de NiCd. Dicho tipo se ha descartado por presentar unas características un poco superiores a las de Plomo Ácido (principalmente en ciclos de vida) pero tener una alta autodescarga (de hasta un 20% mensual) [10][23-24] y un precio muy superior a las anteriores, por lo que el balance se inclina por las de Pb Ácido.

Con el fin de realizar el estudio de la forma más real posible, **se ha contactado con fabricantes** de los tres sistemas de baterías considerados:

- **EXIDE** para las de Plomo ácido
- **SAFT** para las de Ión Litio
- **CELLCUBE** para las de Vanadio Redox.

Dichos fabricantes han proporcionado datos de costes, tanto de los equipos como de mantenimiento, así como otros datos técnicos relativos al desempeño de los diferentes sistemas. Dichos datos, así como los folletos comerciales de dichas baterías se recogen en los anexos 5,6 y 7.

Sobre dichos datos se realiza un trabajo previo a la optimización que consiste en la **elección del punto de trabajo más favorable** de los diferentes tipos de baterías y que puede consultarse en el apartado 3 de los Anexos 5,6 y 7. Dicho punto de trabajo será aquel que da un menor coste por kWh útil y ciclo dentro de unos parámetros factibles de funcionamiento (profundidad de descarga, ciclos de vida de la batería, años de vida del sistema).

### **5.5 Proceso de optimización aplicado al edificio público de oficinas**

A continuación se va a explicar brevemente cómo se ha adaptado la función objetivo a la optimización del edificio de oficinas, los cálculos que se han hecho de costes, ahorros y ratios y los parámetros que se han suministrado al programa.

#### **5.5.1 Función objetivo**

El proceso de optimización definido en el apartado 4 se aplica en los escenarios de facturación, precios, consumo y baterías descritos en los puntos anteriores de este apartado 5, con el objeto de conseguir el máximo ahorro de costes anuales mediante la determinación del dimensionamiento óptimo del sistema de almacenamiento y de los perfiles de carga/descarga de dicho sistema en cada uno de los mencionados contextos.

Para ello, tomando como base (19), en el caso general de facturación hora a hora (Escenario b) la **función objetivo** (36) se extiende a un año tal y como se muestra a continuación.

$$\text{Min} \sum_{n=1}^{365} \left( \sum_{t=1}^{24} P_{\text{red}}'(t) \times (p_{\text{En}}(t) + p_{\text{pot}}(t)) \right) + K_{\text{sist alm 1 año}} \quad (44)$$

donde

$K_{\text{sist alm 1 año}}$  es el Coste Anual Explotación Sistema (ver cálculo en apartado 5.5.2)

$n = 1$  a 365 son los días del año

$t = 1$  a 24 son las horas de un día

Para el escenario a), donde la potencia de cada período se factura de acuerdo a la máxima consumida en el período correspondiente, se parte de (20) y se extiende la función objetivo (37) a un año, resultando la siguiente expresión:

$$\text{Min} \sum_{n=1}^{365} \left( \sum_{t=1}^{24} P_{\text{red}}'(t) \times p_{\text{En}}(t) \right) + \sum_{\text{Per}=1}^6 \left( \text{Max} (P_{\text{red}}'(\text{per})) \times p_{\text{pot}}(\text{per}) \right) + K_{\text{sist alm 1 año}} \quad (45)$$

donde

$\text{Per} = 1$  a 6 son el número de períodos de facturación

#### **5.5.2 Costes, ahorros y ratios**

A continuación se describirá las expresiones para la obtención de las magnitudes de costes, ahorros y ratios que se emplearán en la optimización y el análisis de los resultados.

El **Coste Anual de Explotación del Sistema** ( $K_{\text{sist alm 1 año}}$ ) representa el coste anual en que se incurre por la utilización del sistema y se obtiene mediante la expresión:

$$K_{\text{sist alm 1 año}} = K_{\text{sist alm 1 ciclo}} \times n_{\text{year}} \quad (46)$$

donde

$K_{\text{sist alm 1 ciclo}}$  es el coste de 1 ciclo de funcionamiento del sistema de almacenamiento obtenido mediante la expresión (31)

$n_{\text{year}}$  es el número de ciclos que el sistema trabaja al año (calculados por el programa en el proceso de optimización)

Si se analiza el resultado de la función objetivo (44) se puede observar que su valor coincide con el de la factura final de electricidad más el Coste Anual de Explotación del Sistema.

Dado que el Coste Anual de Explotación del Sistema es un parámetro que es directamente proporcional al número de ciclos que el sistema actúa al año, puede no ser un valor eficaz para evaluar el sistema si el número de ciclos de funcionamiento al año es bajo.

Por ello se calculará también el **Coste de Inversión del Sistema**, que representa la inversión inicial total calculada en base a los valores de capacidad y potencia obtenidos de la optimización multiplicados por los diferentes costes específicos (€/kWh y €/kW), tal y como se indica en (23) y (27) y como queda reflejado en la expresión siguiente:

$$\text{Coste Inversión Sistema} = K_{\text{bat}} + K_{\text{conv}} = C \times k_{\text{bat}} + P \times k_{\text{conv}} \quad (47)$$

Donde

$C$  es la capacidad del sistema (kWh)

$k_{\text{bat}}$  es el coste específico de la capacidad (€/kWh)

$P$  es la potencia del sistema (kW)

$k_{\text{conv}}$  es el coste específico de la potencia (€/kW)

Se procede a calcular el **ahorro anual obtenido en la facturación del suministro eléctrico** por el uso del sistema de almacenamiento. Para ello se utiliza la fórmula siguiente:

$$\text{Ahorro Anual Facturación} = \text{Factura inicial} - \text{Factura final} \quad (48)$$

Otro valor que se calcula es el **Ahorro Anual de Costes**, que se define como sigue:

$$\text{Ahorro Anual Costes} = \text{Factura Inicial} - \text{Factura final} - K_{\text{sist alm 1 año}} \quad (49)$$

Dicho valor es el “beneficio” anual que obtiene realmente el usuario por el uso del sistema.

Con los valores anteriormente obtenidos, se calcularán dos ratios que nos den una idea de la rentabilidad del uso del sistema de almacenamiento.

El primero de ellos es el **ratio (Ahorro Anual de Costes/Coste Anual Explotación Sistema)**. Dicha relación nos da una idea de la rentabilidad del sistema a lo largo de un año cuando éste se usa. El problema del uso de dicho ratio es que como se ha comentado anteriormente, el Coste Anual de Explotación del Sistema está calculado como el coste por ciclo del sistema por el número de ciclos que el sistema actúa al año (46), por lo que si éste actúa pocos ciclos al año, el coste será muy bajo y el ratio nos dará una visión distorsionada de la rentabilidad del sistema.

Por ello se calcula una segunda relación que es el **ratio (Ahorro Anual Facturación/Coste Inversión Sistema)**. Con dicho valor se obtiene una medida más precisa de la rentabilidad ya

que nos da el beneficio anual en facturación frente a la inversión total realizada (que no depende del número de ciclos que el sistema actúa al año).

### 5.5.3 Parámetros de entrada del cálculo para el edificio público de oficinas

De acuerdo a lo indicado en 4.5.1, hay una serie de parámetros de entrada que se deben proporcionar al sistema para que éste ejecute el cálculo. Los valores numéricos de dichos parámetros para este caso en concreto se indican a continuación.

- Cargas del consumo de cada hora:

**PL(t)** consumo de 2011 en kW del edificio de oficinas a alimentar en cada hora.

- Precio de la energía en cada hora :

**p<sub>En</sub>(t)** precio de energía 2011 en €/kWh de cada uno de los períodos (P1 a P6) para el escenario a) y basado en mercado spot 2011 para el escenario b).

- Precio de la potencia en cada hora:

**p<sub>pot</sub>(t)** precio de potencia 2011 en €/kW de cada uno de los períodos (P1 a P6) aplicado a la potencia máxima de cada período para el escenario a) y precio hora a hora basado en mercado spot 2011 (€/kWh) para el escenario b).

- Coste específico de capacidad del sistema por ciclo

**k<sub>bat 1 ciclo</sub> = 0,0568 €/kWh y ciclo** precio de baterías OpzS de EXIDE en €/kWh y ciclo calculado en Anexo 6 Apartado 3

- Coste específico de potencia del sistema por ciclo (€/kW y ciclo):

**k<sub>conv 1 ciclo</sub> = 0,0640 €/kW y ciclo**, precio del convertidor en €/kW y ciclo calculado en Anexo 6 Apartado 3

- Coste anual de mantenimiento en % de la inversión inicial (%):

**m=2%** dato proporcionado por fabricante EXIDE. Ver Anexo 6 apartado 1.

- Profundidad de descarga máxima de la batería:

**μ = 0,7** profundidad de descarga en tanto por uno, calculada en Anexo 6 Apartado 3.

- Rendimiento de entrada del sistema (tanto por uno):

**e<sub>sist in</sub> = 0,85** Incluye eficiencia del rectificador y la de almacenamiento de la batería. Es considerado constante en el rango de funcionamiento.

- Rendimiento de salida del sistema (tanto por uno):

**e<sub>sist out</sub> = 0,94** Incluye eficiencia del inversor y la de descarga de la batería. Es considerado constante en el rango de funcionamiento.



## 6. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN PARA EL EDIFICIO PÚBLICO DE OFICINAS

Una vez realizadas la simulación y optimización del sistema de almacenamiento en los escenarios de facturación considerados con los diferentes tipos de baterías, se ve que las únicas viables económicamente para el sistema de almacenamiento son las OpzS de Exide de Plomo ácido, siendo los otros modelos no rentables económicamente.

Los resultados obtenidos en los diferentes escenarios de facturación con las baterías OpzS de Plomo ácido se muestran a continuación, así como la sensibilidad ante la variación de diferentes parámetros.

### 6.1 Escenario a) Facturación por Periodos

Se aplica el programa de optimización tal y como se describe en el Apartado 5.5 al escenario a), en el que se facturaba la energía de acuerdo al precio del periodo en el que se consumía (de los 6 posibles) y la potencia de acuerdo a la máxima consumida en cada uno de los periodos y el precio correspondiente a dicho periodo.

En la figura siguiente podemos ver la actuación típica del sistema de almacenamiento resultado de la optimización para un día de Enero.

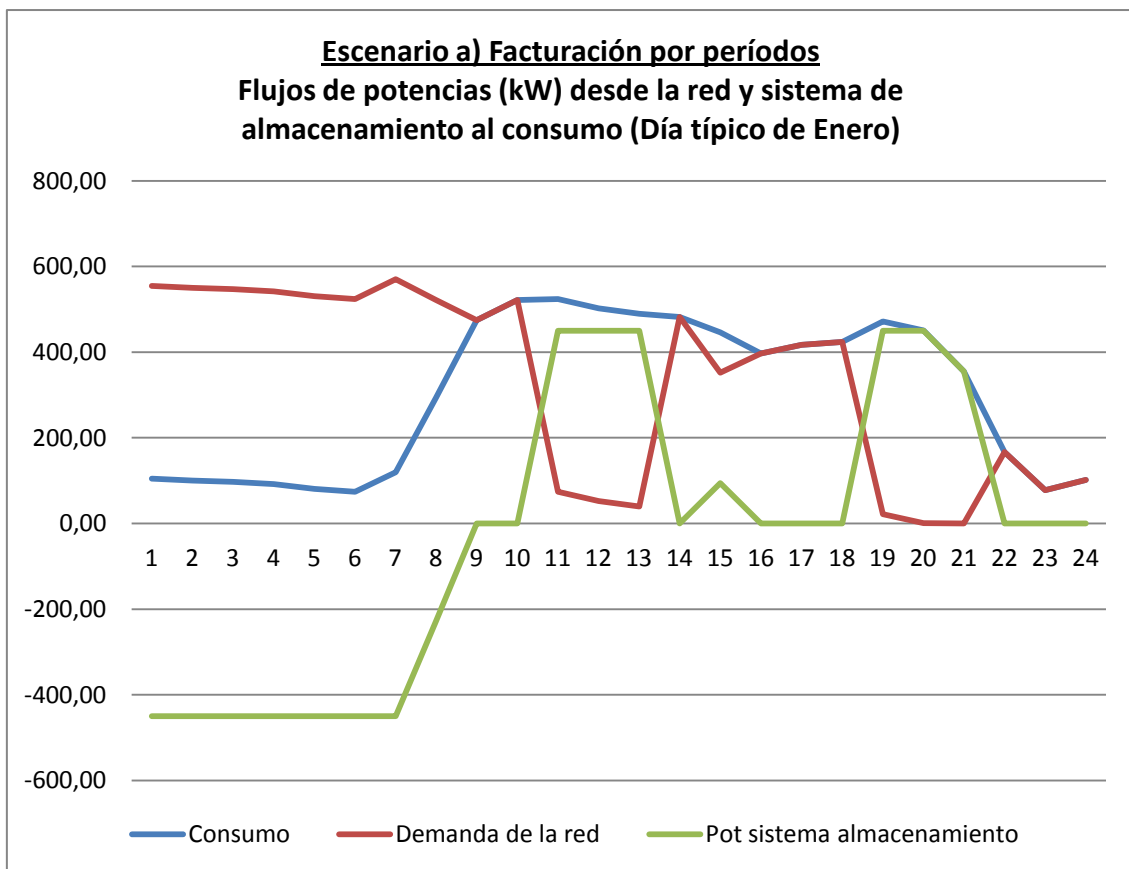


Figura 6.1: Escenario a) Flujos de potencias desde la red y desde el sistema de almacenamiento en un día típico de enero.

En dicha gráfica se puede apreciar que el sistema actúa cargando en las horas de precio bajo (Período P6 durante la noche) y descargando a plena potencia en las horas con precios más altos (P1), que además coinciden con demanda más elevada. La potencia en dichas horas punta se ve muy reducida, consiguiendo el sistema un ahorro no solo por la diferencia de precios de la energía sino por la reducción del término global de potencia en el Período P1, que pasa de tener un valor máximo de 524 kW a un valor máximo de 100 kW con el uso de baterías. Dicha disminución de potencia conlleva un ahorro de 7.250 €/año. Como contrapartida, la potencia en el periodo 6 pasa de un máximo de 358 kW a 586 kW, lo que supone un incremento de tan solo 651 €.

Dicho esquema de funcionamiento se repite los meses que funciona el sistema, que son los que tienen los períodos mencionados (P1 y P6): **Enero, Febrero, 2ª quincena de Junio, Julio y Diciembre**. El resto del tiempo, el sistema no funciona.

Las **gráficas de flujos de potencia** para un día medio de cada uno de los diferentes meses en que actúa el sistema se recogen en el **Anexo 8 apartado 1**.

En la figura siguiente se muestran los valores del dimensionado óptimo del sistema (Capacidad y Potencia) resultante de la optimización para la consecución del máximo ahorro de costes. También aparecen reflejados el número de días que el sistema trabaja anualmente y los valores y ratios definidos en el apartado 5.5.

<b>ESCENARIO A) PRECIOS POR PERIODOS</b>	
<b>DATOS DEL SISTEMA</b>	
Capacidad (kWh):	4126
Potencia (kW):	450
Días/año de funcionamiento del sistema:	92
Coste Inversión Sistema Almacenamiento(€):	753.322,70
<b>DATOS ECONOMICOS</b>	
Factura inicial (€):	159.931,45
Factura final (€):	130.969,13
Ahorro Anual Facturación (€):	28.962,32
Coste Anual Explotación Sistema Almacenamiento (€):	24.682,54
Ahorro Anual de Costes (€):	4.279,78
Ahorro Anual Costes / Coste Anual Explotación Sistema (%):	17,34%
Ahorro anual facturación /Coste Inversión Sistema (%):	3,84%

**Figura 6.2: Resultados de la optimización en el Escenarios a) Facturación por Periodos**

En este escenario a), el **ahorro anual en la facturación** es de **28.962,32 €**, lo que representa un ahorro del **18,1 % de la facturación inicial**.

Pero se debe incluir el Coste Anual de Explotación del Sistema ya que reduce el beneficio que realmente obtiene anualmente el usuario del sistema. Eso se hace en el parámetro **ahorro**

**anual de costes, que en este caso es de 4.279,78 €, que representa el 2,68% de la factura inicial.**

Una posible medida de la rentabilidad del sistema, como se ha indicado anteriormente, es el **ratio(Ahorro Anual Costes/Coste Anual Explotación Sistema)**. Vemos que en este escenario se obtiene un **17,34%** que sería una rentabilidad excepcional para el uso del mismo.

Pero debido a la baja utilización del sistema y teniendo en cuenta que el ratio anterior, al estar basado en el coste por ciclo, solo contabiliza coste del sistema de almacenamiento cuando éste actúa (y vemos que solo lo hace 92 ciclos al año), no es un indicador muy apropiado para evaluar su rentabilidad.

Si observamos el segundo **ratio(Ahorro Anual Facturación/Coste Inversión Sistema)** vemos que toma un valor de **3,84%**, siendo éste un valor un poco bajo para la rentabilización de la inversión.

Si consideramos una tasa de descuento del 2,5% anual y un incremento de ahorro costes del 1% anual (razonado como subidas de precios de la electricidad o aumento del diferencial de precios), el **período de recuperación de la inversión** (PRI o ROI por sus siglas en inglés ) **es de entre 26 y 27 años**. Dado que dicho período es superior a la vida estimada de los equipos (20 años), **la inversión se considera no rentable**.

El **Valor Actualizado Neto a 20 años** de la inversión en dichas condiciones de tasa de descuento y flujos por ahorro de costes sería de **-182.553,10 €**.

## 6.2 Escenario b) Facturación hora a hora

Se aplica el programa de optimización tal y como se describe en el Apartado 5.5 al escenario b), en el que se factura la energía y la potencia de acuerdo a la hora en que se consume, habiendo un precio diferente para cada hora.

En la figura siguiente podemos ver la actuación típica del sistema de almacenamiento resultado de la optimización para un día típico de Enero.

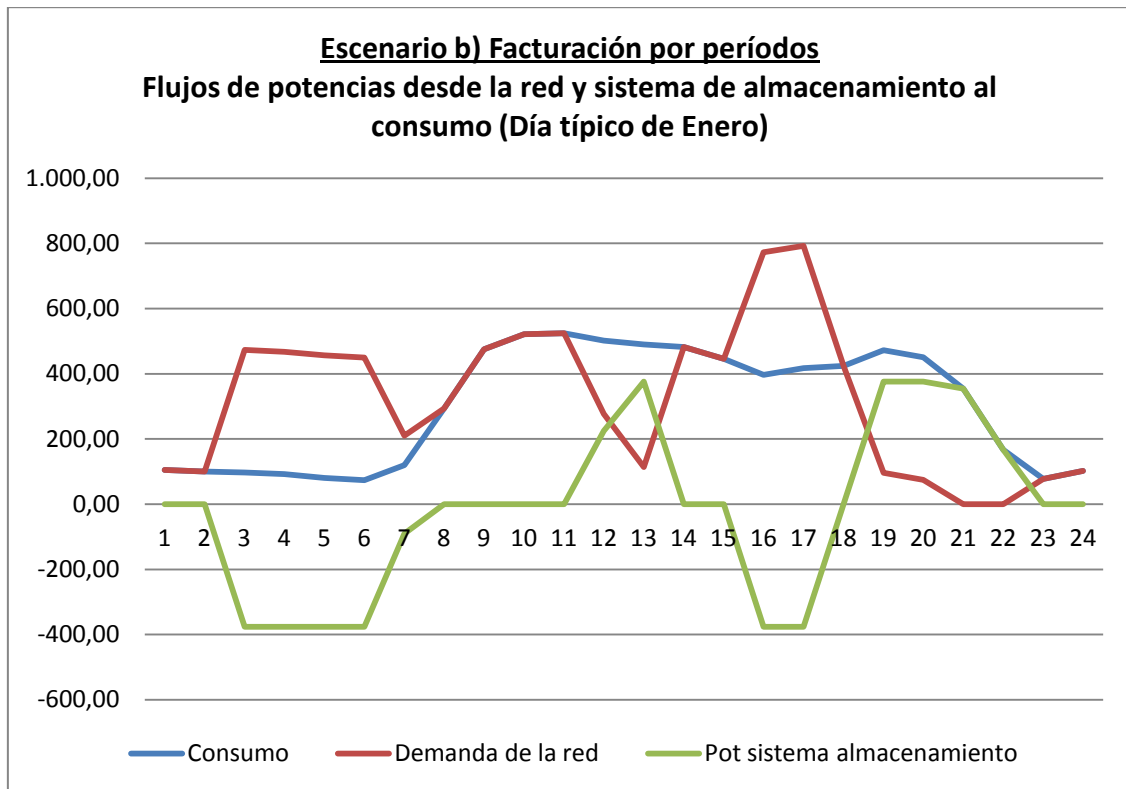


Figura 6.3: Escenario a) Flujos de potencias desde la red y desde el sistema de almacenamiento en un día típico de Enero.

En dicha gráfica se puede apreciar que el sistema actúa, como en el escenario anterior, cargando en las horas de precio bajo y descargando en las horas con precios más altos, que además coinciden con demanda más elevada. La diferencia está en que no se produce por períodos como en el caso anterior, sino que son los precios de cada hora a hora los que determinan el resultado de la optimización de la carga y descarga. De dicha forma vemos que a pesar de que el perfil de consumo de la gráfica es el mismo que en el caso anterior, la actuación del sistema no es la misma.

El sistema funciona los meses con diferencias diarias de precios más altas: **Enero, Febrero, 2ª quincena de Junio y Diciembre**. El resto del tiempo, el sistema no funciona. Vemos que respecto al caso anterior, el sistema deja de funcionar en Julio.

Las **gráficas de flujos de potencia** para un día medio de cada uno de los diferentes meses en que actúa el sistema se recogen en el **Anexo 8 apartado 2**.

En la tabla siguiente se muestran el dimensionado óptimo (Capacidad y Potencia) del sistema para la obtención del máximo ahorro de costes resultante del proceso de optimización. También aparecen reflejados el número de días que el sistema trabaja anualmente y los valores y ratios definidos en el apartado 5.5.

<b>ESCENARIO B) PRECIOS HORA A HORA</b>	
<b>DATOS DEL SISTEMA</b>	
Capacidad (kWh):	1936
Potencia (kW):	376
Días/año de funcionamiento del sistema:	71
Coste Inversión Sistema Almacenamiento(€):	406.241,59
<b>DATOS ECONOMICOS</b>	
Factura inicial (€):	135.885,94
Factura final (€):	125.254,48
Ahorro Anual Facturación (€):	10.631,47
Coste Anual Explotación Sistema Almacenamiento (€):	9.702,65
Ahorro Anual de Costes (€):	928,82
Ahorro Anual Costes / Coste Anual Explotación Sistema (%):	9,57%
Ahorro anual facturación /Coste Inversión Sistema (%):	2,62%

**Figura 6.4: Resultados de la optimización en el Escenarios B) Facturación hora a hora**

En este escenario b), el **ahorro anual en la facturación** es de **10.631,47 €**, lo que representa un ahorro del **7,82 % de la facturación inicial (mucho más reducido que en el escenario a)**.

Pero tal y como se ha hecho en el escenario anterior, incluimos el Coste Anual Explotación Sistema mediante la utilización del parámetro **ahorro anual de costes** (donde ya está considerado), que en este caso es de **928,82 €**, que representa el **0,68% de la factura inicial**.

Para analizar la rentabilidad del sistema, observamos el **ratio (ahorro anual total/Coste Anual Explotación Sistema)** que en este escenario es **9,57%**. Dicho valor sería una muy buena rentabilidad para el uso del mismo.

Pero debido a la incluso más baja utilización del sistema (71 ciclos) que en el escenario anterior (y por lo tanto menos validez del ratio anterior para la evaluación de la rentabilidad), procedemos de nuevo a observar el **ratio(Ahorro Anual Facturación/Coste Inversión Sistema)** que en el punto resultante de la optimización da un valor de **2,62%** (más reducido incluso que en el escenario a).

Si consideramos una tasa de descuento del 2,5% anual y un incremento de ahorro costes del 1% anual (razonado como subidas de precios de la electricidad o aumento del diferencial de precios), el **período de recuperación de la inversión** (ROI por sus siglas en inglés ) **es de entre 38 y 39 años**. Dado que dicho período es muy superior a la vida estimada de los equipos (20 años), **la inversión se considera no rentable**.

El **Valor Actualizado Neto a 20 años** de la inversión en dichas condiciones de tasa de descuento y flujos por ahorro de costes sería de **-196.568,30 €**.

Se podría considerar que el Coste Anual Explotación Sistema de almacenamiento no depende de los ciclos anuales de funcionamiento del mismo sino únicamente del número de años estimados de vida útil y de un coste anual de mantenimiento.

Se realiza dicho análisis fijando la vida útil del sistema en 20 años y considerando que la amortización del sistema es lineal (es decir, cada año se amortiza la misma parte de la instalación). Se mantiene el coste anual de mantenimiento en un 2% del coste inicial de instalación (dato proporcionado por el fabricante y utilizado en los escenarios anteriores).

El resultado que se obtiene es que el óptimo es la no instalación de ningún sistema.

Esto se debe a que con las hipótesis explicadas, el Coste Anual Explotación Sistema es tal que ni funcionando todos los días del año se llega a cubrir dicho coste, por lo que es mejor la no instalación del sistema.

### **6.3 Comparación de los resultados obtenidos en ambos escenarios**

Como se puede apreciar, la factura inicial en el escenario a) es bastante mayor que la del escenario b), pese a haber partido de precios medios iguales. Esto se debe a que, como se ha comentado anteriormente, en el escenario a) la potencia se factura de acuerdo a la máxima potencia consumida en el período (que es equivalente a decir que se está cobrando una especie de sobreprecio por la potencia no consumida por una garantía de disponibilidad de dicha potencia máxima), mientras que en el b) se va facturando hora a hora tanto la potencia como la energía de acuerdo al precio horario.

Es por eso que el potencial de mejora en el escenario a) es mucho mayor que en el b), ya que bajando los picos de demanda, además del ahorro de costes correspondiente a la diferencia de precio de la energía y a la diferencia del precio de la potencia, se obtiene un mayor ahorro al bajar la potencia máxima del período y en consecuencia su sobrecoste.

De acuerdo a eso, el sistema de almacenamiento óptimo en el escenario a) es más grande, con una mayor capacidad (más del doble), una mayor potencia (aproximadamente un 20% mayor) y actúa más días al año.

En todo caso hay que destacar la **baja actuación del sistema en ambos escenarios** (92 días en el a y 71 días en el b) frente a los 248 días laborables posibles, lo que hace un promedio de actuación de 37% y 28,6%).

Esto es debido a que la optimización se realiza por ciclo (tal y como se ha definido de forma general en el apartado 3 y su aplicación al edificio de oficinas en el apartado 5) y por lo tanto, cuando el coste de un ciclo del sistema de almacenamiento es más alto que el beneficio que puede obtener, no lo hace actuar.

De esa forma, como se ha comentado, en el escenario a) actuaría los meses de Enero, Febrero, 2ª quincena de Junio, Julio y Diciembre, que es cuando se dan las mayores diferencias de precios (entre Períodos P1 y P6). En el escenario b) actuaría los mismos meses a excepción del mes de Julio.

En cualquier caso se comprueba que **la rentabilidad del sistema cuando actúa es bastante alta** (17,34% y 9,37% en los respectivos escenarios) pero que debido a la baja actuación del mismo, **la rentabilidad total** (considerando tanto períodos de actuación como de no actuación) **disminuye considerablemente** (hasta 3,84% y 2,62%) lo que hace la **inversión poco atractiva** desde el punto de vista económico.

Destacar que los **periodos de recuperación de la inversión** en ambos escenarios con las premisas impuestas (27 y 39 años) son **mayores que la vida esperada de sistema** (20 años).

A continuación y tomando como base el escenario b (más propio de un mercado liberalizado) se pasará a realizar una serie de pruebas de sensibilidad del dimensionado óptimo del sistema, actuación del mismo y su rentabilidad frente a cambios en diferentes parámetros relevantes, como pueden ser el propio dimensionado del sistema, los precios de la electricidad, el diferencial de dichos precios horarios y la concesión de primas al almacenamiento de energía eléctrica.

#### 6.4 Influencia de la variación del dimensionado en la rentabilidad del sistema

Puede ser que el dimensionado final del sistema no sea el resultante de la optimización por diferentes razones: económicas (no se pueda o quiera realizar toda la inversión), técnicas (no haya espacio suficiente para la instalación, no haya sistemas de almacenamiento de la dimensión adecuada, etc.) o de otra índole (inestabilidad de precios, regulatorias, etc.).

Para ver la influencia de la variación de la dimensión del sistema sobre el óptimo calculado, se procede a analizar la evolución del ratio (Ahorro Neto Anual/Facturación Inicial), del ratio (Ahorro Neto Anual/Coste Anual Explotación Sistema) y del ratio (Ahorro Facturación Inicial/Coste Inversión Sistema) en función del dimensionado del sistema.

Para ello se han ido fijando en el programa diferentes capacidades del sistema y se ha realizado el proceso de optimización para cada una de ellas, obteniendo el valor óptimo de potencia del sistema, el coste anual del mismo y el ahorro de costes obtenido.

Los resultados de la evolución del primer ratio mencionado (**Ahorro Neto Anual/Facturación Inicial**) en función de las capacidades fijadas en el proceso de optimización están recogidos en la figura 6.5.

Vemos que partiendo de una capacidad reducida, el ratio va ascendiendo conforme aumentamos dicha capacidad, hasta llegar al valor máximo del ratio que se corresponde con la capacidad óptima indicada para el escenario b) en la Figura 6.4. Una vez que la capacidad fijada sobrepasa dicho óptimo, el ratio vuelve a disminuir de valor.

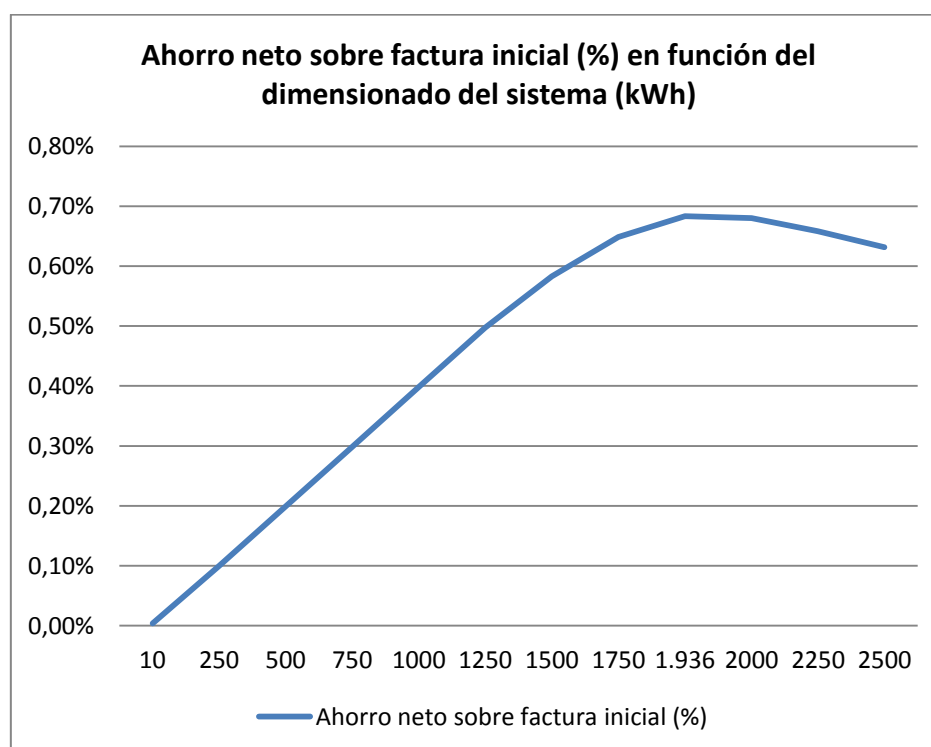
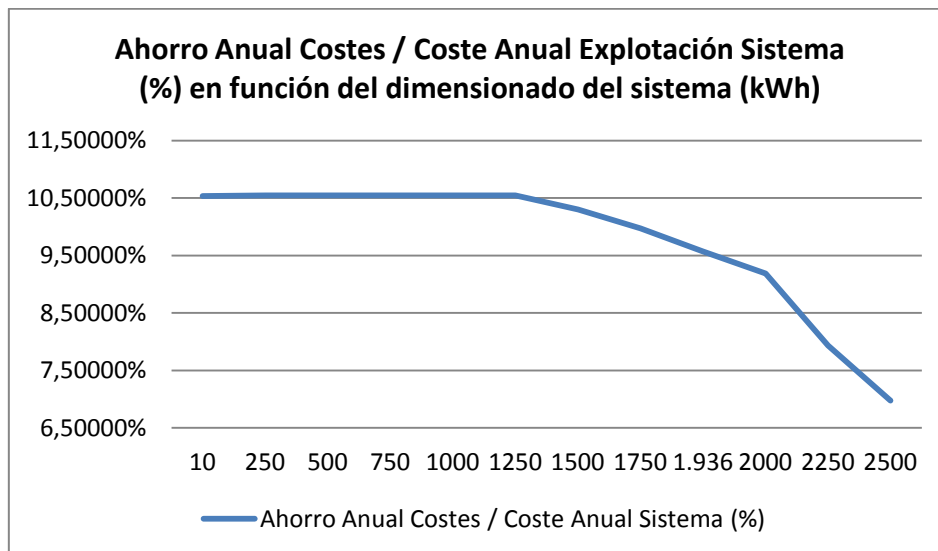


Figura 6.5: Ahorro neto sobre facturación inicial en función de dimensionado del sistema.



Si observamos la evolución del **ratio (Ahorro Anual Costes/Coste Anual Explotación Sistema)** al variar la capacidad del sistema, tal y como se ha hecho para ver el ahorro neto, vemos que partiendo de una capacidad reducida, dicho ratio de rentabilidad anual se mantiene constante hasta llegar a una capacidad de 1.337 kWh y una potencia de 293 kW. El que la rentabilidad se mantenga constante se debe a que en este tramo, toda la capacidad que vamos añadiendo se emplea en almacenar energía siempre en las mismas horas y descargarla en las mismas, que son las de máxima diferencia de precios.

Al seguir añadiendo capacidad, llega un momento en que alguna de esas horas queda completa, de modo que el sistema empieza a emplearla en otras horas con menos diferencia de precios, que aunque siguen saliendo rentables, no lo son tanto como las iniciales. De ahí que el siguiente tramo presente una pendiente negativa y baje la rentabilidad anual del sistema, ya que el coste marginal de los nuevos kWh sigue siendo el mismo pero su beneficio marginal es menor.

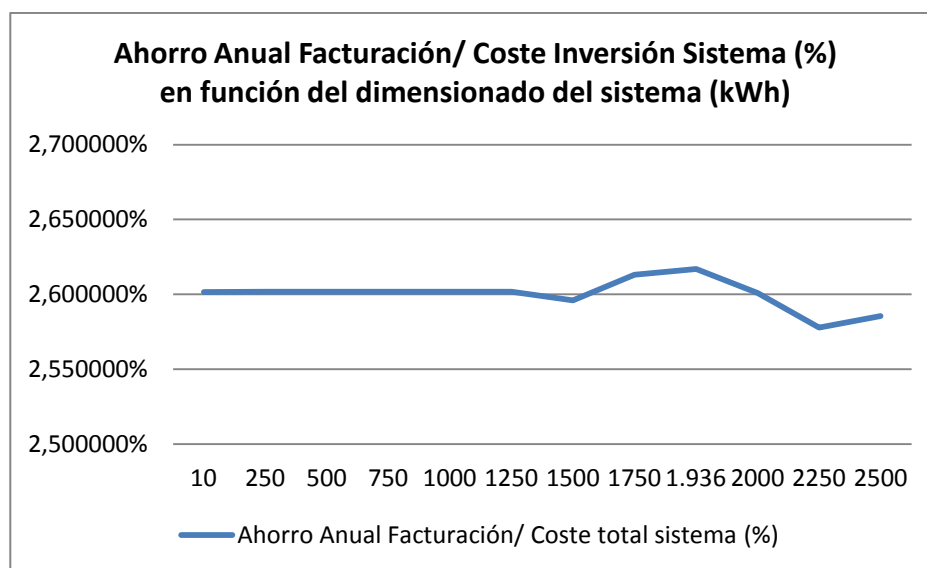


**Figura 6.6: Evolución del ratio (Ahorro Anual Costes/Coste Anula Explotación del Sistema) en función del dimensionado del sistema.**

Veamos también la evolución del ratio (Ahorro anual Facturación/Coste Inversión Sistema), que viene recogido en la figura siguiente.

Según se puede apreciar, al comienzo hay un tramo donde dicho ratio de rentabilidad es constante. Al llegar a los 1.337 kWh mencionados antes, comienza a ascender un poco hasta llegar al punto del óptimo calculado inicialmente por el programa (1.936 kWh). Este tramo ascendente se debe a que como se ha dicho antes, se siguen añadiendo kWh sobre horas menos rentables pero que siguen bajando la facturación. En dicho tramo, ya no es necesario aumentar la potencia del sistema en la misma proporción que anteriormente, ya que se están rellenando algunas horas que antes no tenían potencia asignada, por lo que el crecimiento del coste total es menor que el ahorro en facturación. Una vez llegado a ese punto óptimo (en el

que recordamos que el valor del ratio es 2,62%) comienza a descender bruscamente ya que las horas que se van llenando son de menor diferencia de precios.



**Figura 6.7: Evolución del ratio (Ahorro anual costes/Coste Inversión Sistema) en función del dimensionado del sistema.**

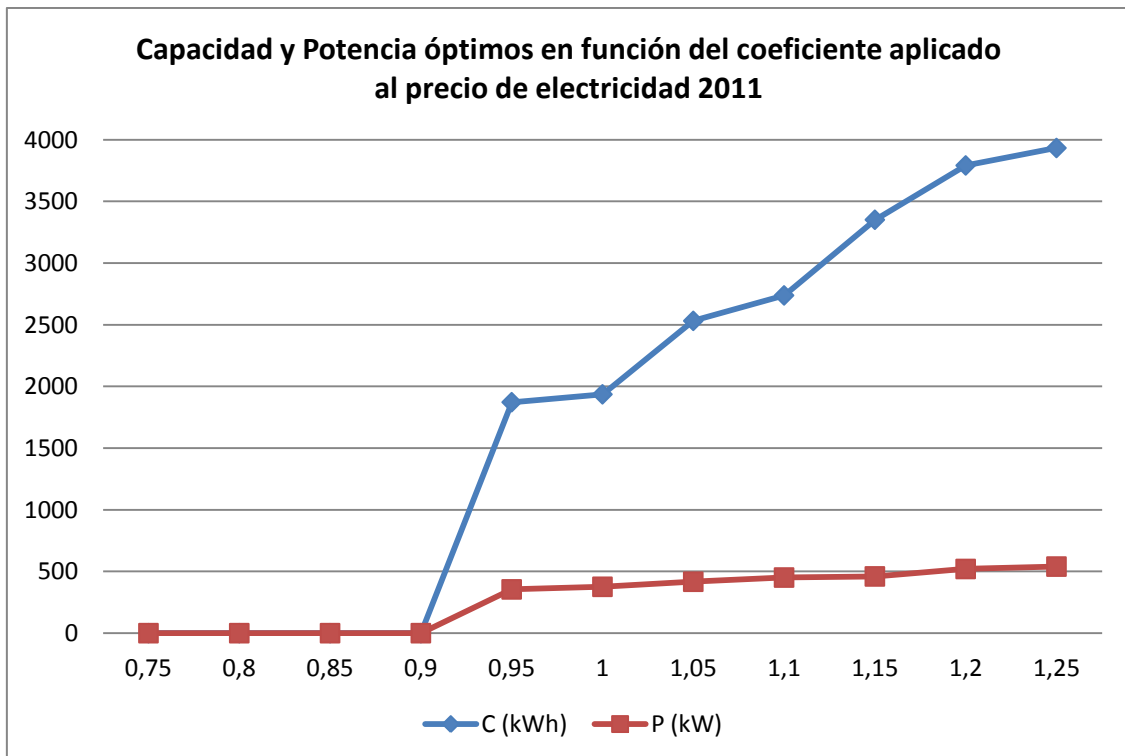
### **6.5 Influencia de la variación de precios del suministro eléctrico en el diseño y rentabilidad del sistema de almacenamiento**

Para ver la influencia de los precios en la optimización del sistema y su rentabilidad, se procede a estudiar diferentes escenarios, en los que todos los precios iniciales se multiplican por un coeficiente, estudiando para cada nivel de precios el dimensionado óptimo y su rentabilidad. Es de esperar que cuanto más alto sea dicho coeficiente, aunque aumenten los precios altos y bajos en igual proporción, al aumentar la diferencia absoluta entre ellos, el sistema sea más rentable.

Efectivamente, si se observa el **dimensionado óptimo** resultante de las diferentes optimizaciones, se aprecia que cuanto mayores precios, mayor es la capacidad y la potencia adecuadas para obtener el máximo beneficio.

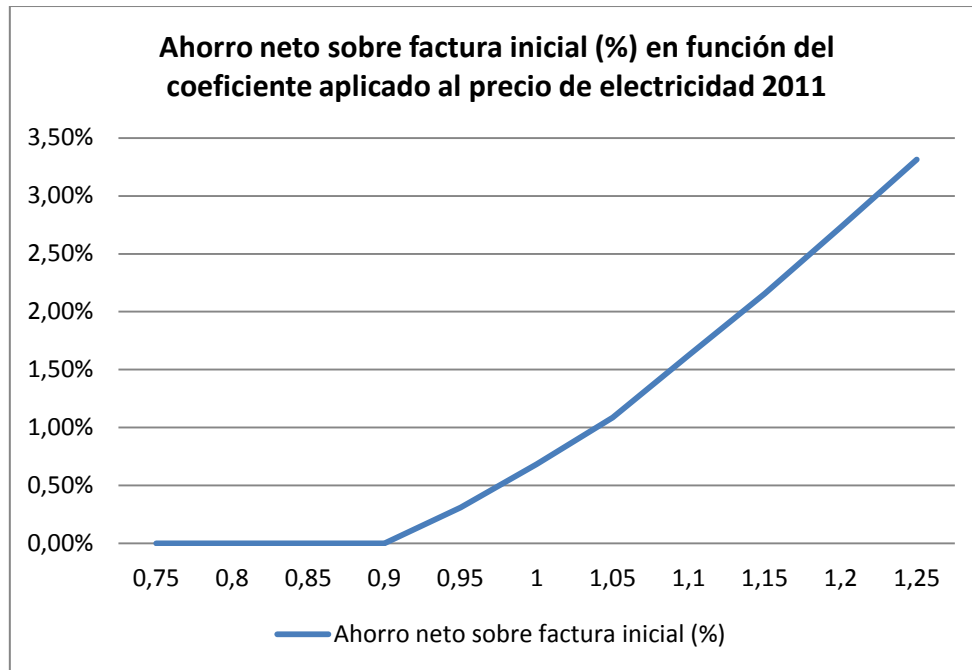
Partiendo de coeficientes bajos, hasta no llegar a un coeficiente de 0,95 (es decir, los precios rebajados un 5% respecto a los precios base de 2011), el óptimo resultante de la optimización es la no instalación del sistema de almacenamiento. Conforme aumentamos el coeficiente, el óptimo se da cada vez para sistemas más grandes.

Aproximadamente en el tramo de precios superiores al año base, un aumento de un 25% en el precio, supone un dimensionamiento óptimo del sistema con más del doble de capacidad y un 43% más de potencia. Dicha tendencia se da de forma bastante constante en el intervalo estudiado.



**Figura 6.8: Dimensionado óptimo del sistema de almacenamiento en función del coeficiente aplicado a los precios de electricidad del año base (2011).**

Dicho comportamiento se ve reflejado en el Ahorro neto sobre la factura inicial, como se muestra en la figura siguiente. Analizándola se ve claramente que con un factor de precios menor o igual a 0,9 no se obtiene ningún ahorro (hemos visto que el óptimo era la no instalación del sistema de almacenamiento). A partir de dicho punto la tendencia es ascendente, de forma que para un aumento de precios de un 25% se obtiene un ahorro sobre la factura de un 3,3%. Recordando que para los precios de 2011 con el sistema óptimo se daba un ahorro de un 0,68%, vemos que la diferencia es de un 2,62%.



**Figura 6.9: Evolución del Ahorro neto anual de la inversión en % de la factura inicial en función del coeficiente aplicado a los precios del año base (2011).**

Cabe destacar que, dado que cuanto mayores son los coeficientes, mayor es la factura inicial (entendiendo como inicial la factura sin el sistema de baterías). Así, el ahorro neto anual (que recordamos incluye el Coste Anual de Explotación del Sistema de Almacenamiento) que para los precios de 2011 era de 927,81 € pasa a ser de 5.631,23 € con un coeficiente de 1,25. Es decir, se multiplica el ahorro neto por 6.

Dado que dicho ahorro se da con la utilización de un sistema más grande (como se ha visto anteriormente), aumentan los costes anuales y totales del mismo. Para analizar la relación entre dichas magnitudes utilizaremos el ratio (ahorro anual de costes/Coste Anual Explotación Sistema) y el ratio (Ahorro Anual Facturación/Coste Inversión Sistema).

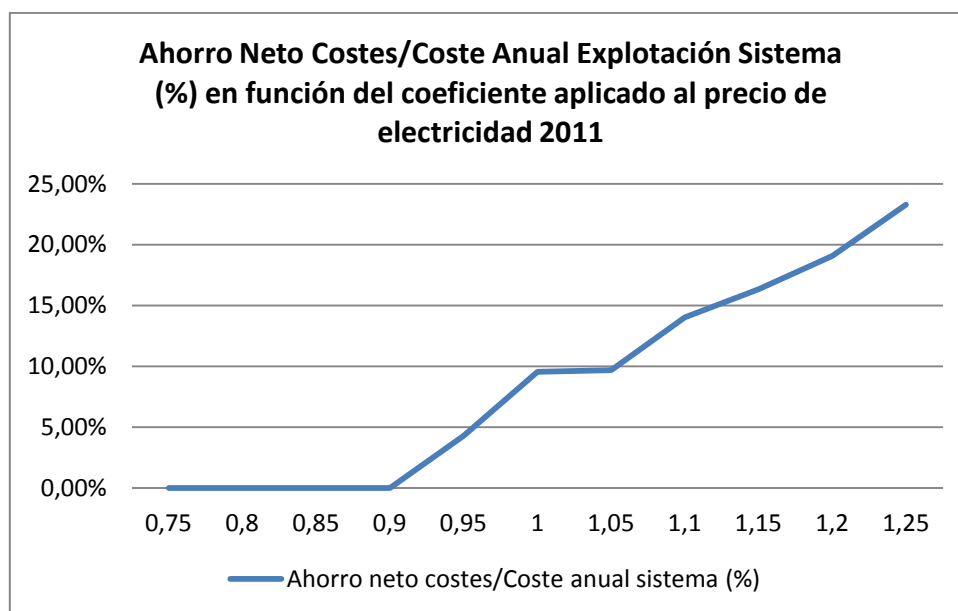
Comenzando con el primero de ellos (**Ahorro Anual de Costes/Coste Anual Explotación Sistema**), que recordamos puede ser entendido como una medida de la rentabilidad del sistema cuando éste se usa, vemos que conforme aumenta el coeficiente aplicado a los precios a partir de 0,9 (antes no se utiliza sistema por no salir rentable), aumenta el mencionado ratio.

Al pasar del coeficiente 1 (precios de 2011) al coeficiente 1,05, vemos que aunque el ratio crece ligeramente (pasa de 9,56% a 9,69%), dicho crecimiento no parece estar en concordancia con el experimentado con el resto de coeficientes. Dicha discontinuidad en el coeficiente 1,05 es debida a que el sistema pasa de no actuar en Julio a funcionar, dado que la diferencia de precio en dicho mes se hace suficiente para proporcionar beneficio adicional. Con dicho cambio, la operación anual del sistema pasa de 71 ciclos a 92, por lo que el Coste Anual Explotación Sistema (que recordamos era proporcional al número de ciclos anuales de actuación del mismo) aumenta solo por dicha causa un 29,57%, sin que el ahorro de costes en Julio crezca en la misma proporción.

Adicionalmente, si observamos la figura 6.8 en la que se mostraba el dimensionado óptimo del sistema en función de los coeficientes, vemos que al pasar de 1 a 1,05, sufre un aumento superior al del paso de otros coeficientes. Esto lleva aparejado también un aumento mayor del coste del sistema (tanto anual como total). El efecto de ambos aumentos de coste (el del número de ciclos y el del aumento de la dimensión del sistema en mayor proporción) provocan ese estancamiento en el ratio.

Una vez superada dicha irregularidad, el aumento del ratio se da de forma uniforme con el de los coeficientes. Al final del intervalo estudiado, **un aumento de un 25% en todos precios**, supondría pasar de una rentabilidad anual del 9,57% a una del 23,28%, es decir un **aumento del ratio de un 13,71%**.

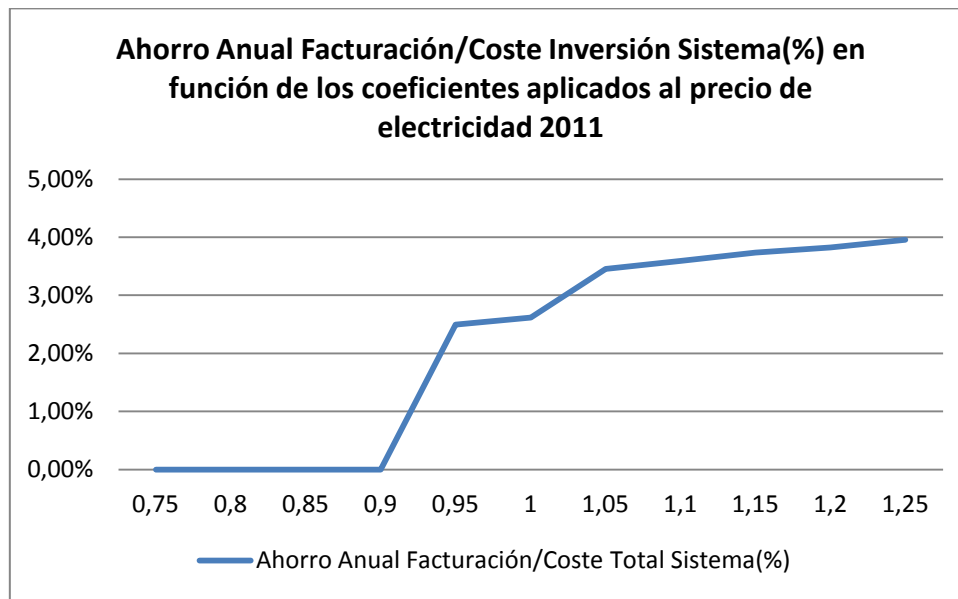
Toda esta evolución queda reflejada en la gráfica siguiente, donde se ve el mencionado ratio (ahorro anual de costes/Coste Anual Explotación Sistema) en función del coeficiente aplicado a los precios de 2011.



**Figura 6.10: Evolución del ratio (Ahorro Neto de Costes/Coste Anual Explotación del Sistema) en función del coeficiente aplicado a los precios del año base (2011).**

A pesar de que podríamos considerar un rentabilidad anual del 23,28% como excelente, como ya se ha explicado anteriormente, dada la baja utilización del sistema (71 a 92 días), conviene estudiar el segundo ratio propuesto, que nos dará una idea de la rentabilidad del sistema independientemente de su uso.

Así, en la figura siguiente se ve la evolución del **ratio(Ahorro Anual Facturación/Coste Inversión Sistema)** en función del coeficiente aplicado a los precios.



**Figura 6.11: Evolución del ratio (Ahorro Anual Neto/Coste Inversión Sistema) en función del coeficiente aplicado a los precios del año base (2011).**

En dicho gráfico observamos que desde el coeficiente de 0,95 a 1 hay un crecimiento de un 5% en el ratio (pasa de un 2,5% a un 2,62%).

Al pasar de 1 a 1,05 se dispara el ratio aumentando un 32% (de un 2,62% a un 3,46%). Esto se debe a la acción conjunta del aumento de precios (y por lo tanto del diferencial absoluto de los mismos) y al aumento de la utilización del sistema (un 29%) que hace que los ahorros de costes anuales sean mucho mayores ya que pasan de 927 € a 1.549 € (es decir un aumento de un 67%) mientras que el aumento del Coste Inversión Sistema es de un 25% (pasa de 406.253 € a 507.334€).

A partir de dicho punto hay un aumento continuo pero más moderado del ratio (de aproximadamente un 3,44% por cada 5% de subida de precios).

Si miramos el aumento general de la rentabilidad, podríamos decir que un aumento de los precios de un 25% conlleva un aumento relativo de un 51% de este ratio (pasa de 2,62% a un 3,96%).

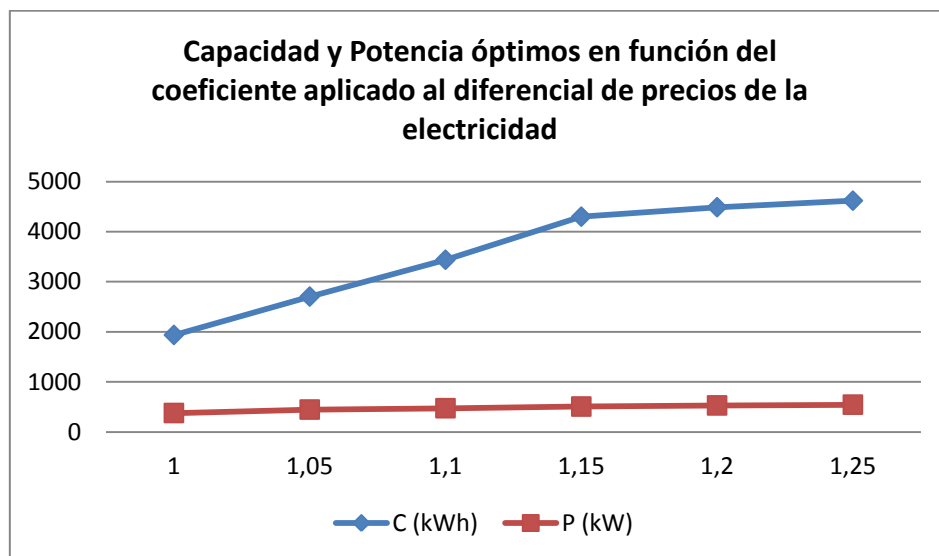
El **PRI** con las condiciones antes establecidas (incremento anual del ahorro 1% y tasa actualización 2,5%) para un aumento de precios del 25% sería de **26 años**, bastante menor que los 39 iniciales pero mayor que los 20 años de vida del sistema.

### **6.6 Influencia de la variación del diferencial de precios en el diseño y rentabilidad del sistema de almacenamiento**

Dado que la rentabilidad del sistema se basa fundamentalmente en la diferencia existente entre los precios a unas horas y otras, se procede a estudiar la influencia de variar el diferencial de precios. De entre las diferentes opciones existentes para aumentar dicho diferencial (aumentando banda alta de precios, disminuyendo banda baja de precios o las dos anteriores simultáneamente) se opta por **aumentar la banda alta de precios** ya que se considera la más probable, dado que en la banda baja de precios el margen de maniobra para los comercializadores es pequeño y se juega cerca del límite de costes, donde una bajada de precio es más improbable.

Para ello, para aumentar el diferencial de precios, se hace la media de todos los precios diarios y se multiplica por un factor los precios que estén por encima de dicha media. Dicho factor se irá variando desde 1 a 1,25 y analizando los resultados.

Si se observa el **dimensionado del sistema** se ve que un aumento del 25% en el diferencial de precios supone un aumento del 44% en la potencia óptima del sistema y un aumento de casi dos veces y media en la capacidad óptima del sistema

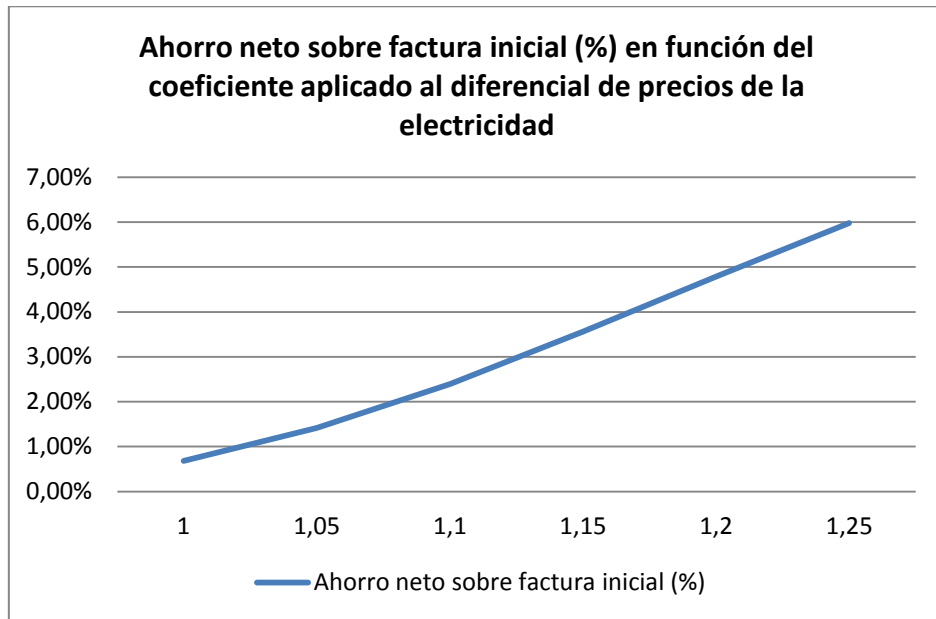


**Figura 6.12: Dimensionado óptimo del sistema de almacenamiento en función del coeficiente aplicado a la mitad alta de precios de electricidad del año base (2011).**

Si se estudia el ahorro neto sobre la factura inicial sin sistema de baterías, que se muestra en la figura siguiente, se aprecia un aumento prácticamente constante con el coeficiente aplicado. En términos generales, un aumento del 25% en el diferencial de precios hace que se pase de un ahorro neto sobre la facturación inicial de un 0,68% a casi un 6%.

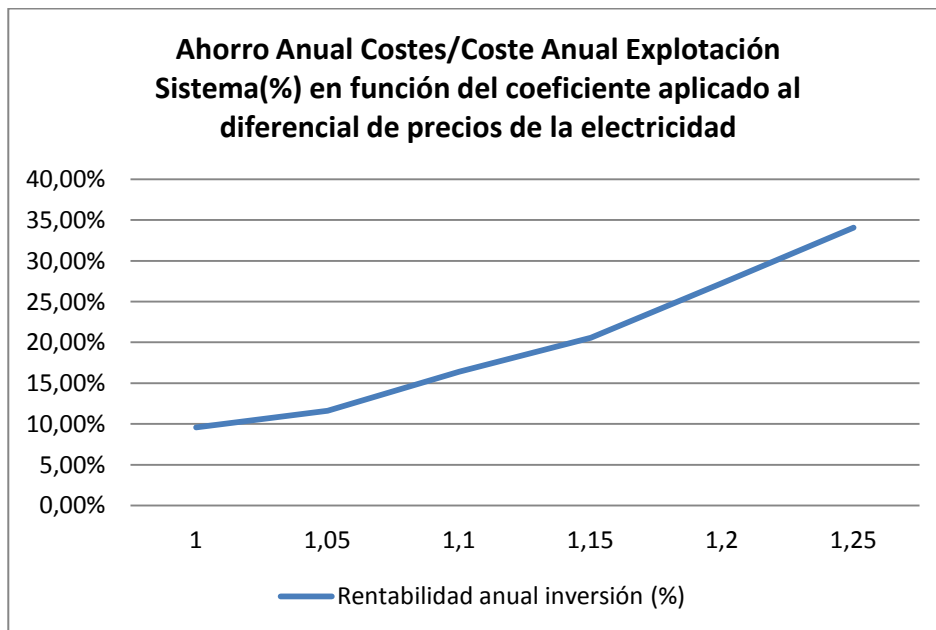
Comentar que al haberse aplicado un coeficiente sobre la banda alta de precios, el precio medio y en consecuencia el total pagado por el cliente aumenta (pasando de 135.884 € a

158.727 €). Es decir que el aumento en el ahorro en la facturación es mayor que el porcentaje neto antes descrito (se pasa de un ahorro en la facturación de 10.630 € a uno de 37.361 €, es decir 3,5 veces el ahorro inicial).



**Figura 6.13: Evolución del Ahorro neto anual de la inversión en % de la factura inicial en función del coeficiente aplicado a la mitad alta de precios del año base (2011).**

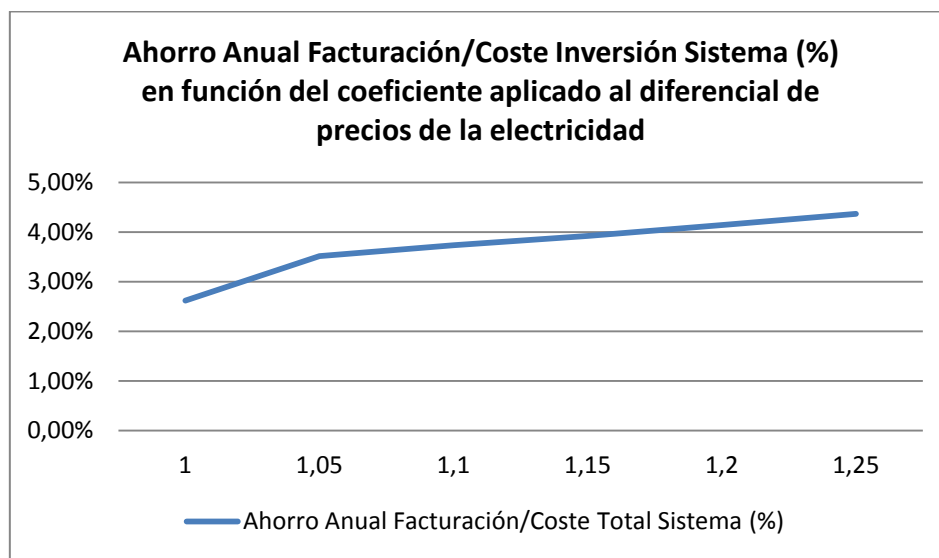
Dicho aumento se ve reflejado en el ratio (Ahorro Anual Costes/Coste Anual Explotación Sistema) que se muestra en la figura siguiente. En ella se ve un aumento constante de la rentabilidad anual de la inversión, disparándose de un 9,57% a un 34% con un aumento del diferencial de precios del 25%.



**Figura 6.14: Evolución del ratio (Ahorro Anual Costes/Coste Anual Explotación Sistema) en función del coeficiente aplicado a la mitad alta de precios del año base (2011).**



Como hemos hecho en ocasiones anteriores, se procede a analizar el ratio (Ahorro Anual Facturación/Coste Inversión Sistema), que se puede visualizar en la figura siguiente.



**Figura 6.15: Evolución del ratio (ahorro anual neto/Coste Inversión Sistema) en función del coeficiente aplicado al diferencial de precios del año base (2011).**

En ella se puede apreciar el continuo aumento de dicho ratio de rentabilidad. El mayor aumento que se da en el primer tramo se debe a que el sistema pasa de operar 71 a 92 ciclos anuales.

Al final, un aumento en el diferencial de precios de un 25%, hace que el ratio pase de un 2,62% a un 4,36% (un aumento relativo de un 66%). Dicho aumento del diferencial de precios supondría un aumento del precio medio de un 14,18%.

El **PRI** con las condiciones antes establecidas (incremento anual del ahorro 1% y tasa actualización 2,5%) para un aumento del diferencial de precios del 25% sería de **24 años**, bastante menor que los 39 iniciales pero mayor que los 20 años de vida del sistema.

### **6.7 Influencia de la concesión de primas al kWh almacenado en el dimensionado y rentabilidad del sistema de almacenamiento**

En ocasiones, una de las vías sugeridas para la incentivación de este tipo de sistemas es la concesión de una prima al kWh almacenado [43].

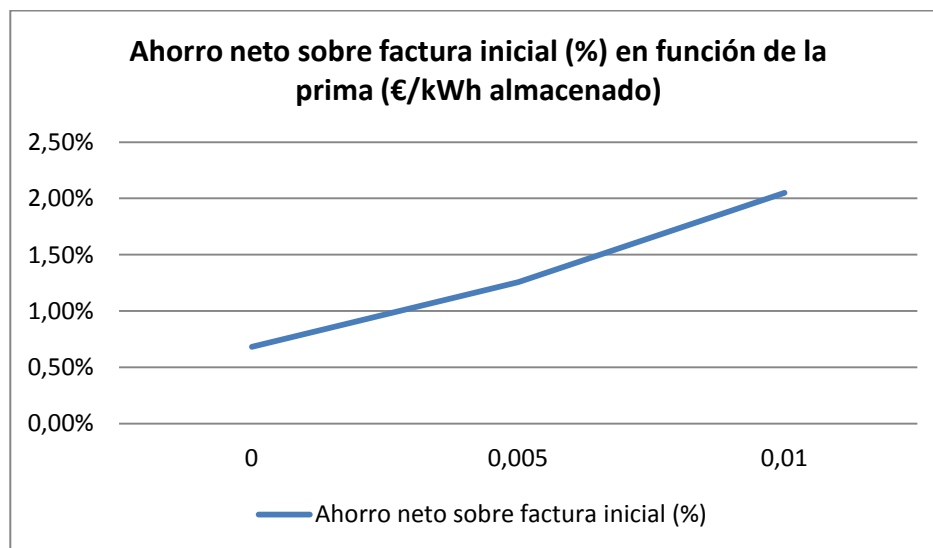
Para comprobar el efecto que dicho método puede tener, se ha realizado la prueba de conceder una prima de 0,5 c€ y de 1 c€ al kWh almacenado por dichos sistemas.

De entre los diferentes métodos posibles para la concesión de la prima (al kWh de capacidad instalada, al kWh de entrada al sistema de almacenamiento, al kWh de salida del almacenamiento por citar algunos) para evitar el almacenamiento porque sí y fomentar la mejora en el rendimiento del sistema, se ha establecido que dicha prima se aplique al kWh de potencia de salida del sistema de almacenamiento hacia el consumo.

El efecto inmediato es que aumenta el dimensionado óptimo del sistema, tanto en Capacidad (de 1.936 kWh a 2.580 kWh con prima de 0,5 c€ y a 2.738 kWh con la de 1c€) como en Potencia (de 376 kW a 425 kW y 451 kW respectivamente) y de su uso (pasa de 71 a 92 días de empleo con las dos primas estudiadas).

El total de las primas al año pagadas en ambos casos es de 1.046,95 € y 2.203,06 €, que representan el 0,7705% y el 1,6213% de la facturación inicial.

Con eso se consigue que aumente en gran manera el ahorro neto sobre la factura inicial como se ve en la gráfica adjunta. Así se pasa de un ahorro de un 0,68% a uno de un 1,25% y a otro de 2,05% con las respectivas primas comentadas.



**Figura 6.16: Evolución del Ahorro neto anual de la inversión en % de la factura inicial en función de la prima a kWh almacenado.**

Todo ello lleva aparejada una mejora en la rentabilidad del sistema, que se muestra en los ratios reflejados en las gráficas siguientes.

En la primera podemos ver que el **ratio(Ahorro Anual Costes/Coste Anual Explotación Sistema)**, que aumenta ligeramente en el primer tramo pasando de un 9,56% a un 10,46% y más pronunciadamente en el segundo tramo, donde pasa a ser de un 16,10%. El hecho de que el primer tramo tenga menos pendiente se debe a que el sistema pasa de actuar 71 ciclos a actuar 92, con el consecuente aumento del coste anual.

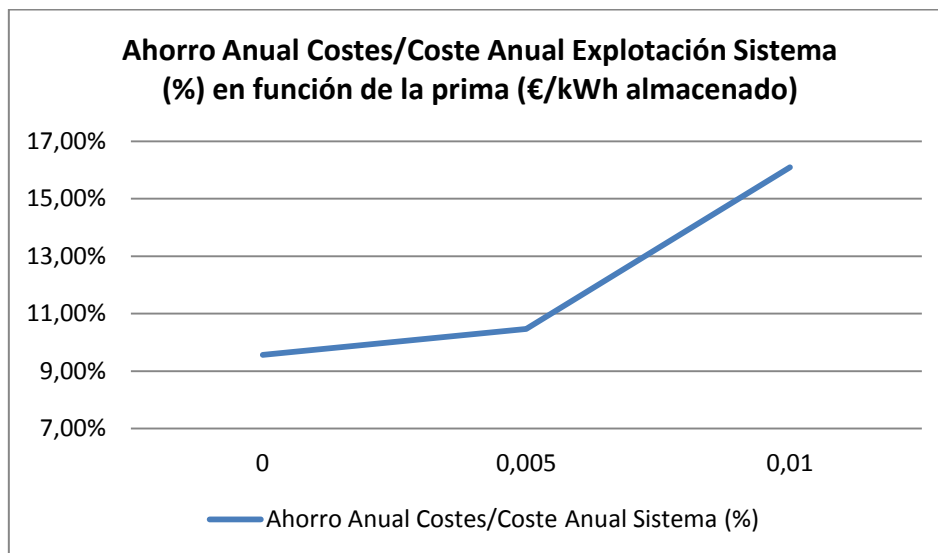


Figura 6.17: Evolución del ratio (Ahorro Anual Costes/Coste Anual Explotación Sistema) en función de la prima aplicada al kWh almacenado.

Para evitar que dicha distorsión lleve a análisis inadecuados, estudiamos el **ratio(Ahorro Anual Facturación/Coste Inversión Sistema)** que podemos ver en la gráfica siguiente. Ahí podemos ver que precisamente ese aumento en la actuación del sistema produce un aumento más fuerte del ratio en el primer tramo, que pasa de tener un valor de 2,62% a un 3,48%. En el segundo tramo modera su subida y pasa a ser de un 3,66%.

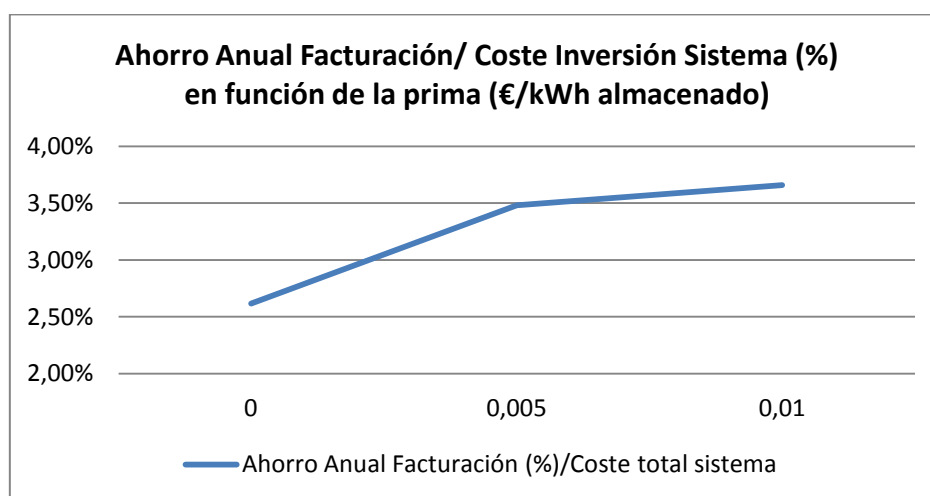


Figura 6.18: Evolución del ratio (Ahorro Anual Facturación/Coste Inversión Sistema) en función de la prima aplicada al kWh almacenado.

Con una prima de 1c€/kWh almacenado, el **Período de Retorno de la Inversión sería de 28 años**, menor que los 39 años iniciales pero mayor que los 20 años de vida estimada del sistema.

Si partimos de un escenario en el que el dimensionamiento del sistema sea el óptimo calculado para los precios iniciales (1.936 kWh y 376 kW), se puede estudiar mediante el programa de optimización cual sería la prima necesaria para conseguir un Período de Retorno de la Inversión razonable.

Si establecemos dicho **Período de Retorno de la Inversión en 15 años**, sería necesaria una **prima de 5,5 c€/kWh** de salida del sistema de almacenamiento.

Destacar que si se cambiara el objetivo de optimización el problema planteado sería diferente y los resultados obtenidos también.

Así hasta ahora se ha mantenido el objetivo de optimización de minimizar (Factura Anual Final + Coste Anual de Explotación del Sistema).

Si por ejemplo se cambiara a minimizar Factura Anual Final, independientemente del Coste Anual de Explotación del Sistema (siempre que la suma de ambos no fuera mayor que la Factura Anual Inicial) se obtendrían valores de PRI diferentes.

Sirva de ejemplo que para una prima de 5 c€/kWh de salida del sistema, el PRI que se obtiene es de 21 años cuando el sistema funciona 92 días/año, 18 años con 112 días/año, 16 años con 133 días/año y 14 años con 165 días/año. De todos ellos el que minimiza la Factura Anual Final + Coste Anual Explotación Sistema es el funcionamiento de 112 días/año, pero no es el que menor ROI obtiene.

### **6.8 Comparación del aumento de precios, del aumento del diferencial de precios y de la concesión de primas en la rentabilidad del sistema de almacenamiento**

A continuación se va a proceder a comparar la efectividad de los diferentes métodos analizados para aumentar la rentabilidad del sistema de almacenamiento.

Como se ha ido comentando, los tres métodos (aumento general de precios, aumento del diferencial de precios y concesión de primas) aumentan la rentabilidad de sistema en mayor o menor medida.

En la figura siguiente se pueden apreciar los datos porcentuales de sobreprecio que se paga (bien por el aumento de facturación debido al aumento de precios o del diferencial de precios o por la cantidad de dinero destinado al pago de la prima).

También viene recogidos los datos de rentabilidad inicial, rentabilidad final y aumento de rentabilidad del sistema.

Por último vienen recogido un ratio para cada uno de los métodos que evalúa el sobreprecio pagado (%) dividido por el aumento de rentabilidad conseguido (%). En este apartado se entiende por rentabilidad el ratio (Ahorro Anual Facturación/Coste Inversión Sistema), que se ha venido analizando a lo largo del estudio.

Dicho análisis se lleva a cabo para el total de los escenarios considerados, que si recordamos era un aumento general de precios de hasta un 25%, un aumento del diferencial de precios de hasta un 25% y una concesión de primas de 0,5 c€ y 1c€ por kWh de salida del sistema de almacenamiento.

También se lleva a cabo dicho análisis para el tramo más favorable de aumento de rentabilidad dentro de los citados escenarios, de forma que se pueda evaluar diversas medidas puntuales.

<b>TOTAL DE TRAMOS ESTUDIADOS</b>	<b>Aumento PRECIO</b>	<b>Aumento Δ PRECIO</b>	<b>PRIMAS</b>
<b>Rango completo de tramos</b>	<b>0% a 25%</b>	<b>0% a 25%</b>	<b>0 c€ a 1 c€</b>
Sobreprecio (%)	25%	14,18%	1,6213%
Rentabilidad Inicial (%)	2,62%	2,62%	2,62%
Rentabilidad final (%)	3,96%	4,36%	3,66%
Aumento rentabilidad (%)	1,34%	1,74%	1,04%
Sobreprecio (%)/Aumento rentabilidad(%)	18,66	8,15	1,55

<b>MEJOR TRAMO AUMENTO RENTABILIDAD</b>	<b>Aumento P</b>	<b>Aumento Δ PRECIO</b>	<b>PRIMAS</b>
<b>Tramo más favorable</b>	<b>0% a 5%</b>	<b>0% a 5%</b>	<b>0 c€ a 0,5 c€</b>
Sobreprecio (%)	5%	2,84%	0,7705%
Rentabilidad Inicial (%)	2,62%	2,62%	2,62%
Rentabilidad final (%)	3,46%	3,52%	3,48%
Aumento rentabilidad (%)	0,84%	0,90%	0,87%
Sobreprecio (%)/Aumento rentabilidad(%)	5,95	3,16	0,89

**Figura 6.19: Comparación del aumento de rentabilidad del sistema de almacenamiento y sobreprecio pagado mediante aumento general de precios, aumento diferencial de precios y prima al kWh almacenado.**

Como se puede ver en la tabla, en el total de tramos estudiados **el método que consigue una mayor rentabilidad final es el aumento del diferencial de precios** (4,36%). A continuación vendría el método de aumento de precios (3,96%) y el de prima al kWh almacenado (3,66%).

En el tramo más favorable, si se analiza como se obtiene la mayor rentabilidad, en primer lugar volvemos a encontrar el aumento del diferencial de precios (3,52%), en segundo lugar encontramos el método de primas (3,48% y por último el de aumento de precios (3,46%).

Destacar que todos los métodos considerados el tramo más favorable es el inmediatamente superior al estado inicial de la red. Esto se debe a que el sistema pasa de actuar 71 a 92 días en todos ellos, ya que hay muchos ciclos que se encuentran un poco por debajo del límite de actuación y con un pequeño incentivo, sale rentable que opere el sistema en los mismos. En otro contexto de precios y distinto sistema de almacenamiento dicha circunstancia podría cambiar y requeriría un nuevo análisis.

Pero si realizamos el **análisis del sobreprecio que cuesta dicho aumento de rentabilidad**, que podría ser un forma de evaluar la efectividad de dichas medidas, nos encontramos en ambos rangos analizados que **el método más efectivo es la concesión de primas**, seguida el aumento del diferencial de precios y por último del aumento de precios.

Cabe reseñar que el método de aumento del diferencial de precios, tal y como se comentaba en el apartado 6.6 se ha llevado a cabo aumentando el rango alto de precios, por lo que aumentaba el precio medio. Dicho método se podría haber llevado a cabo disminuyendo la banda baja de precios o aumentando la banda alta y disminuyendo la baja simultáneamente. En dicho caso, el análisis realizado variaría radicalmente, llegando incluso en el caso de bajar la banda baja de precios a tener lugar una bajada de precio medio con aumento de la rentabilidad del sistema.

Si realizamos el análisis de la **mejora en el Período de Retorno de la Inversión** obtenido con cada uno de los métodos **frente al sobreprecio pagado, el mejor método** vuelve a ser, a distancia de los otros dos (más de 6 veces más efectivo que el aumento del diferencial de precios y más de 13 veces que la subida de precios), **la concesión de primas**, tal y como puede apreciarse en la figura 6.20.

TOTAL DE TRAMOS ESTUDIADOS	Aumento PRECIO	Aumento $\Delta$ PRECIO	PRIMAS
Rango completo de tramos	0% a 25%	0% a 25%	0 c€ a 1 c€
Sobreprecio (%)	25%	14,18%	1,6213%
PRI Inicial (Años)	39	39	39
PRI final (años)	26	24	28
Disminución PRI (años)	13	15	11
PRI (años)/Sobreprecio (%)	52,00	105,78	678,49

**Figura 6.20: Comparación de la disminución del Período de Retorno de la Inversión del sistema de almacenamiento y sobreprecio pagado mediante aumento general de precios, aumento diferencial de precios y prima al kWh almacenado.**

## **7. CONCLUSIONES**

En el presente trabajo se ha planteado la gestión de la demanda eléctrica de un consumidor final en un mercado liberalizado mediante un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de baterías.

Para ello se ha realizado el modelado del mismo, definiendo sus parámetros técnicos y económicos fundamentales. Con esa base se ha definido una función objetivo de minimización de costes sujeta a unas restricciones técnicas del sistema.

La implementación práctica se ha realizado mediante un programa en LP Solve, cuyos datos de entrada son el perfil horario del consumo, los precios de energía y potencia y las características del sistema de almacenamiento y cuyas salidas son un dimensionamiento óptimo del sistema (capacidad y potencia) y sus costes asociados, así como variables horarias de funcionamiento del sistema (flujos de potencia y estado de carga de la batería en cada momento).

Dicho modelo y programa de optimización se han aplicado al consumo de un edificio público de oficinas, para el cual se han planteado dos escenarios de precios: uno basado en periodos tarifarios y otro en el mercado hora a hora.

Se han escogido tres baterías de tipos diferentes (Pb Ácido, Li Ión, Vanadio Redox), contactando con los fabricantes/distribuidores para la obtención de datos fiables de precios y prestaciones, procediendo a analizar dichos datos con el fin de determinar el punto óptimo de trabajo y sus costes y limitaciones asociadas.

Los resultados muestran que en dicho contexto, solo las baterías OpzS (el tipo de batería más barato de los tres escogidos) presenta alguna rentabilidad, siendo necesarios muchos más ciclos de funcionamiento anuales o una mayor diferencia entre los precios de un ciclo para que el uso de los otros tipos de baterías fuera viable.

Con la utilización de las baterías OpzS de Pb ácido, se puede obtener una mejora de costes, bastante mayor en el escenario de facturación por periodos que en el de facturación hora a hora, debido a la mejora adicional que se consigue reduciendo los picos de potencia y en consecuencia la facturación por potencia máxima por periodo.

En todo caso la rentabilidad que ofrece dicho sistema para el consumo estudiado en cualquiera de los dos escenarios (especialmente en el de facturación hora a hora) es baja, lo que hace poco atractiva la inversión en dichos sistemas, con un coste inicial bastante alto. Dicha ausencia de rentabilidad queda también reflejada en otros artículos sobre el tema centrados en diferentes clientes con diversas ubicaciones geográficas [4][16][37] [44]

Se ha comprobado mediante el programa de optimización que un aumento general de los precios de la electricidad y en particular, un aumento en la diferencia existente entre los precios altos y bajos de un ciclo, aumenta en gran manera la rentabilidad de dichos sistemas y provoca que crezca en gran manera la dimensión óptima del mismo (principalmente la capacidad de almacenamiento). Esto está en consonancia con diferentes estudios [35][45][46], donde las vías sugeridas de incentivación de este tipo de sistemas es mediante precios TOU (Time Of Use), bajadas de impuestos o el establecimiento de una prima [43]. Dicha prima al kWh almacenado resulta ser, según se ha demostrado en este estudio, el método con el mejor aumento de rentabilidad /sobrepeso para el sistema eléctrico de los tres considerados.

## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] Red Eléctrica de España: El sistema Eléctrico Español 2011. Julio de 2012. Disponible en [www.ree.es](http://www.ree.es) (página visitada el 10/10/2012).
- [2] Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE). [www.omie.es](http://www.omie.es) (página visitada el 10/10/2012).
- [3] Lavrova, O.; Cheng, F.; Abdollahy, S.; Barsun, H.; Mammoli, A.; Dreisigmayer, D.; Willard, S.; Arellano, B.; van Zeyl, C.; , "Analysis of battery storage utilization for load shifting and peak smoothing on a distribution feeder in New Mexico," *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES* , vol., no., pp.1-6, 16-20 Jan. 2012
- [4] Yixing Xu; Le Xie; Singh, C.; , "Optimal scheduling and operation of load aggregator with electric energy storage in power markets," *North American Power Symposium (NAPS), 2010*, vol., no., pp.1-7, 26-28 Sept. 2010
- [5] Rong-Ceng Leou; , "An economic analysis model for the energy storage systems in a deregulated market," *Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on* , vol., no., pp.744-749, 24-27 Nov. 2008
- [6] Bagen; Billinton, R.; , "Incorporating well-being considerations in generating systems using energy storage," *Energy Conversion, IEEE Transactions on* , vol.20, no.1, pp. 225- 230, March 2005
- [7] Miller, N.; Manz, D.; Roedel, J.; Marken, P.; Kronbeck, E.; , "Utility scale Battery Energy Storage Systems," *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE* , vol., no., pp.1-7, 25-29 July 2010
- [8] Oudalov, A.; Buehler, T.; Chartouni, D.; , "Utility Scale Applications of Energy Storage," *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE* , vol., no., pp.1-7, 17-18 Nov. 2008
- [9] Masaud, T.M.; Keun Lee; Sen, P.K.; , "An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?," *North American Power Symposium (NAPS), 2010* , vol., no., pp.1-6, 26-28 Sept. 2010
- [10] Divya,K.C.; Østergaard, J.; "Battery energy storage technology for power systems - An overview", *Electric Power Systems Research*,Vol.79, pp.511-520,2009.
- [11] Parker, C.D.; , "Lead-acid battery energy-storage systems for electricity supply networks," *J. Power Sources*, vol. 100, pp. 18–28, 2001.
- [12] Kondoh, J.; Ishii, I.; Yamaguchi, H.; Murata, A.; Otani, K.; Sakuta, K.; Higuchi, N.; Sekine, S.; Kamimoto, M.; , "Electrical energy storage systems for energy networks". *Energy Conversion & Management* 41, 2000, pp. 1863-1874, 2000.
- [13] Lubkeman, D.; Lleufkens, P.; Feldman, A.; "Battery Energy Storage Testing for Grid Standard Compliance and Application Performance". *C I R E D 21 International Conference on Electricity Distribution*, Paper 0674, Frankfurt, 6-9 June 2011.



- [14] Baruschka, L.; A.Mertens, A.; "Comparison of cascaded H-Bridge Converters and Modular Multilevel Converter for the use of MV Grid Connected Battery Storage Systems". C I R E D 21 International Conference on Electricity Distribution, Paper 1098, Frankfurt, 6-9 June 2011.
- [15] Joseph, A.; Shahidehpour, M.; , "Battery storage systems in electric power systems," *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE* , vol., no., pp.8 pp., 0-0 0
- [16] Oudalov, A.; Chartouni, D.; Ohler, C.; Linhofer, G.; , "Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems," *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES* , vol., no., pp.2206-2211, Oct. 29 2006-Nov. 1 2006
- [17] Kloess, M.; , "Electric storage technologies for the future power system — An economic assessment," *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the* , vol., no., pp.1-8, 10-12 May 2012
- [18] Ibrahim, H., Ilinca, A. & Perron, J.; "Energy storage systems-Characteristics and comparisons". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5), pp. 1221-1250, 2008
- [19] Roberts, B.; McDowall, J.; , "Commercial successes in power storage," *Power and Energy Magazine, IEEE* , vol.3, no.2, pp. 24- 30, March-April 2005
- [20] Vazquez, S.; Lukic, S.; Galvan, E.; Franquelo, L.G.; Carrasco, J.M.; Leon, J.I.; , "Recent advances on Energy Storage Systems," *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society* , vol., no., pp.4636-4640, 7-10 Nov. 2011
- [21] Ibrahim, H.; Ilinca, A.; Perron, J.; , "Comparison and Analysis of Different Energy Storage Techniques Based on their Performance Index," *Electrical Power Conference, 2007. EPC 2007. IEEE Canada* , vol., no., pp.393-398, 25-26 Oct. 2007
- [22] Zhu, W.; Garrett, D.; Butkowski, J.; Wang, Y.; , "Overview of distributive energy storage systems for residential communities," *Energytech, 2012 IEEE* , vol., no., pp.1-6, 29-31 May 2012
- [23] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang et al., "Progress in Electrical Energy Storage System: A Critical Review", *Progress in Natural Science*, 2009.
- [24] San Martín, J.I.; Zamora,I.; San Martín, J.J.; Aperribay, V.; Eguía, P.; , "Energy Storage Technologies for Electric Applications". International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11) Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 13th to 15th April, 2011
- [25] Bingying Wu; Buhan Zhang; Jianghong Wang; Junfang Li; Xu Zheng; Yifang Liu; Biao Mao; Yidan Gao; , "Theoretical research for the application of flow storage battery in demand side management," *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on* , vol., no., pp.1-7, 24-28 Oct. 2010

- [26] Oudalov, A.; Cherkaoui, R.; Beguin, A.; , "Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application," *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne* , vol., no., pp.621-625, 1-5 July 2007
- [27] Tsung-Ying Lee; Nanming Chen; , "Determination of optimal contract capacities and optimal sizes of battery energy storage systems for time-of-use rates industrial customers," *Energy Conversion, IEEE Transactions on* , vol.10, no.3, pp.562-568, Sep 1995
- [28] Barnes, A.K.; Balda, J.C.; Geurin, S.O.; Escobar-Mejia, A.; , "Optimal battery chemistry, capacity selection, charge/discharge schedule, and lifetime of energy storage under time-of-use pricing," *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on* , vol., no., pp.1-7, 5-7 Dec. 2011
- [29] Ahlert, K.-H.; van Dinther, C.; , "Sensitivity analysis of the economic benefits from electricity storage at the end consumer level," *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest* , vol., no., pp.1-8, June 28 2009-July 2 2009
- [30] Lee, T.-Y.; Chen, N.; , "Effect of the battery energy storage system on the time-of-use rates industrial customers," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-* , vol.141, no.5, pp.521-528, Sep 1994
- [31] Papic, I.; , "Simulation model for discharging a lead-acid battery energy storage system for load leveling," *Energy Conversion, IEEE Transactions on* , vol.21, no.2, pp. 608- 615, June 2006
- [32] Oldewurtel, F.; Ulbig, A.; Morari, M.; Andersson, G.; "Building Control and Storage Management with Dynamic Tariffs for Shaping Demand Response," in Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conf. (ISGT), 2011.
- [33] Dufo-López, R.; Bernal-Agustín, J.L.; Domínguez-Navarro, J.A.; "Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis for Spain". *Energy Policy* 37, pp. 126–139, 2009.
- [34] Di Giorgio, A.; Pimpinella, L.; Liberati, F.; , "A model predictive control approach to the load shifting problem in a household equipped with an energy storage unit," *Control & Automation (MED), 2012 20th Mediterranean Conference on* , vol., no., pp.1491-1498, 3-6 July 2012
- [35] Poonpun, P.; Jewell, W.T.; , "Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity," *Energy Conversion, IEEE Transactions on* , vol.23, no.2, pp.529-534, June 2008
- [36] J. Kowal ; D. U. Sauer, "Detailed cost calculations for stationary battery storage systems," in Second International Renewable Energy Storage Conference (IRES II), 2007.
- [37] Dusonchet, L.; Ippolito, M.G.; Telaretti, E.; Graditi, G.; , "Economic impact of medium-scale battery storage systems in presence of flexible electricity tariffs for end-user applications," *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the* , vol., no., pp.1-5, 10-12 May 2012

- [38] Hu, Z. Chen, W.; Bak-Jensen, B.; "Optimal operation strategy of battery energy storage system to real-time electricity price in Denmark". In Proc. of IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, July 25–29 2010.
- [39] Divya, K. C.; Stergaard, J.; "Battery energy storage technology for power systems," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 79, pp. 511–520, 2009.
- [40] Ahlert, K.-H.; van Dinther, C., "Definition of an Optimization Model for Scheduling Electricity Storage Devices". Proceedings of the Web 2008 - 7th Workshop on e-Business. (Paris, France).
- [41] Guo, Y.; Fang, Y.; , "Electricity Cost Saving Strategy in Data Centers by Using Energy Storage," *Parallel and Distributed Systems, IEEE Transactions on* , vol.PP, no.99, pp.1, 0
- [42] Ahlert, K.-H., "Assessing the Economics of Distributed Storage Systems at the End Consumer Level". Proceedings of the 4th International Renewable Energy Storage Conference (IRES-4) (24.-25.11.). (Berlin, Germany).
- [43] Gerami Moghaddam, I.; Saeidian, A.; "Self Scheduling Program for a VRB Energy Storage in a Competitive Electricity Market". 2010 International Conference on Power System Technology (POWERCON), 24-28 Oct. 2010.
- [44] Carpenter, T.; Singla, S.; Azimzadeh, P.; Keshav, S.; , "The impact of electricity pricing schemes on storage adoption in Ontario," *Future Energy Systems: Where Energy, Computing and Communication Meet (e-Energy)*, 2012 Third International Conference, pp.1-10, 9-11 May 2012
- [45] Krajacic', G.; Duic', N.; Tsikalakis, A.; Zoulias, M.; Caralis, G.; Panteri, E.; Carvalho M.d.G.; "Feed-in tariffs for promotion of energy storage technologies", *Energy Policy* 39 (2011) pp. 1410–1425, Available online 20 January 2011
- [46] Kaufman, S.; Komor, P.; Langdon, B.; Vallett, P.; , "Electricity Storage in Regulated Markets: Getting the Rules Right", *The Electricity Journal* , Vol. 24, Issue 6, pp. 63-71, July 2011
- [47] Comisión Nacional de la Energía. Dirección de Regulación y Competencia. Subdirección de Precios Regulados; "Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos. Octubre 2012", pp.53. Disponible en [www.cne.es](http://www.cne.es) (página visitada el 05/11/2012).
- [48] [www.saftbatteries.com](http://www.saftbatteries.com) (página visitada el 10/09/2012)
- [49] [www.exide.com](http://www.exide.com) (página visitada el 12/09/2012)
- [50] Naujoks, I.; Siemer, J.; "Índice de precios de Inversores", *PHOTON* 4/2012, pp. 86-87, Abril 2012.
- [51] Knoll, B.; Siemer, J.; "Índice de precios de Inversores", *PHOTON* 3/2011, pp.124-125, Marzo 2011.
- [52] [www.gildemeister.com](http://www.gildemeister.com) (página visitada el 01/10/2012)

# **ANEXOS**

## **ANEXO 1: PARÁMETROS DEL SISTEMA Y DEL MODELO**

### **Flujos de Potencias y Energía:**

Potencia demandada de la red en período $t$ (kW):	$P_{red}(t)$
Potencia demandada por la carga en período $t$ (kW):	$P_L(t)$
Potencia de entrada/salida al sistema en período $t$ (kW):	$P_{sist}(t)$
Potencia cargada/extraída de las baterías en período $t$ (kW):	$P_{bat}(t)$
Energía consumida de la red en período $t$ (kWh):	$E_{red}(t)$

### **Precios y costes:**

Precio de la Energía en período $t$ (€/kWh):	$p_{En}(t)$
Precio Potencia consumida en periodo $t$ (€/kW):	$p_{pot}(t)$
Coste suministro eléctrico desde la red (€):	$K_{red}(t)$
Coste potencia extraída de la red (€):	$KP_{red}(t)$
Coste energía extraída de la red (€):	$KE_{red}(t)$
Coste Inversión Sistema de almacenamiento por ciclo (€/ciclo):	$K_{sist\ alm\ 1\ ciclo}$
Coste total de la batería por ciclo (€/ciclo):	$K_{bat\ 1\ ciclo}$
Coste total del convertidor por ciclo(€/ciclo):	$K_{conv\ 1\ ciclo}$
Coste total de mantenimiento por ciclo(€/ciclo):	$K_{mant\ 1\ ciclo}$
Coste por unidad de almacenaje nominal (€/kWh):	$k_{bat\ nominal}$
Coste por unidad de almacenaje utilizable (€/kWh útil):	$k_{bat}$
Coste por unidad de almacenaje utilizable y ciclo (€/kWh útil y ciclo):	$k_{bat\ 1\ ciclo}$
Coste total de la batería (€):	$K_{bat}$
Coste del Convertidor por unidad de potencia (€/kW):	$k_{conv}$
Coste del Convertidor por unidad de potencia y ciclo (€/kW):	$k_{conv\ 1\ ciclo}$
Coste total del convertidor (€):	$K_{conv}$
Coste anual de mantenimiento en porcentaje de coste inicial (%):	$m$

**Parámetros técnicos:**

Baterías:

Número de ciclos de vida de las baterías (#):	$n_{bat}$
Profundidad de Descarga Máxima (%):	$\mu_{max}$
Profundidad de Descarga (%):	$\mu$
Estado de carga de la batería (%) en período t:	SOC (t)
Autodescarga de la batería en período t (kW):	$P_{autod}(t)$
Capacidad de la Batería (kWh):	C
Convertidor:	
Potencia máxima del convertidor (kW):	$P_{conv}$
Años estimados de vida del convertidor (#):	$y_{conv}$
Sistema de almacenamiento:	
Ciclos ejecutados por el sistema cada año (#/año):	$n_{year}$
Eficiencia de carga del sistema de almacenamiento (%):	$e_{sist in}$
Eficiencia de descarga del sistema de almacenamiento (%):	$e_{sist out}$

**ANEXO 2: ORDEN ITC/2794/2007 DE 27 DE Septiembre**

39690

Sábado 29 septiembre 2007

BOE núm. 234

**17078** *ORDEN ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.*

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, establece en su apartado 1 del artículo 1 que «A partir del 1 de julio de 2007 y con carácter trimestral, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno mediante real decreto, efectuará modificaciones de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento, incluyendo el reintegro con cargo a la recaudación de la tarifa eléctrica en los próximos ejercicios de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas de acuerdo con la metodología en vigor por la Comisión Nacional de Energía correspondientes a la tarifa del año 2006 a cada una de las empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, en los importes realmente aportados por cada una de ellas, con inclusión de los costes financieros que se devenguen».

La Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece en su disposición transitoria segunda, al regular el suministro a tarifa de los distribuidores, que hasta el momento de entrada en vigor del mecanismo de suministro de último recurso, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por los distribuidores en las condiciones que se establecen en la presente disposición transitoria. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas.

El artículo 17 de la citada Ley establece en su apartado 1 que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes, que se establecerán en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Por todo ello, en la presente orden se ajustan las tarifas para la venta de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas a partir del 1 de octubre de 2007.

Por otro lado, en virtud de lo previsto en el artículo 44.1 y de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, se procede a la actualización trimestral de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 (cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP), del grupo c.2 (instalaciones de residuos) y a las acogidas a la disposición transitoria segunda del citado real decreto (instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos), de acuerdo a la metodología establecida en el anexo VII del citado real decreto, que tiene en cuenta las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles y el índice nacional de precios al consumo (IPC).

Las variaciones trimestrales de los índices de referencia utilizados para la actualización han sido, un incre-

mento de 2,4240 puntos básicos para el IPC, una reducción de 0,68 por ciento para el precio del Gas Natural y un incremento del 1,75 por ciento para el precio del Gasóleo, el GLP y el Fuel.

Asimismo se establecen las adaptaciones necesarias de los periodos horarios de las tarifas para su aplicación a partir del 1 de enero de 2008, conforme establece la disposición adicional tercera del real decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007.

Por último, se modifica el actual mecanismo de «garantía de potencia», que es sustituido por los «pagos por capacidad» definidos en el artículo 16 de la Ley 54/1997 (modificado por la Ley 17/2007, de 4 de julio).

El sistema de «pagos por capacidad» se desarrolla bajo la premisa de que la demanda de energía eléctrica es inelástica y de que el mallado de la red no es perfecto; en consecuencia, el precio de la energía puede ser una señal insuficiente para garantizar la cobertura del suministro de electricidad.

En estas condiciones, la disponibilidad de potencia para el sistema eléctrico adquiere el carácter de «bien público» y precisa ser objeto de una retribución regulada responsable de asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía a medio y largo plazo en todos los nodos de la red.

El nuevo concepto permite completar los actuales «servicios complementarios» destinados a asegurar la disponibilidad de potencia a corto plazo, con una serie de servicios de disponibilidad a medio y también a largo plazo, de forma que se superen las actuales deficiencias del sistema de «garantía de potencia».

En concreto, se pretende ligar la evolución de los incentivos a la inversión (disponibilidad a largo plazo) con un Índice de Cobertura conocido que aproxime la necesidad de potencia esperada en un horizonte temporal futuro para evitar la fluctuación discrecional de los pagos por este concepto.

Por otra parte, se pretende que en la definición del servicio de disponibilidad a medio plazo se discriminen temporalmente los periodos en los que es exigible y que las consecuencias de los incumplimientos sean suficientemente incentivadoras para evitarlos.

Bajo el concepto de Pagos por Capacidad, se incluyen ahora dos tipos de servicio claramente diferenciados:

Por un lado, el servicio de disponibilidad, que irá destinado a contratar capacidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior al año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran no resultar programadas en los periodos de demanda punta, bien porque su funcionamiento regular en el mercado de energía les impide recuperar los costes fijos (como podría ser el caso de las centrales térmicas de fuel), o bien porque se trata de tecnologías en las que la materia prima puede almacenarse a bajo coste con la existencia, no obstante, de un cierto nivel de incertidumbre respecto a la distribución concreta del volumen de acopio y de su distribución temporal, dependiendo, en consecuencia, la gestión de la materia prima (y, por tanto, la disponibilidad de la potencia) de un diferencial esperado entre costes de oportunidad a corto y medio plazo que, en caso de ser calculado por los titulares de las instalaciones con la información disponible, pudiera llegar a tener, estadísticamente, un valor positivo (tal como sería el caso de las instalaciones hidráulicas regulables).

Por otro lado, el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo irá destinado exclusivamente a promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión.

La orden ha sido informada por la Comisión Nacional de Energía con fecha 20 de septiembre de 2007.



En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos adoptado en su reunión del día 27 de septiembre de 2007, dispongo:

**Primero. Mantenimiento de las tarifas a partir de 1 de octubre de 2007.**—Se mantienen a partir del 1 de octubre de 2007 los precios de las tarifas para la venta de energía eléctrica que venían aplicando las empresas distribuidoras de energía eléctrica desde el 1 de julio de 2007 establecidos en el real decreto 871/2007, de 29 de junio. Asimismo, se mantienen los precios de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas establecidos en el real decreto 1634/2007, de 29 de diciembre.

**Segundo. Actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de régimen especial de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y, del grupo c.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, así como de las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto.**—De acuerdo con lo establecido en el artículo 44.1 del real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se procede a la actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y del grupo c.2 del artículo 2 de dicho Real Decreto que serán de aplicación a partir del 1 de octubre de 2007.

Igualmente, de acuerdo con lo establecido en el apartado 1.3 de la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto, se procede a la actualización de las instalaciones acogidas a dicha disposición transitoria.

En el anexo I de la presente orden ministerial figuran las tarifas y primas que se fijan para las citadas instalaciones.

**Tercero. Revisión de los periodos horarios a aplicar en las tarifas, tanto de suministro como de acceso, adaptados a las curvas de demanda registradas en los últimos años.**—A partir del 1 de enero de 2008 los periodos horarios a aplicar en las tarifas, tanto de suministro como de acceso, adaptados a las curvas de demanda registradas en los últimos años, serán los establecidos en el anexo II de esta orden.

**Cuarto. Regulación de los pagos por capacidad.**—Las condiciones de prestación del servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico, los requisitos para participar como proveedor del servicio, así como el régimen retributivo de pagos por dicha capacidad son los establecidos en el anexo III de esta orden.

**Disposición adicional única. Mandatos a la Comisión Nacional de Energía.**

1. Antes del 1 de diciembre de 2007, la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el cálculo de la previsión del déficit de ingresos ex ante a reconocer en las liquidaciones de las actividades reguladas que se genere entre el 1 de octubre de 2007 y el 31 de diciembre de 2007.

2. Antes del 15 de noviembre de 2007 la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un informe donde se detalle la subida que debiera corresponder a cada una de las tarifas de suministro y de acceso de tal forma que se cumpla el principio de actividad tarifaria. A estos efectos se explicitarán

las hipótesis de costes utilizados, así como los criterios de asignación de los mismos entre las diferentes tarifas.

**Disposición transitoria única. Adaptación a los periodos horarios.**

Las empresas distribuidoras dispondrán hasta el 1 de julio de 2008 para adaptar los contadores de los consumidores conectados a sus redes a los nuevos horarios establecidos en el anexo II de la presente orden.

**Disposición derogatoria única. Derogación normativa.**

1. Quedan derogadas la orden de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del real decreto 1919/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, excepto los apartados segundo y quinto y cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la presente orden.

2. A partir del 1 de enero de 2008 quedan derogados los tres últimos párrafos del apartado 7.1.1 del título I, del anexo I, de la orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas.

A partir del 1 de enero de 2008 para los consumidores en baja tensión, quedarán sin efecto las autorizaciones concedidas en virtud de los citados párrafos. Para los consumidores en alta tensión, quedarán sin efecto a partir de 1 de julio 2008.

**Disposición final primera. Modificación del anexo VII del real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.**

Se modifica el anexo VII del real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, sustituyendo el valor del porcentaje de variación del IPC reflejado de «0,556 %» por el valor de «-0,556 %», y sustituyendo, en el apartado a.1.) Tarifas, la expresión:

$$«\Delta nIPC = (IPCn - IPC\ n-1)/IPC\ n-1»$$

por la expresión:

$$«\Delta nIPC = (IPCn - IPC\ n - 1)»$$

**Disposición final segunda. Modificación de la Orden de 12 de enero de 1995.**

Las referencias a los días festivos de ámbito nacional establecidas en la orden de 12 de enero de 1995 y en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, quedan sustituidas por días festivos de ámbito nacional excluidos tanto los festivos sustituibles como los que no tienen fecha fija.

**Disposición final tercera. Entrada en vigor.**

La presente orden entrará en vigor el día 1 de octubre de 2007.

Madrid, 27 de septiembre de 2007.—El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, Joan Clos i Matheu.



**ANEXO I**

Tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y del grupo c.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Valores propuestos	
				Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.1		P≤0,5 MW	12,0861	-
			0,5<P≤1 MW	9,9178	-
			1<P≤10 MW	7,7321	2,7888
			10<P≤25 MW	7,3189	2,2149
			25<P≤50 MW	6,9245	1,9159
	a.1.2	Gasoleo / GLP	P≤0,5 MW	13,6794	-
			0,5<P≤1 MW	11,6414	-
			1<P≤10 MW	9,8914	4,8110
			10<P≤25 MW	9,6165	4,3565
			25<P≤50 MW	9,2799	3,9475
		Fuel	0,5<P≤1 MW	10,7080	-
			1<P≤10 MW	9,0307	3,9529
			10<P≤25 MW	8,7452	3,4880
			25<P≤50 MW	8,4102	3,0898
c.2				5,5276	2,3719

Tarifas para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Combustible	Potencia	Tarifa regulada por tipo de Instalación			
		Tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino	Tratamiento y reducción de lodos derivados de la producción de aceite de oliva	Tratamiento y reducción de otros lodos	Tratamiento y reducción de otros residuos
Gas Natural	P≤0,5 MW	10,5301	9,3858	5,3805	4,6176
	0,5<P≤1 MW	10,5301	9,3858	5,3805	4,6176
	1<P≤10 MW	10,5065	9,3647	5,3684	4,6072
	10<P≤25 MW	10,5028	9,3614	5,3665	4,6056
	25<P≤50 MW	10,4968	9,3560	5,3635	4,6030
Gasoleo / GLP	P≤0,5 MW	10,7974	9,6240	5,5171	4,7348
	0,5<P≤1 MW	10,7974	9,6240	5,5171	4,7348
	1<P≤10 MW	10,8197	9,6438	5,5284	4,7446
	10<P≤25 MW	10,8237	9,6475	5,5305	4,7463
	25<P≤50 MW	10,8283	9,6516	5,5329	4,7484
Fuel	P≤0,5 MW	10,7974	9,6240	5,5171	4,7348
	0,5<P≤1 MW	10,7903	9,6176	5,5134	4,7317
	1<P≤10 MW	10,8142	9,6389	5,5256	4,7421
	10<P≤25 MW	10,8180	9,6424	5,5276	4,7438
	25<P≤50 MW	10,8249	9,6485	5,5311	4,7468

**ANEXO II****1. Definición de temporadas eléctricas y tipos de días**

1.1 Definición de temporadas eléctricas: A efectos de la aplicación de tarifas, tanto de suministro como de acceso, se considerará el año dividido en temporadas, incluyendo en cada una los siguientes meses:

Para la Península:

Temporada alta con punta de mañana y tarde: Diciembre, enero y febrero.

Temporada alta con punta de mañana: 2ª quincena de Junio y Julio.

Temporada media con punta de mañana: 1ª quincena de junio y septiembre.

Temporada media con punta de tarde: Noviembre y marzo

Temporada baja: Abril, mayo, agosto y octubre.

Para Baleares:

Temporada alta con punta de mañana y tarde: Junio, julio, agosto y septiembre.

Temporada media con punta de tarde: Enero, febrero, mayo y octubre

Temporada baja: Marzo, abril, noviembre y diciembre.

Para Canarias:

Temporada alta con punta de mañana y tarde: Septiembre, octubre, noviembre y diciembre.

Temporada media con punta de mañana: Julio y agosto.

Temporada media con punta de tarde: Enero y febrero.

Temporada baja: Marzo, abril, mayo y junio.

Para Ceuta:

Temporada alta con punta de mañana y tarde: Diciembre, enero, febrero y agosto

Temporada media con punta de mañana: Julio y septiembre.

Temporada media con punta de tarde: Marzo y noviembre

Temporada baja: Abril, mayo, junio y octubre.

Para Melilla:

Temporada alta con punta de mañana y tarde: Enero y febrero.

Temporada alta con punta de mañana: Julio y agosto.

Temporada media con punta de mañana: Junio y septiembre.

Temporada media con punta de tarde: Diciembre y marzo.

Temporada baja: Abril, mayo, octubre y noviembre.

El inicio de la temporada alta eléctrica coincidirá con el primer día del mes de la temporada alta con punta de mañana y tarde.

1.2. Definición de Tipos de días: A efectos de la aplicación de tarifas, tanto de suministro como de acceso, se clasifican los días del año eléctrico en diferentes tipos, incluyendo en cada uno los siguientes:

Tipo A: De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde.

Tipo A1: De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana.

Tipo B: De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de mañana.

Tipo B1: De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de tarde.

Tipo C: De lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

Tipo D: Sábados, domingos, festivos y agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

Las temporadas son las definidas con carácter general en el apartado 1.1 de este anexo.

Se considerarán a estos efectos como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión de los festivos sustituibles, así como de los que no tienen fecha fija.

## 2. Definición de los períodos horarios aplicables a las tarifas de suministro

2.1 Definición de los periodos horarios aplicables a las tarifas de suministro, establecidos en el anexo I del título I de la orden de 12 de enero de 1995: Los periodos horarios aplicables a las tarifas de suministro, dependiendo del tipo de discriminación horaria definido en el apartado 7 del anexo I del título I de la orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, son los siguientes:

### Tipo 2

Las horas concretas de cada período para todas las zonas serán las siguientes:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
18-22	22-24 0-18	11-15	0-11 15-24

### Tipo 3

Las horas concretas de cada período son las que se detallan a continuación:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
Zona 1	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
Zona 2	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
Zona 3	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
Zona 4	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
Zona 5	18-22	8-18 22-24	0-8	18-22	8-18 22-24	0-8
Zona 6	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
Zona 7	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9	11-15	0-1 9-11 15-23	1-9

### Tipo 4

Las horas punta, llano y valle en cada una de las zonas son las siguientes:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
Zona 1	17-23	8-17 23-24	0-8	9-15	8-9 15-24	0-8
Zona 2	17-23	8-17 23-24	0-8	9-15	8-9 15-24	0-8
Zona 3	17-23	8-17 23-24	0-8	10-16	8-10 16-24	0-8
Zona 4	17-23	8-17 23-24	0-8	10-16	8-10 16-24	0-8
Zona 5	17-23	8-17 23-24	0-8	17-23	8-17 23-24	0-8

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
Zona 6	17-23	8-17 23-24	0-8	10-16	8-10 16-24	0-8
Zona 7	18-24	0-1 9-18	1-9	10-16	0-1 9-10 16-24	1-9

**Tipo 5**

Las horas punta, llano y valle, en cada categoría de día y cada una de las zonas, son las siguientes:

Zona	Días Pico			Días Medio		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
Zona 1	9-14 17-22	8-9 14-17 22-24	0-8	-	10-22	0-10 22-24
Zona 2	9-14 17-22	8-9 14-17 22-24	0-8	-	10-22	0-10 22-24
Zona 3	9-14 18-23	8-9 14-18 23-24	0-8	-	10-22	0-10 22-24
Zona 4	9-14 18-23	8-9 14-18 23-24	0-8	-	10-22	0-10 22-24
Zona 5	10-15 17-22	8-10 15-17 22-24	0-8	-	10-22	0-10 22-24
Zona 6	10-16 18-22	8-10 16-18 22-24	0-8	-	10-22	0-10 22-24
Zona 7	11-15 18-24	8-11 15-18	0-8	-	11-23	0-11 23-24

Las horas punta, llano y valle para los días altos, coinciden con las establecidas en este anexo para la discriminación horaria tipo 3.

2.2 Definición de los periodos horarios aplicables a la tarifa horaria de potencia: Los tipos de días, periodos tarifarios y horarios aplicables en cada periodo a la tarifa horaria de potencia serán los definidos en el apartado tercero del anexo I del título II de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas.

2.3 Definición de los periodos horarios aplicables a las tarifas de suministro, establecidos en la disposición adicional cuarta del real decreto 1634/2006, de 29 de diciembre: Los periodos horarios aplicables a las tarifas de suministro, 1.0, 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 definidas en la disposición adicional cuarta del real decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, son los siguientes:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
12-22	0-12 22-24	13-23	0-13 23-24

**3. Definición de los periodos horarios aplicables a las tarifas de acceso**

Los periodos horarios aplicables a cada una de las modalidades de las tarifas de acceso, definidos en el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, son los siguientes:

3.1. Modalidad de dos periodos: tarifa de acceso en baja tensión 2.0.DHA. Se considerarán como horas punta y horas valle en horario de invierno y horario de verano las siguientes:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
12-22	0-12 22-24	13-23	0-13 23-24

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

3.2 Modalidad de tres periodos. Tarifa 3.0A para baja tensión y tarifa 3.1A de alta tensión. Se consideran horas punta, llano y valle, en cada una de las zonas, las siguientes:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
2	18-22	8-18 22-24	0-8	18-22	8-18 22-24	0-8
3	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
4	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9	11-15	9-11 15-24 0-1	1-9

A estos efectos las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional serán las relacionadas a continuación:

Zona 1: Península.  
Zona 2: Baleares.  
Zona 3: Canarias.  
Zona 4: Ceuta y Melilla.

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

3.3 Modalidad de seis periodos. Tarifas generales de alta tensión. Para esta modalidad los tipos de días, periodos tarifarios y horarios concretos a aplicar son los que se definen a continuación:

3.3.1 Tipos de días y temporadas. Los tipos de días y las temporadas eléctricas son los definidos con carácter general en el apartado 1 de este anexo.

3.3.2 Periodos tarifarios. La composición de los seis periodos tarifarios es la siguiente:

Periodo 1: Comprende 6 horas diarias de los días tipo A y 8 horas diarias de los días tipo A1.

Período 2: Comprende 10 horas diarias de los días tipo A y 8 horas diarias de los días tipo A1.

Período 3: Comprende 6 horas diarias de los días tipo B y B1.

Período 4: Comprende 10 horas diarias de los días tipo B y B1.

Período 5: Comprende 16 horas diarias de los días tipo C.  
Período 6: Resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:

8 horas de los días tipo A y A1.

8 horas de los días tipo B y B1.

8 horas de los días tipo C.

24 horas de los días tipo D.

Las horas de este período 6, a efectos de acometida, serán las correspondientes a horas valle.

3.3.3 Horarios a aplicar en cada período tarifario.  
Los horarios a aplicar en cada uno de los períodos tarifarios son los siguientes:

*Zona 1: Península:*

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 10 a 13 h. De 18 a 21h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 10 h. De 13 a 18h. De 21 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 16 a 22 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

*Zonas 2 y 3: Baleares y Canarias:*

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 11 a 14 h. De 18 a 21h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 11 h. De 14 a 18h. De 21 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 16 a 22 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

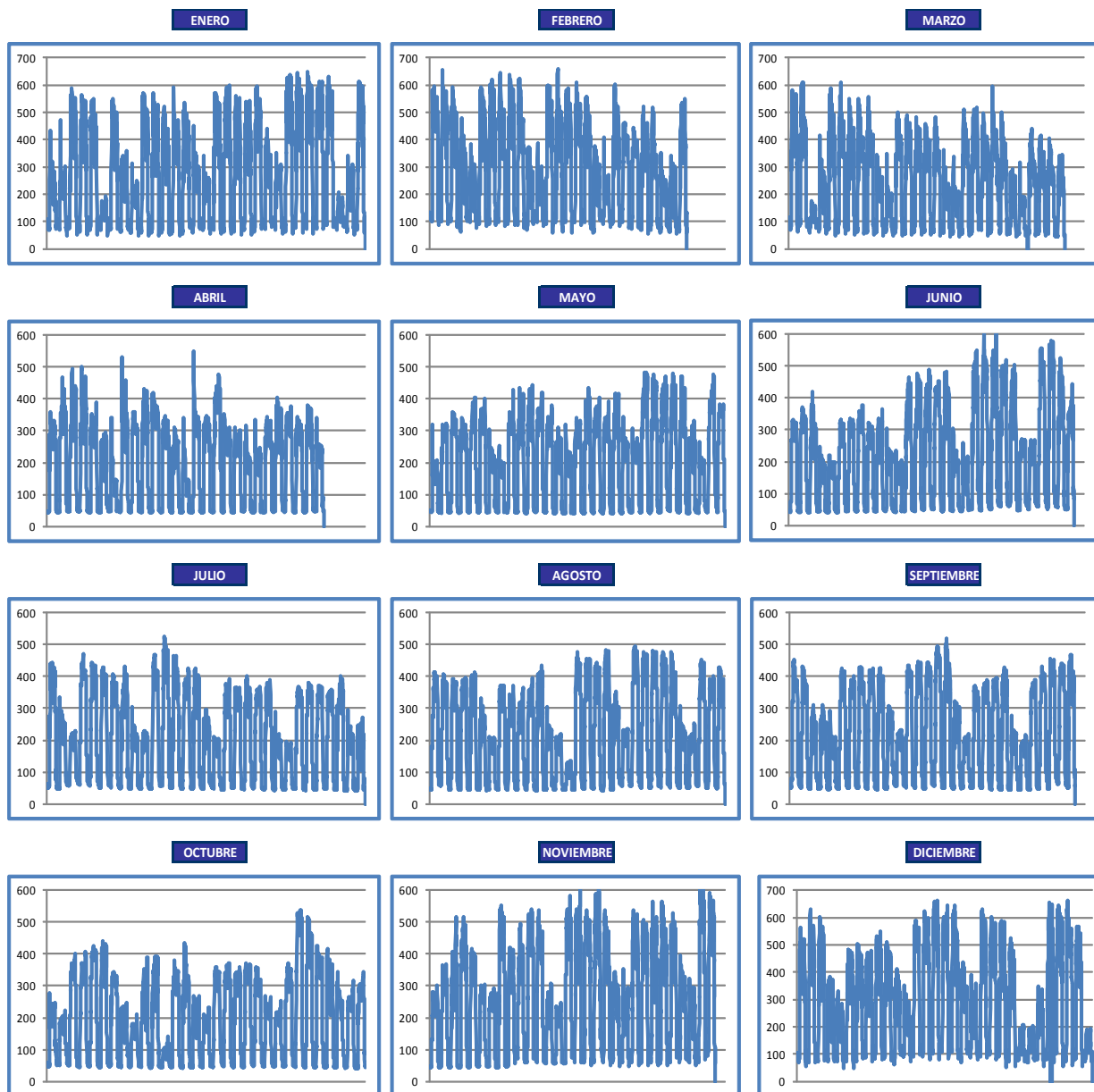
*Zona 4: Ceuta y Melilla:*

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 12 a 15 h. De 20 a 23h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 12 h. De 15 a 20h. De 23 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 17 a 23 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 17 h. De 23 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

### **ANEXO 3: GRAFICAS DE CONSUMOS DIARIOS DEL EDIFICIO CONSIDERADO**

A continuación se procede a detallar gráficamente los consumos diarios y las medias de los días laborables del edificio público de oficinas.

#### **3-1 :CONSUMO DIARIO DEL EDIFICIO DE OFICINAS EN LOS DIFERENTES MESES.**



**Figura A3.1: Consumos diarios año 2011 del edificio público de oficinas**

### 3-2: MEDIAS CONSUMOS DE LOS DIAS LABORABLES EN LOS DIFERENTES MESES.

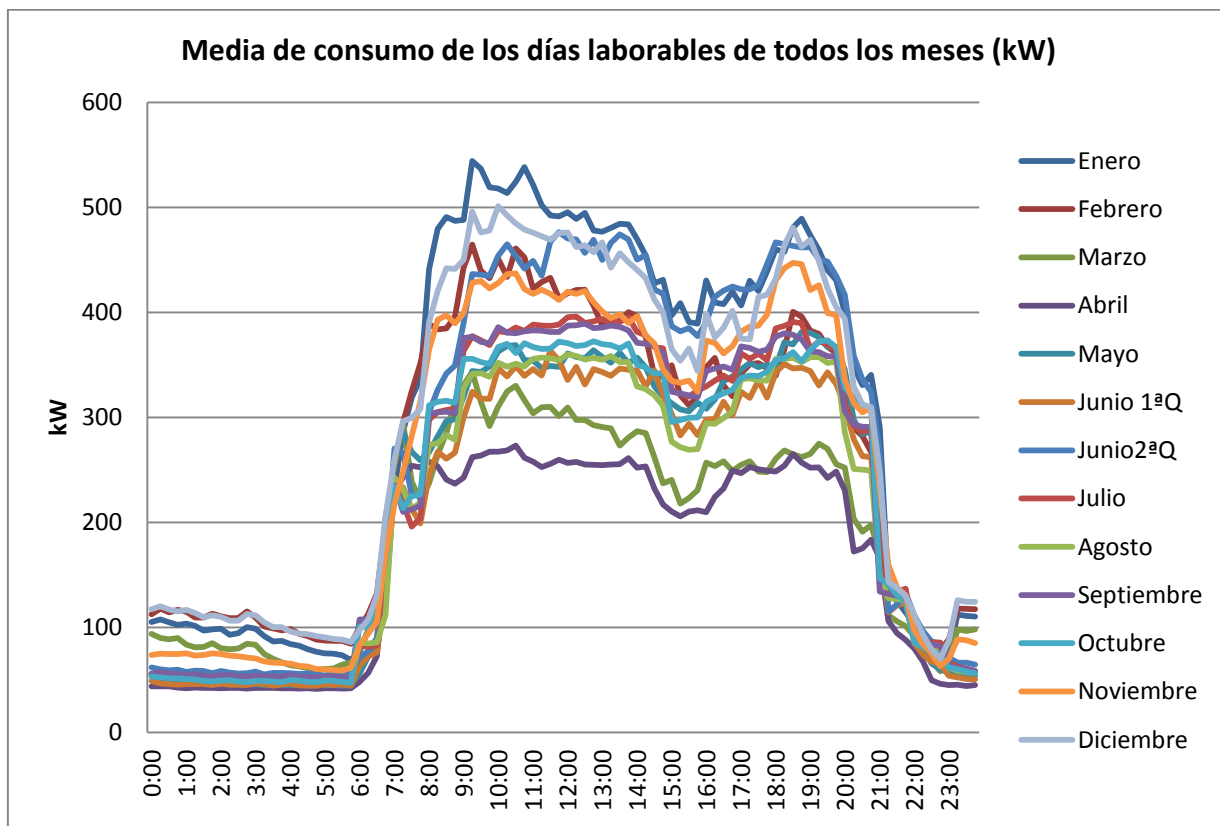


Figura A3.2: Medías de los consumos de los días laborables año 2011 del edificio público de oficinas

### 3-3: MEDIAS DE LOS DÍAS LABORABLES EN MESES DE TEMPORADAS ALTA Y MEDIA

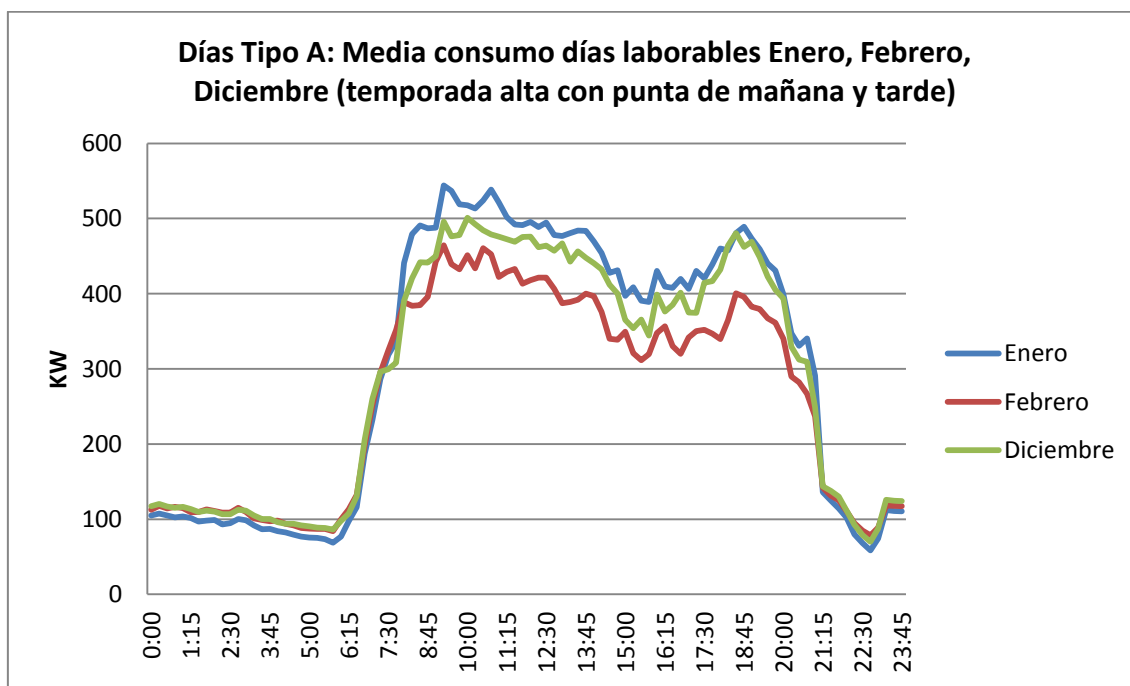


Figura A3.3: Medías de los consumos de los días laborables año 2011 del edificio público de oficinas meses de temporada alta con punta de mañana y tarde: Enero, Febrero y Diciembre

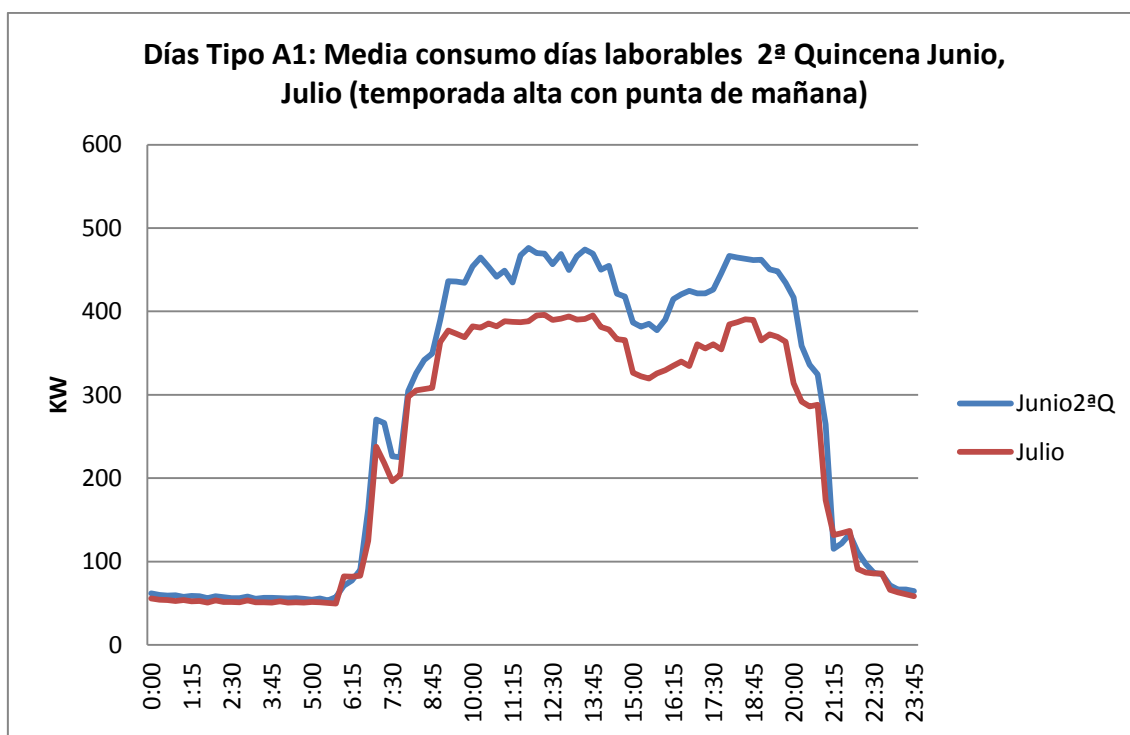


Figura A3.4: Medías de los consumos de los días laborables año 2011 del edificio público de oficinas meses de temporada alta con punta de mañana: Junio 2ª Quincena y Julio



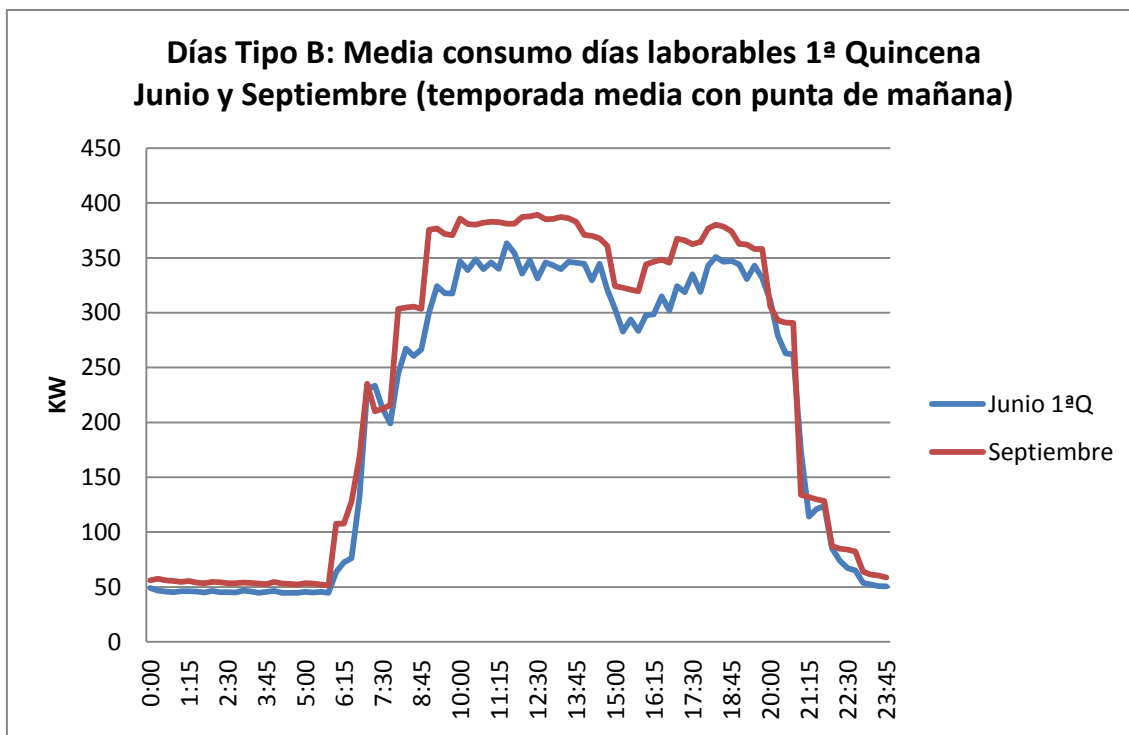


Figura A3.5: Medias de los consumos de los días laborables año 2011 del edificio público de oficinas meses de temporada media con punta de mañana: Junio 1ª Quincena y Septiembre

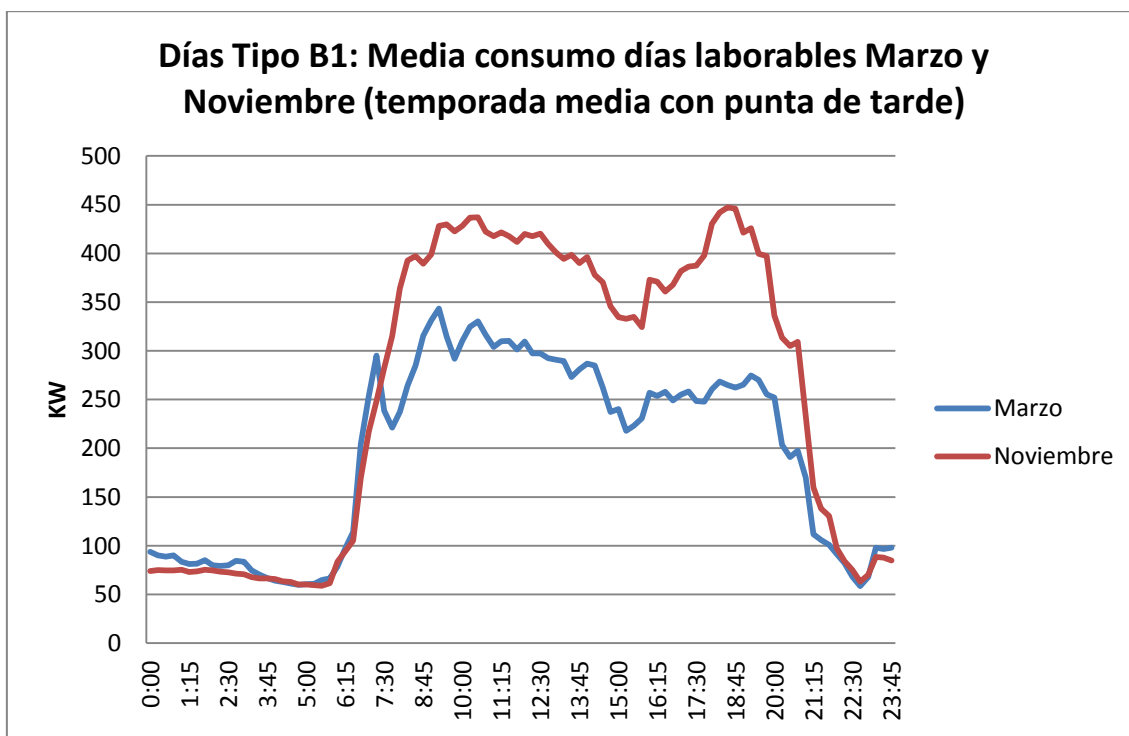


Figura A3.6: Medias de los consumos de los días laborables año 2011 del edificio público de oficinas meses de temporada media con punta de tarde: Marzo y Noviembre



## ANEXO 4: PRECIOS DE ENERGIA Y POTENCIA Y DIFERENCIAS DIARIAS MAXIMAS

A continuación se va a proceder a analizar los precios de Energía y Potencia tanto en el escenario a) como en el b), con el fin de que sirva de utilidad para realizar un filtro previo permita predeterminar el uso de qué sistemas de almacenamiento puede ser factibles económicamente.

### 4.1 Escenario a) Facturación por Períodos

Partimos de los precios 2011 por período sin impuesto de electricidad.

Precios 2011. Sin impuesto electricidad

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Precios término ENERGIA (euros/kWh)</b>	0,149116	0,119898	0,09491	0,077365	0,06726	0,04993
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Precios término POTENCIA (euros/kW año)</b>	16,26869	8,141386	5,958142	5,958142	5,958142	2,718489

Figura A4.1: Precios por períodos para la potencia y energía sin impuesto de electricidad

En este análisis se va a considerar dicho impuesto, ya que encarece el precio de la electricidad por lo que hace más grande la diferencia entre precios altos y bajos. Es el único impuesto que se va a considerar dado que afecta únicamente a la electricidad sin afectar a otros elementos como el propio sistema de almacenamiento como pueden ser otros como el IVA. Por ello se procede a calcular los precios con dicho impuesto.

Precios 2011. CON impuesto electricidad

	1,05113	x	0,04864	=	0,05112696	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Precios término ENERGIA (euros/kWh)</b>	0,156739848	0,126028	0,0997625	0,0813204	0,0706988	0,0524849
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Precios término POTENCIA (euros/kW año)</b>	17,10045871	8,5576303	6,2627637	6,2627637	6,2627637	2,8574771

Figura A4.2: Precios por períodos para la potencia y energía con impuesto de electricidad

En la tabla siguiente tenemos la distribución de períodos para los días laborables de cada mes.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Horas						1ª quinc	2ª quinc					
00 a 01												
01 a 02												
02 a 03												
03 a 04	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04 a 05												
05 a 06												
06 a 07												
07 a 08												
08 a 09	P2	P2				P4	P2		P4			P2
09 a 10												
10 a 11												
11 a 12	P1	P1	P4			P3			P3		P4	P1
12 a 13												
13 a 14												
14 a 15												
15 a 16	P2	P2		P5	P5		P1	P1	P6			P2
16 a 17												
17 a 18												
18 a 19												
19 a 20	P1	P1	P3			P4			P4		P3	P1
20 a 21												
21 a 22												
22 a 23	P2	P2				P2	P2					P2
23 a 24			P4								P4	

Figura A4.3: distribución de períodos para los días Lunes a Viernes laborables del año, en función de los meses y de las horas del día.

Las diferentes combinaciones de períodos que coexisten un mismo día las podemos encontrar en la figura siguiente.

**Combinaciones de períodos de un mismo día**

P1 P2 P6	P3 P4 P6	P5 P6	P6
Enero Febrero 2ª Junio Julio Diciembre	Marzo 1ª Junio Septiembre Noviembre	Abril Mayo Octubre	Agosto

**Figura A4.4: Combinaciones de períodos por día y los meses en que se dan**

Veamos las diferencias de precios de períodos coexistentes en un mismo día, tanto de energía como de potencia.

DIFERENCIA PRECIOS ENERGIA (€/kWh) EN LOS DIFERENTES PERÍODOS DE UN DÍA												
						1ª quincena		2ª quincena				
		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE
P1-P2		0,03071183	0,03071183					0,03071183	0,03071183			0,03071183
P1-P6		0,10425498	0,10425498					0,10425498	0,10425498			0,10425498
P2-P6		0,07354315	0,07354315					0,07354315	0,07354315			0,07354315
P3-P4				0,01844202			0,01844202				0,01844202	0,01844202
P3-P6				0,04727759			0,04727759				0,04727759	0,04727759
P4-P6				0,02883557			0,02883557				0,02883557	0,02883557
P5-P6					0,01821393	0,01821393						0,01821393

DIFERENCIA PRECIOS POTENCIA (€/kW) EN LOS PERÍODOS DE UN DÍA												
						1ª quincena		2ª quincena				
		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE
P1-P2		8,54282837	8,54282837					8,54282837	8,54282837			8,54282837
P1-P6		14,2429816	14,2429816					14,2429816	14,2429816			14,2429816
P2-P6		5,70015326	5,70015326					5,70015326	5,70015326			5,70015326
P3-P4				0			0				0	0
P3-P6				3,40528662			3,40528662				3,40528662	3,40528662
P4-P6				3,40528662			3,40528662				3,40528662	3,40528662
P5-P6					3,40528662	3,40528662						3,40528662

**Figura A4.5: Diferencias de precios de energía y potencia en los diferentes meses**

Dado que la potencia en el escenario a) de facturación por períodos se cobra de acuerdo a la máxima potencia consumida en el período, no se puede asignar a priori un coste de potencia a cada hora.

Por ello se procede a realizar una aproximación (recordar que este es un análisis a priori que deberá ser refrendado luego por la simulación completa del escenario) y es considerar que, sin contar los picos superiores de potencia, un kWh de capacidad se debe repartir por igual en cada ciclo en las horas de precio caro para poder bajar la potencia del mismo.

Así, para realizar un primer cálculo estimativo, se divide la diferencia por el número de horas del período caro del día y por el número de días con esa combinación de precios para ver cual sería la bajada equivalente por ciclo, obteniendo la tabla que se muestra a continuación.

DIFERENCIA PRECIOS POTENCIA (€/kw) EN LOS PERIODOS DE UN DIA DIVIDIDO POR HORAS PERIODO CARO AL DIA Y DIAS AL AÑO CON ESA COMBINACIÓN															
						1ª quincena		2ª quincena							
		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
P1-P2		0,01353856	0,01353856					0,01353856	0,01353856					0,01353856	
P1-P6		0,02257208	0,02257208					0,02257208	0,02257208					0,02257208	
P2-P6		0,00650702	0,00650702					0,00650702	0,00650702					0,00650702	
P3-P4				0			0				0		0		
P3-P6			0,00760109			0,00760109				0,00760109			0,00760109		
P4-P6			0,00455862			0,00455862				0,00455862			0,00455862		
P5-P6				0.00334179	0.00334179							0.00334179			

**Figura A4.6: Diferencias de precios de potencia en los diferentes meses divididas por número de horas del período caro y días con esa combinación al año.**

A continuación sumamos esta última tabla con la que nos daba la diferencia de precios de energía, obteniendo el beneficio por kWh y ciclo obtenible en cada período, que se muestra en la figura siguiente.

MAXIMO BENEFICIO POR KWH Y CICLO: SUMA DIFERENCIA EN LOS PERIODOS DE CADA DIA DE PRECIOS ENERGIA Y POTENCIA/HORAS PERIODO CARO (€/kWh y kW ciclo)														
		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	1ª quincena JUNIO		2ª quincena JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
P1-P2		0,04425038	0,04425038					0,04425038	0,04425038					0,04425038
P1-P6		0,12682706	0,12682706					0,12682706	0,12682706					0,12682706
P2-P6		0,08005017	0,08005017					0,08005017	0,08005017					0,08005017
P3-P4				0,01844202			0,01844202				0,01844202		0,01844202	
P3-P6				0,05487867			0,05487867				0,05487867		0,05487867	
P4-P6				0,03339418			0,03339418				0,03339418		0,03339418	
P5-P6					0,02155572	0,02155572						0,02155572		

**Figura A4.7: Aproximación al máximo beneficio obtenible por kWh y ciclo en cada mes**

#### 4.2 Escenario b) Facturación hora a hora

A continuación se realizará un proceso similar con el escenario b) en el que se factura hora a hora tanto el término de potencia como el de energía.

En la tabla que se muestra a continuación tenemos la media de cada hora de los días laborables de cada mes de la suma del término de potencia y energía.

HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO 1ºQ	JUNIO 2ºQ	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	0,06131638	0,05675858	0,05509053	0,05820909	0,05654721	0,05589719	0,05443708	0,05703288	0,05168392	0,055252091	0,0563384	0,05742382	0,0561407
2	0,05310594	0,05205925	0,05085514	0,05321751	0,053183	0,05118038	0,05271207	0,05333589	0,04868238	0,050813697	0,05087097	0,05042456	0,05064143
3	0,0410516	0,04512014	0,04272883	0,04737453	0,04938007	0,04725684	0,04981178	0,04785084	0,04635394	0,047181369	0,04599957	0,0420025	0,04475134
4	0,03638943	0,04303873	0,04170037	0,04430421	0,04726155	0,04542956	0,04886115	0,04682152	0,04469204	0,04619705	0,04362117	0,04062242	0,04129056
5	0,03371237	0,0415903	0,04052232	0,04212854	0,04666172	0,04279049	0,04641014	0,0440311	0,04187017	0,044867148	0,04140462	0,03992966	0,03946307
6	0,03522316	0,04360265	0,04346155	0,04477371	0,04811918	0,0437397	0,04718179	0,0451673	0,04310162	0,045622973	0,04390379	0,04221023	0,04159554
7	0,04334398	0,04719113	0,05007026	0,05063017	0,05303476	0,05130025	0,05159341	0,04935486	0,04626468	0,050573842	0,04963946	0,05173158	0,04755804
8	0,05448172	0,05523397	0,05618591	0,05456312	0,05322673	0,05560678	0,05321524	0,05173944	0,04763562	0,054568791	0,05620983	0,05664557	0,054857
9	0,10857278	0,11565889	0,0805929	0,06914223	0,06758307	0,08339254	0,11888226	0,11196544	0,05236321	0,078627426	0,06787639	0,07659342	0,10997162
10	0,11776197	0,11811897	0,0838896	0,07055968	0,06942145	0,10053325	0,12196373	0,11561423	0,05485046	0,097382391	0,06961872	0,08007679	0,1107058
11	0,14119092	0,14602975	0,08439229	0,07362508	0,07278024	0,10270252	0,12581264	0,12082265	0,05740069	0,10205557	0,07079801	0,08173457	0,1349242
12	0,14119634	0,14418841	0,08424669	0,07520269	0,07464267	0,10541341	0,16739211	0,15921583	0,05948686	0,104828162	0,07201215	0,0828775	0,13612648
13	0,14709007	0,14860069	0,08520231	0,07612556	0,07536495	0,10609646	0,16838171	0,16102048	0,06017426	0,105933288	0,07257739	0,08556106	0,1389103
14	0,11807292	0,11667366	0,0825287	0,07590112	0,07519737	0,10620937	0,16835705	0,16133689	0,06091576	0,106440572	0,07224475	0,08296964	0,11210558
15	0,11526751	0,11416273	0,08161938	0,07352381	0,0737074	0,10376594	0,16403185	0,15618954	0,05822836	0,101629302	0,06927095	0,0801278	0,110509
16	0,11100985	0,11013548	0,07858801	0,07082302	0,07136371	0,08598545	0,15832832	0,14973776	0,05582187	0,083665717	0,06740065	0,07902061	0,10798843
17	0,1116462	0,10997363	0,08824408	0,06675438	0,06964923	0,08378905	0,15678015	0,14676934	0,05488833	0,082418919	0,06552665	0,08262125	0,10841252
18	0,12203888	0,11732417	0,09190601	0,06690482	0,06971001	0,08326269	0,15632751	0,14574799	0,05458462	0,082638779	0,06590801	0,08702637	0,12035014
19	0,17054062	0,16603641	0,10158101	0,06612135	0,06936882	0,08280385	0,15650801	0,1458081	0,0547813	0,082437193	0,06720251	0,11106711	0,16445826
20	0,1809943	0,17460812	0,11351564	0,06932836	0,06957812	0,08295455	0,12176539	0,11588571	0,0553748	0,08668263	0,07690519	0,11663287	0,16693825
21	0,17832786	0,1732778	0,11450891	0,07747045	0,07519289	0,08525103	0,12403432	0,11809914	0,05717233	0,089664219	0,08259545	0,11459789	0,164385
22	0,16904069	0,14178117	0,1138394	0,07990919	0,07581926	0,08699934	0,12433037	0,11852339	0,0578806	0,091023693	0,0819334	0,10550609	0,13805359
23	0,1361858	0,12855096	0,09088732	0,07750462	0,07482268	0,08545963	0,12138778	0,11897904	0,05806839	0,085171559	0,07376588	0,08507019	0,12060645
24	0,11557767	0,11768884	0,08239281	0,07136746	0,07029855	0,08073974	0,11722723	0,11472527	0,05390378	0,078415449	0,06704847	0,07767982	0,10720794

Figura A4.8: Valor numérico de la media de cada hora de los días laborables de cada mes de la suma del término de potencia y energía.

En la siguiente figura se puede ver la información anterior de forma gráfica, de forma que se puedan analizar visulamente los perfiles de precios.

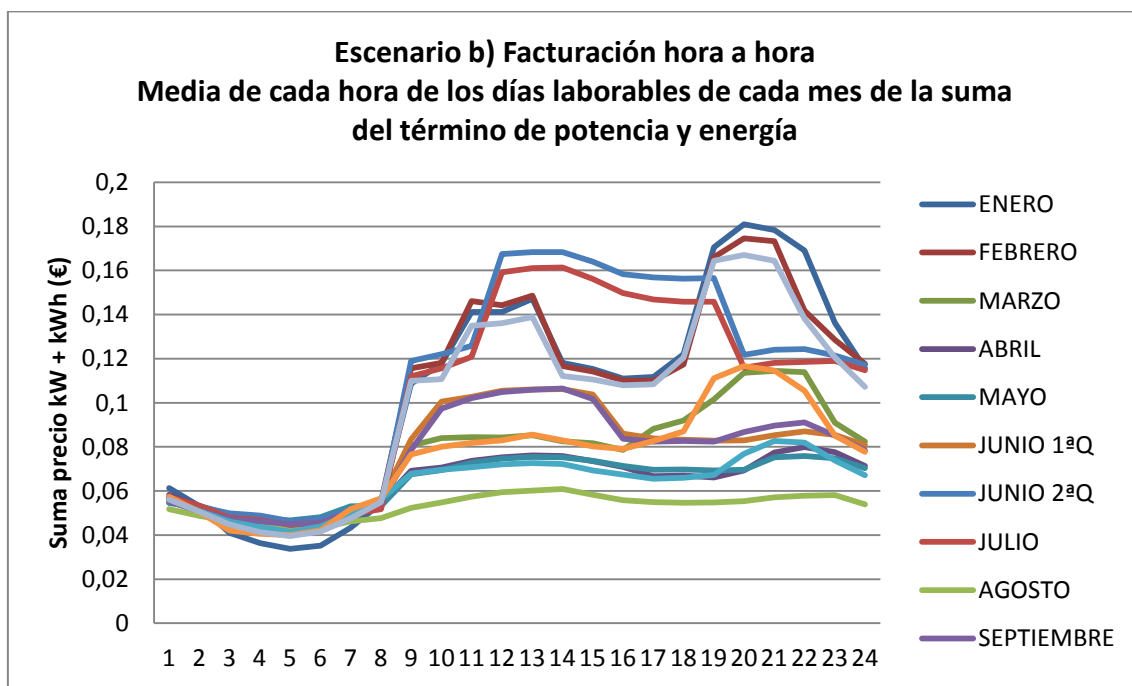


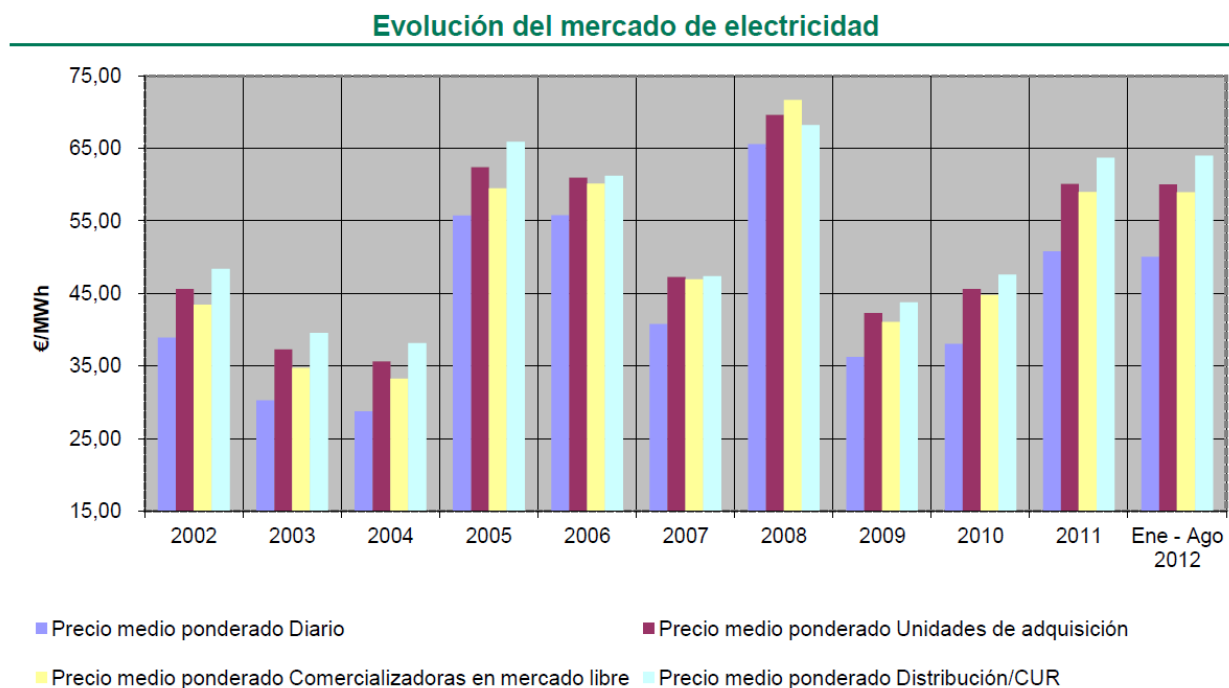
Figura A4.9: Representación gráfica de la media de cada hora de los días laborables de cada mes de la suma del término de potencia y energía.

Si procedemos a ver la diferencia entre los precios máximo y mínimo de cada día, obtenemos los valores que se muestran en la tabla siguiente y que representarían el máximo ahorro de costes posible por kWh y ciclo en un día de cada mes.

<b>ESCENARIO B) FACTURACION HORA A HORA</b>			
<b>MAXIMA DIFERENCIA DE SUMA DE PRECIOS DE ENERGIA Y POTENCIA COEXISTENTES EN LA MEDIA DE CADA DIA</b>			
<b>Orden</b>	<b>Diferencia Precios</b>	<b>Mes</b>	<b>Días/mes</b>
1	0,147281929	ENERO	20
2	0,133017828	FEBRERO	19
3	0,127475187	DICIEMBRE	21
4	0,121971566	JUNIO 2ªQ	11
5	0,117305794	JULIO	21
6	0,076703217	NOVIEMBRE	20
7	0,07398659	MARZO	21
8	0,063418881	JUNIO 1ªQ	10
9	0,061573424	SEPTIEMBRE	22
10	0,041190827	OCTUBRE	20
11	0,037780652	ABRIL	20
12	0,029157542	MAYO	22
13	0,019045594	AGOSTO	21

**Figura A4.10: Máxima diferencia de suma de precios de energía y potencia coexistentes en la media de cada día y número de días laborables de cada mes, ordenados de mayor a menor**

### 4.3 Evolución de los precios de electricidad en los años 2002 – 2012



Fuente: OMEL, REE Y CNE

**Figura A4.11: Evolución de los precios de electricidad de los años 2002 a 2012 de acuerdo a la Comisión Nacional de la Energía [47]**

## **ANEXO 5: BATERIAS DE ION LITIO SYNERION DE SAFT**

### **5.1 Datos proporcionados por SAFT**

Medio: correos electrónicos 24/09/2012 y 17/10/2012

#### **Costes:**

Baterías Ión Litio: 1.100 €/kWh (aprox.)

Sistema acondicionamiento de potencia: 500 €/kW (aprox.)

#### **Standards Compliance INTENSIVUM MAX 20E**

Insulation	EN 50 178
	Overvoltage Category II
	Insulation resistor @ 1 000VDC: > 100 MOhm
	Dielectric: 3 000 Vrms
	Leakage current > 3,5 mA
EMC	CEI 62 040-2 Category C3 for immunity and C1 for emissions
Safety (CEI 61508)	SIL2 with BMM
Vibration : storage and transport	20 m/s², 10 to 150 Hz
Shocks : storage and transport	80m/s², 11ms vertical
	30 m/s², 11ms horizontal
Drop : transport	IEC 60 721-3-2 Class 2M1, 0.1m
Seismic	IEEE 693 high level
Maximum Relative Humidity	100%
Operating & Storage &	-20°C ; +55°C
Transport and Ambient Temperature Range	
Dust	CEI 60 721-3-1 & CEI 60 721-3-4
	Class S4
Normal operating altitude maximum)	2 000 m
Storage and transport altitude (maximum)	3 000 m
Chemical pollution	CEI 60 721-3-1 & CEI 60 721-3-4
	Class C3
Biologic pollution	CEI 60 721-3-1 Class B3
Altitude	Up to 3 000m above sea level (storage & transport)

	Normal operating altitude up to 2 000m above sea level
Wind	CEI 60 721-3-4 Class 4Z5 50 m/s (except roof)
Heat	CEI 60 721-3-4 Class 4Z1
Ingress protection in operation	IP33
Ingress protection transport	IP54
Noise	58dB(A) at 2 meters
Transport	ISO668 and 1496 (CSC)

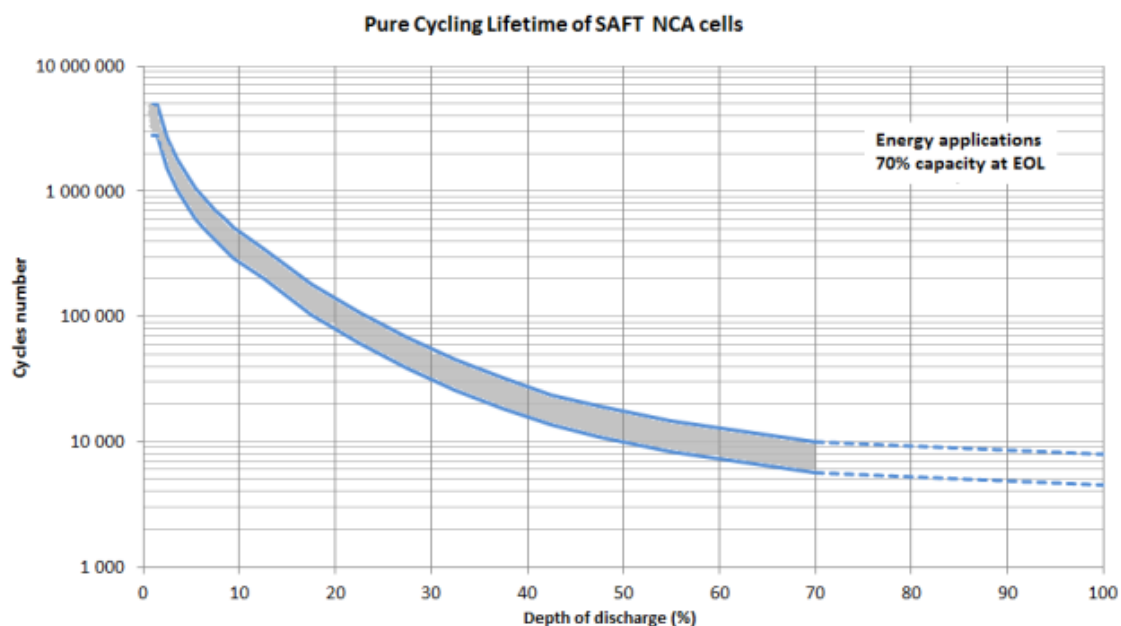
### Battery life

SAFT NCA Li-ion products have been operating in the field for over 10 years. Through these results and analysis SAFT has been able to develop an ageing model to determine ageing parameters for battery and depending on the dedicated field solicitation.

This model is based on the fact that ageing is related to calendar ageing and cycling ageing. Battery behaviour related to calendar and cycling aging are known and described by the two curves below

### Aging due to cycling

The relationship between Depth of Discharge and the expected cycle life duration can be given, in a first approach through the curve reported the figure below:



The chart below shows the battery lifetime / Number of cycles for different Depth of discharge assuming the following hypothesis:

- ☐ For calendar aging calculations, average SOC is fixed 100% (worst case) and the temperature at +25°C,
- ☐ EoL criteria 70% of the initial capacity.



## 5.2 Hoja de características de batería Synerion 24E de Ión Litio de SAFT

Disponible en [www.saftbatteries.com](http://www.saftbatteries.com) [48]

# Synerion<sup>®</sup> 24E

## High energy lithium-ion module 24 V – 2.2 kWh

Synerion 24E module is suited for energy applications requiring high storage capacity and long charge and discharge cycles

Built with proven Saft Li-ion technology Synerion 24E provides maintenance-free storage in a reduced volume, combining high operational reliability over thousands of cycles with outstanding energy efficiency. Its modular design allows adaptation of the battery configuration through serial or serial/parallel connection to reach energy levels up to hundreds of kWh in one functional entity.



### Applications

- Renewables capacity firming: supporting integration of wind and solar farms in power systems
- Smart energy management: load leveling, peak shaving, microgrids
- Residential and community energy storage
- UPS

### Features

- Compact module integrating VLE Li-ion cells, module supervision and cell balancing
- Advanced industrial design offering highest reliability and robustness
- 20 years design life
- Full energy availability for discharges of one hour or longer
- State of charge and state of health indication through BMM (Battery Management Module)
- Saft's system design experience in high tech industry markets stands for safe, reliable and durable product solutions

### Benefits

- Compactness
- Best energy efficiency of all available energy storage systems
- Easy system integration and upscaling (19" rack)
- High operational reliability
- Smart energy management and remote supervision capability
- Preventive but not premature replacement at end of life

#### Nominal characteristics at + 25°C/+ 77°F

Voltage (V)	24
Capacity (C/5) (Ah)	87
Rated energy (C/5) (Wh)	2200
Volumetric energy density (Wh/l)	128
Gravimetric energy density (Wh/kg)	119

#### Mechanical characteristics

Width (mm)	448
Height (mm)	131
Depth (mm)	293
Weight (kg)	18.5

#### Electrical characteristics at + 25°C/+ 77°F

Voltage (V)	21 to 28
Maximum continuous discharge current (A)	160
Maximum continuous discharge power (W)	3800
Peak discharge power in 5 s (W)	8500
Maximum continuous recharge current (A)	45
Maximum continuous recharge power (W)	1150
Peak recharge power in 5 s (W)	5500
Recharge time (h)	3
Module consumption (active mode)	5 V – 0.45 W
Insulation resistance (1000 V DC)	>100 MΩ
Dielectric	3 kV rms

#### Operating conditions

Operating temperature	– 20°C/+ 60°C (– 4°F to + 140°F)
Cycle efficiency	96% to 99%
Self-discharge	<5% per month
Calendar lifetime at + 25°C/+ 77°F	>20 years
Cooling	Natural convection



## System capability

- Saft BMM included in any system configuration
- Series connection of up to 36 modules plus one BMM for string management and interfacing
- Multi-string paralleling up to 36 strings with Saft MBMM (Master Battery Management Module)

## Functional characteristics

Saft energy storage module technology contains VLE cells with advanced nickel-based lithium-ion technology:

- Outstanding calendar and cycle life and reliability
- Stable internal resistance
- High energy density cells

## Mechanical & electrical interface

- Vertical or horizontal implementation
- Stackable up to 8 modules
- Optional 3U rack-mount brackets
- Power connectors on the front panel
- Installation in dedicated cabinets or containers with adequate mechanical design and ventilation

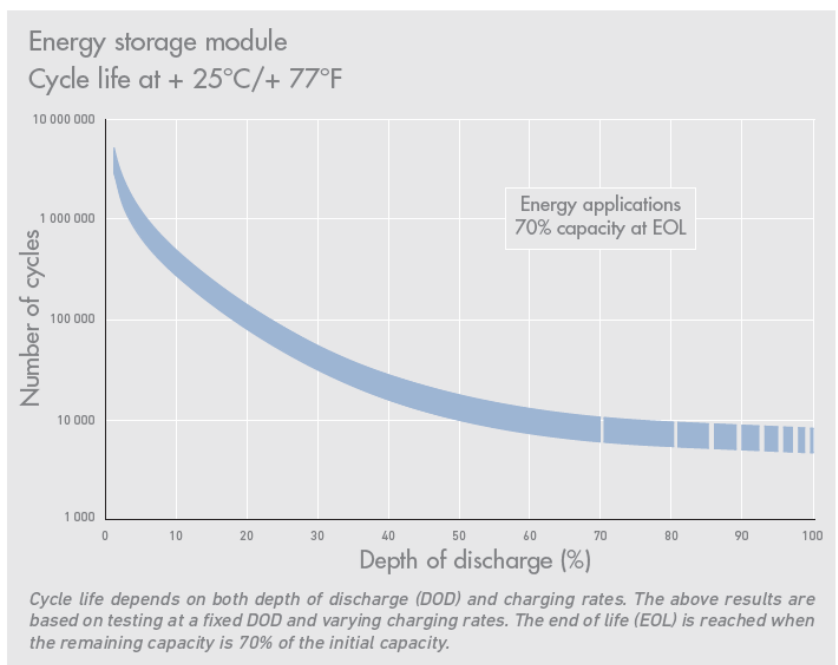
## BMM communication

- 2 communication connectors on front panel
- CAN Open bus communication protocol carrying:
  - State of charge (SOC)
  - State of health (SOH)
  - Alarms
  - Operating conditions (voltage, temperature, identification number)
  - Operating limits (maximum voltage and current values in charge and discharge)
- Black box registering alarms (overcurrent, overvoltage, high temperature etc.) and the number of charge and discharge cycles.

Storage conditions	
Storage temperature	– 30°C/+ 70°C (– 22°F to + 158°F)
Storage time	6 months
Maximum altitude	3000 m above sea level
Maximum relative humidity	95% (non condensing)
Compliance to standards	
Cell safety	UL 1642
Module safety	EN 50178 / IEC 60950 / CSAus 60950
EMC (module in cabinet)	IEC 62 040-2 Cat C1 and C3
Protection class	IP 20 (indoor controlled conditions)
Environment	IEC 62093 (indoor controlled conditions)
Transport classification	UN 3480 – Class 9
Transport regulation compliance	UN 3480 – ST/SG/AC.10/11 Rev 5 § 38.3
Directives	RoHS, Reach, WEEE

The Synerion 24E module has been developed and qualified along IEC 61508/SIL2 standards to suit the demanding requirements of performance and operational reliability of our customers, who are manufacturing or operating high-value, long life equipment.

Manufacturing plants comply with the legislation in force in each country and with international quality and environment standards (ISO 9001, QS 9000, ISO 14000).



## Safety

Safety driven design for cells, modules and systems guarantees safe behaviour in case of abuse usage or component failure. This includes:

- Stringent design rules and qualification processes
- Implementation of redundant safety features at cell level (e.g. shutdown effect separator, mechanical vent), at module level (e.g. electronic board, voltage and temperature monitoring, balancing), and at battery level (e.g. electronic board, power switch, current sensor)



## Saft

Industrial Battery Group  
12, rue Sadi Carnot  
93170 Bagnolet - France  
Tel. : +33 1 49 93 19 18  
Fax : +33 1 49 93 19 64  
www.saftbatteries.com

Doc No.: 21823-2-0412

Edition: April 2012

Data in this document is subject to change without notice and becomes contractual only after written confirmation.

Société par Actions Simplifiée au capital de 31 944 000 €  
RCS Bobigny B 383 703 873

Produced in the UK by Arthur Associates Limited

### 5.3 Cálculo del punto de trabajo de la batería Ión Litio Synerion 24E de SAFT (profundidad de descarga máxima y ciclos de vida)

Partiendo de la gráfica proporcionada por el fabricante (Apartado 1 de este anexo), se ve que para una determinada profundidad de descarga hay una banda de funcionamiento en el número de ciclos. Extrayendo los valores numéricos de la parte superior e inferior de dicha banda obtenemos dos tablas y con el coste de almacenamiento proporcionado por el fabricante (ver apartado 1 de este anexo), nos permiten calcular el coste por kWh útil y ciclo (teniendo en cuenta la profundidad de descarga). Los resultados se muestran a continuación.

€/kWh nominal 1100	Banda alta de ciclos		Banda baja de ciclos	
DOD (%)	Ciclos	Coste €/kWh útil y ciclo	Ciclos	Coste €/kWh útil y ciclo
10%	480000	0,0229	260000	0,0423
15%	250000	0,0293	135000	0,0543
20%	135000	0,0407	72270	0,0761
25%	90000	0,0489	50000	0,0880
30%	55000	0,0667	30000	0,1222
35%	38000	0,0827	21000	0,1497
40%	28000	0,0982	16000	0,1719
50%	18000	0,1222	10000	0,2200
60%	13000	0,1410	7000	0,2619
70%	10000	0,1571	5500	0,2857
80%	9000	0,1528	5100	0,2696
90%	8500	0,1438	4800	0,2546
100%	8000	0,1375	4300	0,2558

Figura A5.1: Ciclos de vida y costes por kWh útil y ciclo (banda alta y baja) de la batería Synerion 24E de SAFT en función de la profundidad de descarga

Si realizamos la representación gráfica del coste frente a la profundidad de descarga, se aprecia claramente que los menores costes se obtienen para descargas poco profundas.

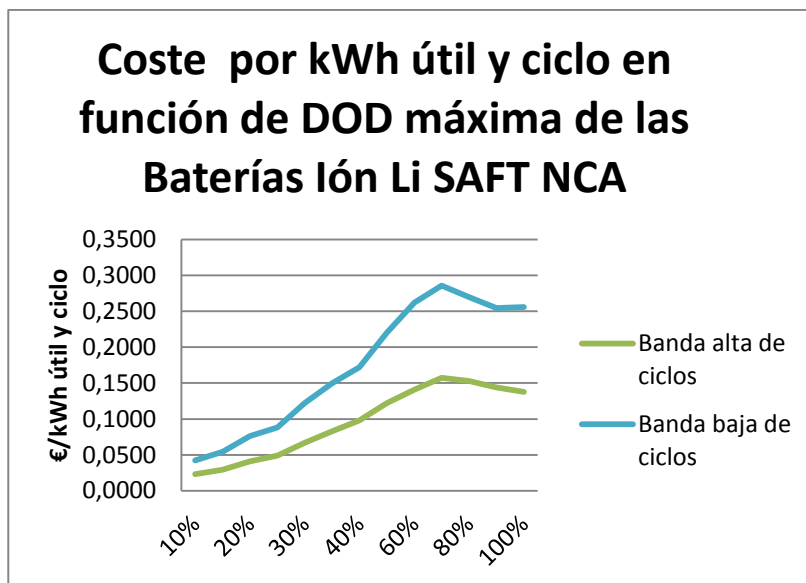


Figura A5.2: Costes por kWh útil y ciclo (banda alta y baja) de la batería Synerion 24E de SAFT en función de la profundidad de descarga

Así, tomado una profundidad de descarga del 30%, el coste estaría comprendido entre los 0,0667 y los 0,1222 €/kWh y ciclo. El problema de tomar dicha profundidad de descarga es que el número de ciclos sería de entre 30.000 y 55.000, lo que con un máximo de 365 ciclos /año nos daría una vida útil para la batería de entre 82 y 150 años o si consideramos una vida útil de 20 años, 1500-2750 ciclos al año, ninguna de cuyas hipótesis es realista en el contexto actual.

Si tomamos los 20 años como vida útil de diseño de la batería de acuerdo a la hoja de características de la misma (Ver el apartado 2 de este anexo) y dado que estas baterías están preparadas para descargas frecuentes, el número de ciclos de vida sería de 7.300, lo que correspondería a una profundidad de descarga máxima de aproximadamente un 59% y un coste de 0,2554 €/kWh útil y ciclo en la banda baja de ciclos y una profundidad de descarga del 100% y un coste de 0,1375 €/kWh y ciclo en la banda alta de ciclos, a lo que habría que añadir el coste correspondiente a la potencia del sistema (0,1 €/kW y ciclo).

**A priori, se puede ver que dichos valores están por encima de los valores máximos de beneficio máximo por ciclo que se obtienen en el Anexo 6, por lo que la utilización de estas baterías no sería rentable en la utilización prevista.**

**El beneficio máximo en el escenario a) Facturación por Períodos se da entre los Períodos P1 y P6 y es de 0,12682705 €/kWh y en el escenario b) de facturación hora a hora la mayor diferencia se da en Enero y es de 0,1472819 €/kWh, por lo que teniendo en cuenta la eficiencia global del sistema (de aproximadamente un 84%), para obtener beneficio nos daría una profundidad de descarga máxima de entre el 25% y 40% en el Escenario a) y del 30%-50% en el escenario b).**

**Se realiza la simulación con este tipo de baterías y el resultado óptimo obtenido es la no colocación del sistema de almacenamiento.**

## **ANEXO 6: BATERIAS PLOMO ACIDO 24 OPZS 3000 DE EXIDE**

### **6.1 Datos proporcionados por EXIDE**

Medio: correo electrónico (17/09/12) y vía telefónica (10/10/2012)

#### **Costes:**

Baterías OpzS: 850 € batería 24 OpzS 3000

130 €/kWh en base  $C_{10}$  (aprox.).

Mantenimiento: 2% anual de la inversión inicial (aprox.)

#### **Ciclos de vida en función de la profundidad de descarga**

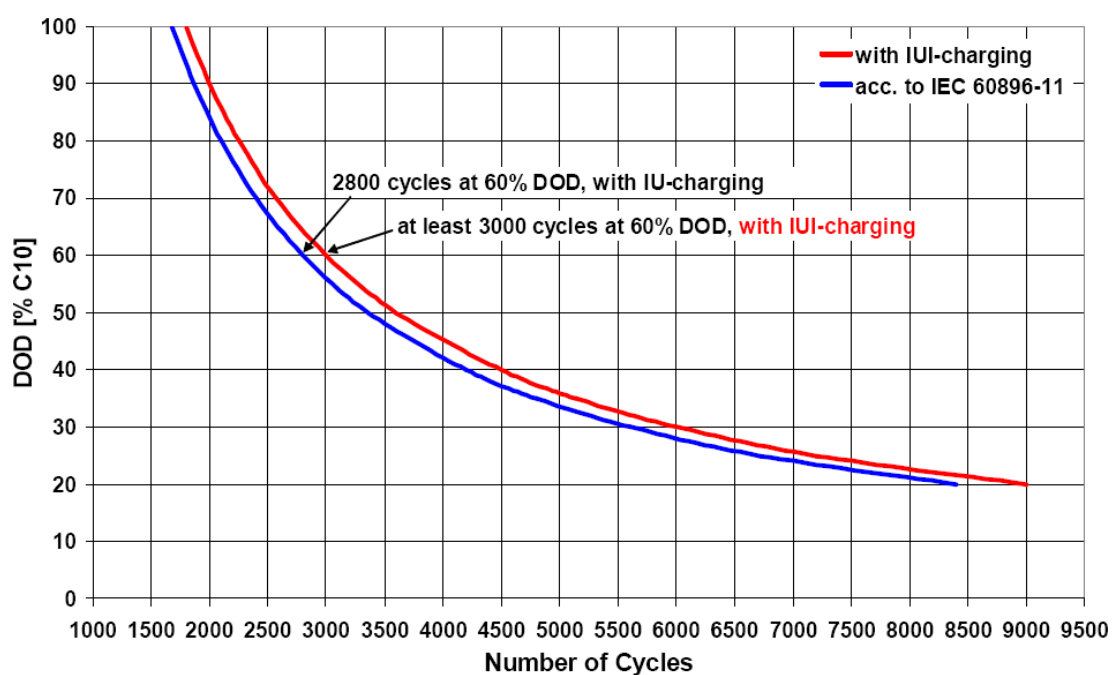


Fig. 13a: OPzS Solar-Cells - Number of Cycles vs. Depth of Discharge (DOD)

## 6.2 Hoja de características de baterías OpzS de Exide (parcial).

Hoja completa disponible en [www.exide.com](http://www.exide.com) [49]



Industrial Batteries / Network Power

Classic OPzS

»Proven *high reliability*  
*energy storage for*  
*critical applications*«



**Classic**™

## Classic OPzS

Developed from experience – produced for safe power supply

Classic OPzS batteries have been proven energy suppliers for decades, which convince in robustness, reliability and extremely long design- or cycle life.

### Your benefit:

- > **Optimised plate design** – increased capacities compared to standard DIN OPzS
- > **Tubular plates in block and single cell version** – most robust design
- > **Excellent standby and cycling behaviour** – long life
- > **Completely recyclable** – low CO<sub>2</sub>-Footprint



### Specifications

- |  |   |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Very high operational reliability under rough operating conditions</li> <li>&gt; Low maintenance due to optimised alloy and large electrolyte reserve</li> <li>&gt; Nominal capacity 50 – 3350 Ah C<sub>10</sub>; up to 12000 Ah on request</li> <li>&gt; Design life at 20 °C                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- 15 years for 6/12 V blocks and cells ≥ 3500 Ah;</li> <li>- 20 years for 2 V cells 125 – 3350 Ah (80 % remaining capacity from C<sub>10</sub>)</li> </ul> </li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Container made from high quality transparent plastics</li> <li>&gt; Also available in dry charged condition with separate electrolyte</li> <li>&gt; Low gassing due to antimony alloy &lt; 3 % (EN 50272-2)</li> <li>&gt; Conforms to DIN 40736 and DIN 40 737 T3</li> <li>&gt; Electrolyte: diluted sulphuric acid d<sub>N</sub> = 1.24 kg/l</li> <li>&gt; Manufactured in Europe in our ISO 9001 certified production plants</li> </ul> |
|--|---|



Design life in years: 15 for blocks + cells ≥ 3500 Ah  
20 for cells ≤ 3350 Ah



Nominal Capacity  
50.0 – 3350 Ah  
(up to 12000 Ah on request)



Block Battery / Single Cell



Tubular plate



Recyclable



Low maintenance



## Classic OPzS

## Technical Data

## Technical characteristics and data

Type acc. DIN 40 737 T3 blocks 40 736 T1 cells	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C <sub>10</sub> 1.80 Vpc 20 °C Ah	Length (l) max. mm	Width (b/w) max. mm	Height* (h1) max. mm	Installed length (B/L) mm	Weight incl. acid approx. kg	Weight acid** approx. kg	Internal resistance mOhm	Short circuit current A	Terminal	Pole pairs
6V 4 OPzS 200 LA	NVZS060200WCoFA	6	200	273	204	358	283	41.0	13.0	2.68	2283	F-M8	1
6V 5 OPzS 250 LA	NVZS060250WCoFA	6	250	381	204	358	391	56.0	20.0	2.39	2800	F-M8	1
6V 6 OPzS 300 LA	NVZS060300WCoFA	6	300	381	204	358	391	63.0	20.0	1.96	3106	F-M8	1
12V 1 OPzS 50 LA	NVZS120050WCoFA	12	50.0	273	204	358	283	34.0	15.0	18.1	688	F-M8	1
12V 2 OPzS 100 LA	NVZS120100WCoFA	12	100	273	204	358	283	43.0	14.0	9.26	1314	F-M8	1
12V 3 OPzS 150 LA	NVZS120150WCoFA	12	150	381	204	358	391	64.0	19.0	6.46	1884	F-M8	1
2 OPzS 100 LA	NVZS020100WCoFA	2	125	105	208	395	115	13.7	5.20	1.45	1400	F-M8	1
3 OPzS 150 LA	NVZS020150WCoFA	2	165	105	208	395	115	15.2	5.00	1.05	1950	F-M8	1
4 OPzS 200 LA	NVZS020200WCoFA	2	210	105	208	395	115	16.6	4.60	0.83	2450	F-M8	1
5 OPzS 250 LA	NVZS020250WCoFA	2	260	126	208	395	136	20.0	5.80	0.72	2850	F-M8	1
6 OPzS 300 LA	NVZS020300WCoFA	2	310	147	208	395	157	23.3	6.90	0.63	3250	F-M8	1
5 OPzS 350 LA	NVZS020350WCoFA	2	380	126	208	511	136	26.7	8.10	0.63	3250	F-M8	1
6 OPzS 420 LA	NVZS020420WCoFA	2	455	147	208	511	157	31.0	9.30	0.56	3650	F-M8	1
7 OPzS 490 LA	NVZS020490WCoFA	2	530	168	208	511	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1
6 OPzS 600 LA	NVZS020600WCoFA	2	680	147	208	686	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1
7 OPzS 700 LA	NVZS020700WCoFA	2	750	147	208	686	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1
8 OPzS 800 LA	NVZS020800WCoFA	2	910	212	193	686	222	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2
9 OPzS 900 LA	NVZS020900WCoFA	2	980	212	193	686	222	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2
10 OPzS 1000 LA	NVZS021000WCoFA	2	1140	212	235	686	222	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2
12 OPzS 1200 LA	NVZS021200WCoFA	2	1370	212	277	686	222	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2
12 OPzS 1500 LA	NVZS021500WCoFA	2	1700	212	277	836	222	108	33.7	0.24	8500	F-M8	2
14 OPzS 1750 LA	NVZS021750WCoFA	2	1800	212	277	836	222	114	32.7	0.22	9300	F-M8	2
16 OPzS 2000 LA	NVZS022000WCoFA	2	2250	215	400	812	225	151	50.0	0.16	12800	F-M8	3
18 OPzS 2250 LA	NVZS022250WCoFA	2	2450	215	400	812	225	158	48.0	0.14	14600	F-M8	3
20 OPzS 2500 LA	NVZS022500WCoFA	2	2800	215	490	812	225	184	60.0	0.12	17000	F-M8	4
22 OPzS 2750 LA	NVZS022750WCoFA	2	3000	215	490	812	225	191	58.0	0.11	17800	F-M8	4
24 OPzS 3000 LA	NVZS023000WCoFA	2	3350	215	580	812	225	217	71.0	0.11	18600	F-M8	4

\* Includes installed connector, the above mentioned height can differ depending on the used vent(s)

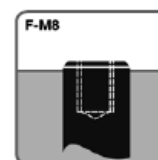
\*\* Acid density d<sub>40</sub> = 1.24 kg/l

## Container, terminal and torque

- > **Container:** ABS (Block)  
SAN (Styrene acrylonitrile) (Cell)

Data are also valid for dry charged version.

Change »W« (Wet) to »D« (Dry) in the part number. E.g.:

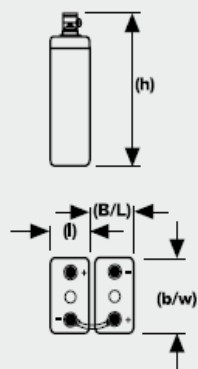
> **filled and charged:** NVZS120050 W C0FA> **dry charged:** NVZS120050 D C0FA12 Nm for blocks;  
20 Nm for cells



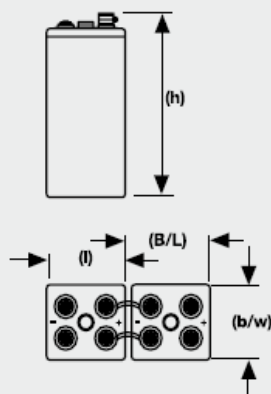
## Classic OPzS

### Drawings

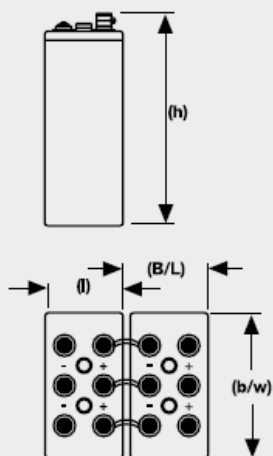
2 OPzS 100 LA -  
7 OPzS 700 LA



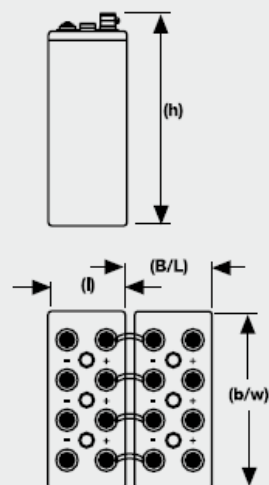
8 OPzS 800 LA -  
14 OPzS 1750 LA



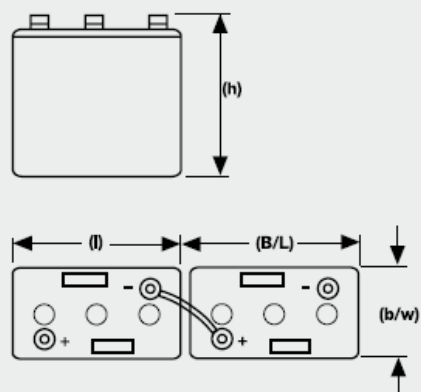
16 OPzS 2000 LA -  
1 OPzS 2250 LA



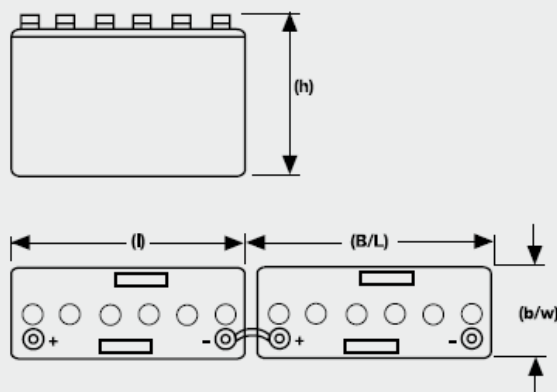
20 OPzS 2500 LA -  
24 OPzS 3000 LA



6V 4 OPzS 200 LA -  
6V 6 OPzS 300 LA



12V 1 OPzS 50 LA -  
12V 3 OPzS 150 LA



Not to scale!

**Classic**<sup>TM</sup>

## Classic OPzS

### Constant power discharge · OPzS cells

#### 1.80 V<sub>pc</sub> – Discharge in W at 20 °C

Type	Part number	3 min	10 min	15 min	20 min	30 min	1 h	1.5 h	2 h	3 h	4h	5 h	8 h	10 h	20 h
2 OPzS 100	NVZS020100WC0FA	220	210	193	178	155	114	93.7	79.0	62.2	50.8	43.5	29.6	24.8	13.8
3 OPzS 150	NVZS020150WC0FA	279	268	245	226	197	147	121	103	81.3	66.5	56.8	39.1	32.7	18.2
4 OPzS 200	NVZS020200WC0FA	359	346	317	294	256	188	154	131	103	84.8	72.3	49.7	41.7	23.2
5 OPzS 250	NVZS020250WC0FA	435	418	384	355	311	229	190	162	127	104	89.1	61.2	51.6	28.7
6 OPzS 300	NVZS020300WC0FA	507	486	447	414	365	270	224	193	150	123	106	72.6	61.5	34.2
5 OPzS 350	NVZS020350WC0FA	492	479	457	439	397	319	265	226	176	145	125	88.5	73.9	41.2
6 OPzS 420	NVZS020420WC0FA	566	550	526	505	461	371	311	268	211	174	150	106	88.5	49.3
7 OPzS 490	NVZS020490WC0FA	646	628	601	576	526	424	358	309	246	203	174	123	103	57.4
6 OPzS 600	NVZS020600WC0FA	718	703	670	643	596	503	434	380	296	246	215	156	132	73.7
7 OPzS 700	NVZS020700WC0FA	792	776	739	709	657	555	478	419	327	274	237	172	146	81.3
8 OPzS 800	NVZS020800WC0FA	1040	1025	961	913	837	700	596	520	400	333	292	210	177	98.6
9 OPzS 900	NVZS020900WC0FA	1120	1105	1035	984	902	754	641	560	431	358	315	226	191	106
10 OPzS 1000	NVZS021000WC0FA	1250	1230	1165	1110	1025	860	737	644	499	415	363	262	222	124
12 OPzS 1200	NVZS021200WC0FA	1440	1415	1350	1295	1200	1015	874	765	597	497	432	314	266	148
12 OPzS 1500	NVZS021500WC0FA	1410	1400	1370	1330	1260	1060	957	854	699	594	525	385	328	182
14 OPzS 1750	NVZS021750WC0FA	1495	1485	1450	1410	1335	1120	1015	905	740	628	555	406	347	192
16 OPzS 2000	NVZS022000WC0FA	2040	2030	1955	1895	1780	1460	1305	1150	926	786	695	507	434	240
18 OPzS 2250	NVZS022250WC0FA	2130	2120	2065	1995	1870	1550	1395	1230	1010	855	756	553	473	261
20 OPzS 2500	NVZS022500WC0FA	2495	2480	2435	2365	2210	1815	1625	1430	1150	978	864	632	540	298
22 OPzS 2750	NVZS022750WC0FA	2715	2700	2615	2530	2370	1950	1740	1535	1235	1045	927	678	579	320
24 OPzS 3000	NVZS023000WC0FA	2915	2895	2815	2730	2555	2125	1905	1685	1380	1170	1035	756	647	359

#### 1.75 V<sub>pc</sub> – Discharge in W at 20 °C

Type	Part number	3 min	10 min	15 min	20 min	30 min	1 h	1.5 h	2 h	3 h	4h	5 h	8 h	10 h	20 h
2 OPzS 100	NVZS020100WC0FA	258	243	222	201	173	122	98.0	82.5	64.7	52.5	44.9	30.7	25.5	14.1
3 OPzS 150	NVZS020150WC0FA	330	310	280	256	219	156	127	108	84.6	69.0	58.7	40.5	33.6	18.6
4 OPzS 200	NVZS020200WC0FA	427	401	365	332	285	200	161	137	108	87.7	74.7	51.6	42.8	23.7
5 OPzS 250	NVZS020250WC0FA	517	485	442	402	347	245	198	170	132	108	92.1	63.5	53.0	29.3
6 OPzS 300	NVZS020300WC0FA	603	565	516	469	407	289	235	202	156	127	109	75.3	63.1	35.0
5 OPzS 350	NVZS020350WC0FA	586	560	527	501	445	347	284	240	183	151	130	91.1	75.9	42.1
6 OPzS 420	NVZS020420WC0FA	674	644	607	577	517	404	333	285	220	180	156	109	90.9	50.4
7 OPzS 490	NVZS020490WC0FA	770	735	693	658	590	461	384	328	256	210	181	127	106	58.8
6 OPzS 600	NVZS020600WC0FA	842	818	777	743	685	560	479	410	314	257	221	160	136	75.4
7 OPzS 700	NVZS020700WC0FA	930	903	857	819	755	618	528	452	346	283	244	177	150	83.1
8 OPzS 800	NVZS020800WC0FA	1230	1200	1120	1055	960	786	654	566	425	348	301	216	180	101
9 OPzS 900	NVZS020900WC0FA	1330	1290	1205	1135	1035	846	704	609	458	374	324	233	194	109
10 OPzS 1000	NVZS021000WC0FA	1480	1435	1355	1285	1175	962	811	698	530	433	374	270	227	126
12 OPzS 1200	NVZS021200WC0FA	1695	1650	1565	1495	1380	1130	964	826	633	516	446	323	274	152
12 OPzS 1500	NVZS021500WC0FA	1690	1675	1630	1575	1470	1210	1075	951	761	642	565	403	341	189
14 OPzS 1750	NVZS021750WC0FA	1795	1780	1725	1665	1560	1280	1140	1005	805	679	599	427	360	200
16 OPzS 2000	NVZS022000WC0FA	2440	2420	2330	2245	2080	1670	1470	1280	1010	850	747	534	450	250
18 OPzS 2250	NVZS022250WC0FA	2555	2535	2455	2360	2185	1775	1570	1370	1095	924	815	581	490	274
20 OPzS 2500	NVZS022500WC0FA	3035	3010	2905	2786	2590	2085	1825	1590	1255	1055	931	665	561	312
22 OPzS 2750	NVZS022750WC0FA	3245	3220	3115	2990	2765	2230	1960	1705	1345	1130	997	712	599	334
24 OPzS 3000	NVZS023000WC0FA	3500	3465	3355	3220	2990	2435	2140	1870	1500	1260	1115	796	670	372

### 6.3 Cálculo del punto de trabajo de la batería Plomo ácido 24 OpzS 3000 Solar de EXIDE (profundidad de descarga máxima y ciclos de vida)

El coste de almacenamiento proporcionado por el fabricante (Anexo 5.1) es en base  $C_{10}$ , es decir, la capacidad que tendría si la descarga fuera constante en 10 horas. Dado que para los ciclos programados la descarga va a estar entre 6 y 8 horas, consideramos la capacidad en base  $C_7$ . Con esa base, la capacidad de la batería es de 5.757 Wh y el coste de 0,1476 €/Wh, como se puede ver en la figura adjunta.

Capacidades en función tiempo de descarga			Precio (€)	
Batería 24 OPzS 3000			850	
Horas descarga	W	Wh (nominal)	€/Wh	
1	2125	2125	0,4	
1,5	1905	2857,5	0,29746282	
2	1685	3370	0,25222552	
3	1380	4140	0,20531401	
4	1170	4680	0,18162393	
5	1035	5175	0,16425121	
Punto trabajo (interpolación)	7	5757	0,14764634	
	8	756	6048	0,14054233
Nominal	10	647	6470	0,13137558
	20	359	7180	0,1183844

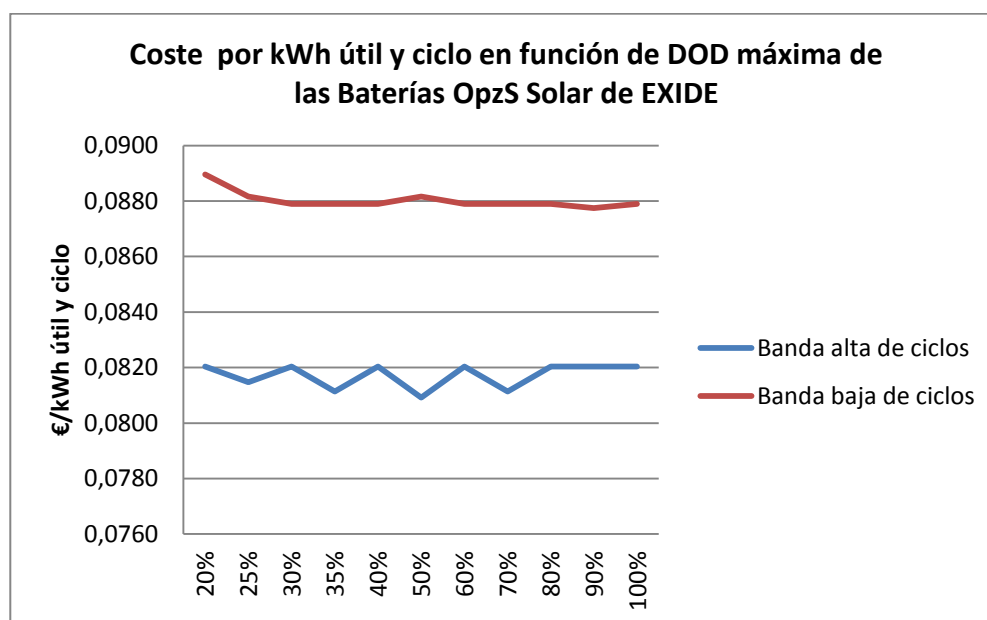
Figura A6.1: Capacidad y precio(€/Wh) de la batería OpzS de EXIDE en función del tiempo de descarga con estimación del punto de trabajo

Partiendo de la gráfica proporcionada por el fabricante (Gráfica en Apartado 1 de este anexo), se ve que para una determinada profundidad de descarga hay una banda de funcionamiento en el número de ciclos. Extrayendo los valores numéricos de la parte superior e inferior de dicha banda obtenemos dos tablas que junto con el coste por Wh determinado anteriormente nos permiten calcular el coste por kWh útil y ciclo (teniendo en cuenta la profundidad de descarga). Los resultados se muestran a continuación.

€/kWh nominal 147,6737884	Banda alta de ciclos		Banda baja de ciclos	
		Coste		Coste
DOD (%)	Ciclos	€/kWh útil y ciclo	Ciclos	€/kWh útil y ciclo
20%	9000	0,0820	8300	0,0890
25%	7250	0,0815	6700	0,0882
30%	6000	0,0820	5600	0,0879
35%	5200	0,0811	4800	0,0879
40%	4500	0,0820	4200	0,0879
50%	3650	0,0809	3350	0,0882
60%	3000	0,0820	2800	0,0879
70%	2600	0,0811	2400	0,0879
80%	2250	0,0820	2100	0,0879
90%	2000	0,0820	1870	0,0877
100%	1800	0,0820	1680	0,0879

**Figura A6.2: Ciclos de vida y precio (€/kWh útil y ciclo) de la batería OpzS de EXIDE en función de la profundidad de descarga (banda alta y baja)**

Si realizamos la representación gráfica del coste frente a la profundidad de descarga, se ve que prácticamente no hay diferencia en el coste para las diferentes profundidades de descarga por lo que podremos escoger la que más se adecue al uso sin tener en cuenta el coste.



**Figura A6.3: Representación gráfica del precio (€/kWh útil y ciclo) de la batería OpzS de EXIDE en función de la profundidad de descarga (banda alta y baja)**

Si comparamos el coste con el beneficio máximo obtenible por kWh y ciclo (Ver anexo 4) apreciamos que solo sale rentable añadir capacidad para traspasar carga de Período 1 al 6, con

lo que el número de ciclos se reduce a entre 90 y 100 (días laborables de Enero, Febrero, 2ª quincena de Junio, Julio y Diciembre). Para una vida útil del sistema de unos 20 años, nos da un total de 2000 ciclos, lo que equivale a una profundidad de descarga máxima de 90% en la banda alta de ciclos y de 84% en la banda baja.

Para no apurar la vida útil de la batería, vamos a tomar una **profundidad de descarga del 70%**, con lo que el coste estaría comprendido entre los 0,0811 y los 0,0879 €/kWh útil y ciclo. Con dicha profundidad de descarga, la vida útil de la batería sería de entre 2400 y 2600 ciclos. Para una vida útil de 20 años, nos daría una media de entre 120 y 130 ciclos/año, lo que permitiría que si en un futuro sube el precio de la energía y en consecuencia aumenta la diferencia entre otros períodos lo suficiente, se utilice para traspasar energía en los mismos.

En la tabla siguiente se resumen los datos del punto de trabajo y se da el coeficiente  $k_{\text{bat 1 ciclo}}$  que multiplicará el valor de capacidad para darnos el coste por ciclo de batería. Se incluye el coste por kWh útil y ciclo con y sin el coste anual de mantenimiento.

Batería:	24 OpzS Solar 3000	
Precio fabricante:		850 €
<u>Punto de trabajo elegido</u>		
ciclos =		2600
DOD maxima =		70%
t descarga medio (h) =		7
Capacidad (kWh) =		5,757
Mantenimiento anual (%)=		2%
$k_{\text{bat 1 ciclo}}$ (€/kWh nominal y ciclo) sin mantenimiento =		0,0568
$k_{\text{bat 1 ciclo}}$ (€/kWh nominal y ciclo) con mantenimiento =		0,0579

**Figura A6.4: Ciclos de vida y precio (€/kWh útil y ciclo) de la batería OpzS de EXIDE en función de la profundidad de descarga (banda alta y baja)**

Dado que el fabricante no ha informado del precio del sistema de acondicionamiento de potencia, se toma el valor de [33] para el sistema de rectificación de 120 €/kW. Para el inversor se toma el Índice de precios de inversores, que es una media de precios comerciales entre Septiembre de 2011 y Marzo de 2012 publicada en [50]. Dicho precio es de 200 €/kW, correspondiendo a los inversores de tamaño de entre 10 kW y 100 kW. Es un poco inferior al citado en 2009 en [33] de 250 €/kW pero en consonancia con la bajada de precios de los últimos años. Dicha bajada queda reflejada en que el índice entre agosto de 2010 y Febrero de 2011 de la citada revista [51] era de 258 €/kW para los inversores entre 10 y 100 kW.

Sumando las dos componentes (rectificación e inversión) nos daría que el precio del sistema de acondicionamiento de potencia sería de 320 €/kW.

Usualmente la vida del sistema de acondicionamiento de potencia suele estar dada en años, no en ciclos. Para calcular el coste por ciclo, se deben estimar los ciclos de vida útil. El

fabricante habitualmente dice que puede darse un uso diario al equipo, por lo que serían 365 ciclos/año. Por otro lado tenemos los ciclos previstos para la batería de 130 ciclos/año. Si hacemos la media entre los dos nos da un valor de unos 250 ciclos/año, que además se corresponde aproximadamente con el número de días laborables del año, por lo que se considera aceptable dicho valor. Se aplica un valor de mantenimiento del 2% del coste inicial.

En la tabla siguiente se resumen los datos del punto de trabajo y se da el coeficiente  $k_{\text{conv 1 ciclo}}$  que multiplicará el valor de potencia para darnos el coste por ciclo del sistema de conversión (incluye ya el coste anual de mantenimiento).

Sistema de acondicionamiento de potencia:	
Rectificador (€/kW)=	120
Inversor (€/kW)=	200
Total (€/kW)=	320
Años de vida=	20
Ciclos vida/año teóricos fabricante=	250
Ciclos de vida=	5000
Mantenimiento anual (%)=	2%
$k_{\text{conv 1 ciclo}}$ (€/kW y ciclo) sin mantenimiento =	0,0640
$k_{\text{conv 1 ciclo}}$ (€/kW y ciclo) con mantenimiento =	0,0653

**Figura A6.5: Datos de vida útil y costes del Sistema de Acondicionamiento de Potencia para el sistema de almacenamiento con baterías OpzS de EXIDE**

Los rendimientos se consideran globalmente para el sistema de almacenamiento y de acondicionamiento de potencia y son los que se muestran a continuación:

Rendimiento carga:  $e_{\text{sist in}} = 0,85$

Rendimiento descarga:  $e_{\text{sist out}} = 0,94$

## **ANEXO 7: SISTEMA DE BATERIAS DE VANADIO REDOX DE CELLCUBE**

### **7.1 Datos proporcionados por CELLCUBE**

Medio: correo electrónico 25/10/2012 y 26/10/2012)

#### **Costes:**

Modelo CELLCUBE FB 200-400: 877.000 € (aprox.)

Costes anuales de mantenimiento: 2% coste inicial (aprox.)

Sin límite de ciclos.

Vida útil del sistema y electrolitos: por encima de 20 años

### **7.2 Folleto comercial y hoja de características de sistemas de baterías CELLCUBE (parcial).**

Folleto completo disponible en [www.gildemeister.com](http://www.gildemeister.com) [52]





FOR EMISSION-FREE ENERGY SUPPLY

## CellCube. The large battery system of the future.

The CellCube is a milestone in the history of renewable energy management. Whether in combination with photovoltaic systems, wind power plants, biogas generators or for parallel operation to the public grid – the vanadium-redox-flow large battery ensures an uninterrupted power supply. It is independent of weather-related fluctuations, temperatures, length of day or unstable grids.

With well-thought-out and fully developed products, from generation to storage and energy supply via the CellCube, GILDEMEISTER energy solutions offers fully integrated systems for the energy needs of today. Our solutions enable maximum energy yields and, at the same time, short amortisation schedules that conserve resources. **The CellCube has been tested in the field for three years.** It solves the problem of energy storage and consequently realises uninterrupted power supply from solar and wind power plants, even when sunlight is not available or there is no wind. That is why CellCube is the missing link to support the expansion of renewable energy sources in the wake of climate change.

The CellCube battery system allows **clean, emission-free and fast energy supply at any time; it can be charged quickly and is immediately ready for use.** It is characterised by a high level of safety, storage stability and very fast reaction times, and it can be integrated into existing energy systems in a wide range of applications around the world. **Best service, absolute safety and reliability!** Sophisticated technology, proven components, plus intelligent sensor systems and control functions make **CellCube absolutely low-maintenance.** With the flow battery controller, a clever monitoring device ensures comprehensive control and guarantees safe energy supply around the clock.





## CLEAN ENERGY SUPPLY WITH 10 KW AND 100 KWH

# CellCube FB 10-100 for a stable power supply.

**Trouble-free energy storage: the long-life and low-maintenance vanadium-based redox-flow-battery provides uninterruptible power, supplied for example by solar- and/or wind-powered systems. In its weatherproof housing, the CellCube can be used immediately and anywhere in the world. It is able to supply clean electricity 24 hours a day.**



## Highlights CellCube FB 10-100

- complete system solution including specially matched charge controller; can be connected to different energy sources
- turnkey energy storage in a weatherproof and securely protected housing
- unlimited cycles (charge/discharge) for energy storage
- CellCube is 100 % discharge-capable
- nominal 10 kW output with up to 15 kW maximum output
- up to 100 kWh storage capacity
- optimal performance through intelligent battery management
- spontaneous response to load demand
- highest efficiency in all operating modes

## Versions

CellCube can be combined according to need. System performance can be easily scaled.

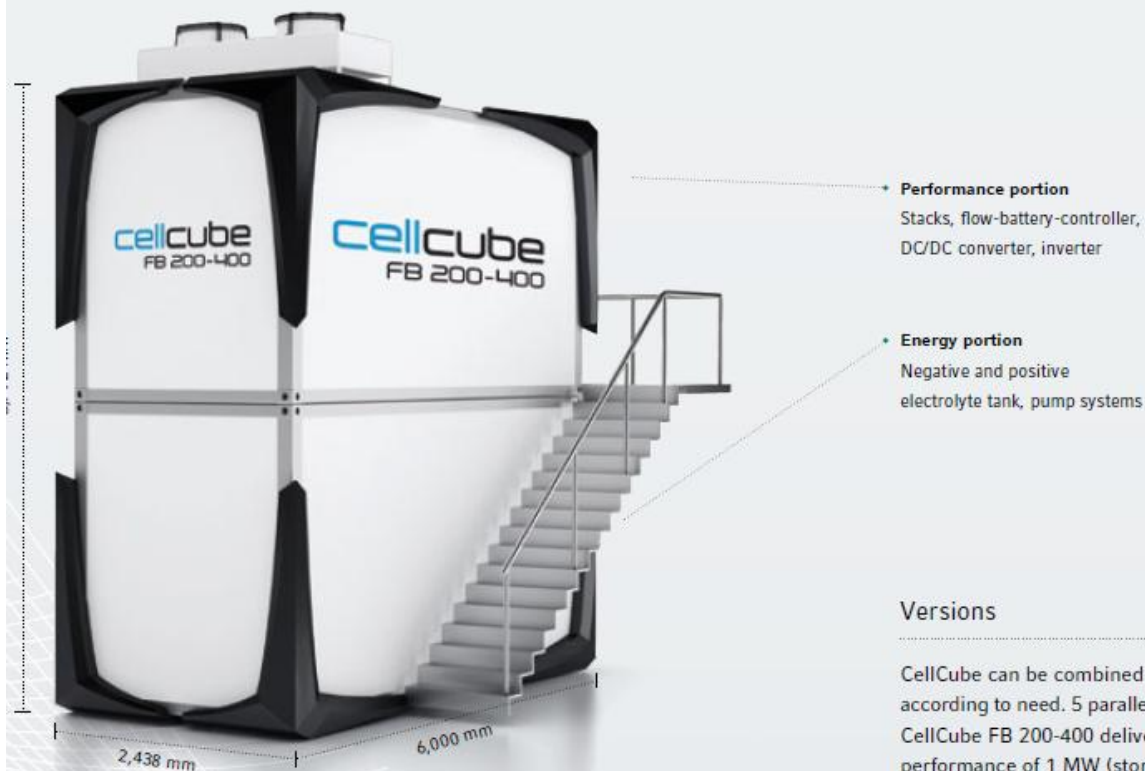


- 2 CellCube FB 10-100  
20 kW, 200 kWh
- 3 CellCube FB 10-100  
30 kW, 300 kWh
- 4 CellCube FB 10-100  
40 kW, 400 kWh

## THE POWER PACK WITH 200 KW AND 400 KWH

# CellCube FB 200-400 for industrial applications.

The vanadium-based redox-flow CellCube FB 200-400 is the perfect solution for industrial use. With 200 kW and 400 kWh, the CellCube FB 200-400 provides large energy reserves, for example to stabilise supply voltages, to buffer energy output, or wherever an uninterrupted power supply is of essential importance.



### Versions

CellCube can be combined according to need. 5 parallelised CellCube FB 200-400 deliver a performance of 1 MW (storage capacity: 2 MWh).



## Fields of application CellCube FB 200-400

- **Grid support:** for the stabilisation of low- and medium-high voltage systems, as an energy reserve, for peak usage relief (compensation of load and production peaks)
- **Backup:** use as inline UPS system with frequency and amplitude decoupling, state-of-the-art system safety
- **Wind and solar parks:** a buffer to stabilise energy output and fluctuations; higher performance security through energy reserves in times of reduced performance
- **Repowering:** investment protection: CellCube ensures constant energy feed even after the write-off of a wind/solar park

- **2 CellCube FB 200-400**  
400 kW, 800 kWh
- **3 CellCube FB 200-400**  
600 kW, 1,200 kWh
- **4 CellCube FB 200-400**  
800 kW, 1,600 kWh



100%  
deep discharge  
unlimited cyclisation

cellcube  
FB 10-100

www.cellcube.com


## Optimum performance for your system

### Stacks and electrolyte tank

A stack is a number of serially connected cells through which electrolytes flow from both tanks. The battery is then charged and discharged via these cell blocks. The more stacks in a battery, the higher the output. The separated storage of electrolytes in two tanks offers significant advantages for energy storage: the larger the tank, the more energy is available.

### Highlights: Stacks

- modular flexibility – more stacks, increased performance
- low maintenance
- multistage operation: If a component should fail, operation is guaranteed at reduced maximum capacity



- The electro-chemical process that charges or discharges the battery takes place **in the reaction cells** of the stacks.
- The **electrolytes** are pumped with small, chemical-resistant pumps from the electrolyte tanks into the stacks and back to the same tanks via return conduits.



## EMISSION-FREE AND CLEAN ENERGY SUPPLY

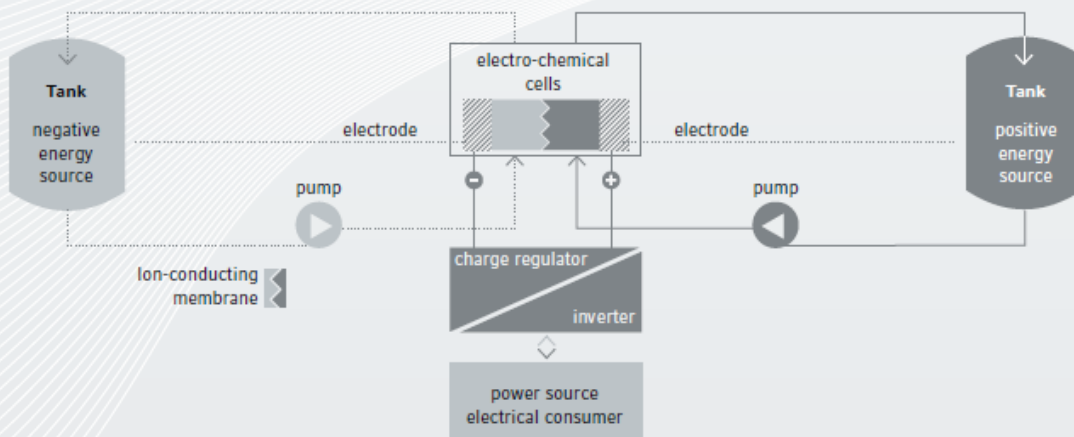
# CellCube large battery system.

Whether in combination with photovoltaic systems, wind power plants, diesel, gas and biogas generators, or for operation in parallel to the public grid, CellCube is the optimal supplement to guarantee an uninterrupted power supply. The stationary large battery provides emission-free energy supply, efficiently and safely, independently of climatic, weather-related or other intermittent factors.

## The benefits of the vanadium-redox-flow-battery

- almost unlimited lifespan of the energy sources (the system is designed for a life of up to 20 years)
- electrolytes can be reused even after 20 years
- output and energy are scalable independently of each other
- deep discharge does not result in damage
- unlimited cyclisation (loading/unloading) at the energy source without effect on lifespan
- low maintenance

## Vanadium-redox-flow-principle – This is how the redox flow battery works:



## Operating principle redox-flow-battery

The liquid energy carriers are stored in two tanks and are pumped through electro-chemical cells. Depending on the applied voltage, the energy sources are either electro-chemically charged or discharged. In this context, the electrical charge regulators and inverters function as the interface to the electrical source, or, respectively, to the appliance.

The CellCube product range will be extended from June 2012. We offer the right size for every application.

## Available power and storage capacity

10 kW - 40 kWh	20 kW - 40 kWh	30 kW - 40 kWh	200 kW - 400 kWh
10 kW - 70 kWh	20 kW - 70 kWh	30 kW - 70 kWh	
10 kW - 100 kWh	20 kW - 100 kWh	30 kW - 100 kWh	
10 kW - 130 kWh	20 kW - 130 kWh	30 kW - 130 kWh	



**Flow-battery-controller:** More than 30 sensors continuously monitor battery data, evaluate them, and ensure maximum efficiency of the battery.



**Monitoring:** All important operating parameters can be accessed online at any time, such as state of charge (SOC), electrolyte temperature, charging capacity. For a surcharge, an optional touch-screen monitor can be attached to the battery.



1 Flow-battery-controller (FBC) 2 DC conductor rail  
3 Transition from transformer (stacks) to DC



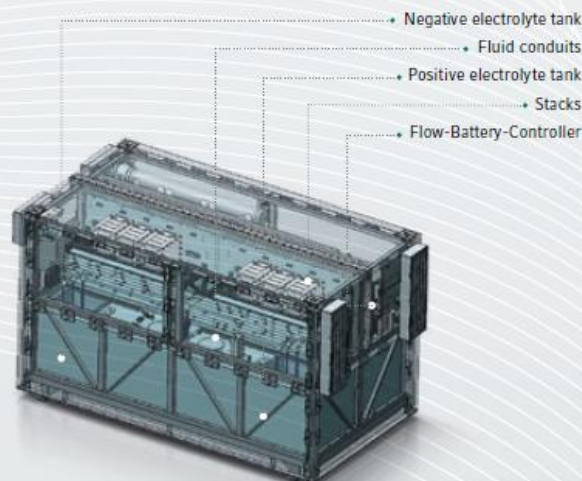
4 Inverter with AC connection  
5 Cooling system (ventilation)

## Reliable energy supply around the clock

### Flow-Battery-Controller

Absolute safety and reliability! Sophisticated technology, a double-walled tank, intelligent sensor systems and control functions, a comprehensive monitoring system and low maintenance guarantee safe energy storage.

With the flow-battery-controller, a clever monitoring device ensures comprehensive control around the clock, so that all battery functions can be accessed online at any time. GILDEMEISTER energy solutions offers customised service solutions and service contracts for reliable energy supply.



## Environmental compatibility and sustainability

### Vanadium

CellCube stands for highest sustainability: the vanadium-flow-battery exclusively uses liquid energy sources with dissolved vanadium salts. These are not subject to aging and can be used for an unlimited period of time – optimal resource management. Conventional batteries are subject to wear, due to the loss of reactive material. Vanadium flow batteries do not contain any toxic substances, such as lead, cadmium or quicksilver.

## CELLCUBE

## Technical data.

Performance and energy*		CellCube FB 10-100	CellCube FB 200-400
Power charge rating / max. AC power charge rating / continuous power charge rating	10 kW 15 kW 12 kW	200 kW	
Power discharge rating / max. AC output power rating / continuous power discharge rating	10 kW 15 kW 8 kW		
Energy storage capacity	100 kWh		400 kWh (use independent of performance)
Battery and system voltage			
Output voltage option	48 VAC; 120 VAC; 230 VAC (1-phase); 400 VAC (3-phase)	400 VAC	
Duty cycle / reaction time	< 60 ms	< 60 ms	
Control			
Control via external interfaces		serial, TCP/IP, bus systems	
Monitoring			
Status condition via remote accessibility by e-mail	state of charge (SOC), available energy, charge/discharge power, etc.	state of charge (SOC), available energy, charge/discharge power, etc.	
Efficiency			
Charge/discharge cycle DC	up to 80 %	up to 70 %	
Multi-stage operation reduces energy loss	3 independent, stoppable cycles with energy-efficient pump regulation	through auto-discharge with small loads	
Discharge time with power rating		DC battery power	AC inverter power
Discharge time (autonomy)	10 hours at 8 kW, continuous		
1 hour**		220 kW	200 kVa
2 hours**		140 kW	130 kVa
3.5 hours**		110 kW	100 kVa
5 hours**		80 kW	70 kVa
Auto-discharge			
Auto-discharge in cold standby**	150 W	< 300 W	
Auto-discharge in tank	negligible (< 1 % per year)	negligible (< 1 % per year)	
Size and weight			
Dimensions L × W × H (dry state)	4,500 × 2,200 × 2,403 mm	6,000 × 2,438 × 5,792 mm	
Weight (dry state)	3,500 kg	20,000 kg	
Total weight (loaded state)	10,300 kg	60,000 kg	
Climatic operating conditions			
	Through intelligent temperature manage- ment the internal temperature is main- tained between 20°C and 30°C. Suitable isolation (for heating and cooling) enables operation in all climate zones.	Through intelligent temperature manage- ment the internal temperature is main- tained between 20°C and 35°C. Suitable isolation (for heating or cooling) enables operation in all climate zones.	

\* All measured data was measured at an electrolyte temperature of 30°C . \*\* Subject to change.

### **7.3 Cálculo del punto de trabajo del sistema CELLCUBE FB200-400 (capacidad según horas de descarga y coste por kWh)**

Partiendo de los datos técnicos y económicos del sistema proporcionados por el fabricante y los que figuran en la hoja de datos (Ver puntos 1 y 2 de este anexo), se procede a calcular el punto de trabajo y el coste por kWh.

Modelo	FB200-400
Precio (€)	877.000
Eficiencia global(%)	70%
Eficiencia carga (%)	78%
Eficiencia descarga (%)	90%
Vida útil (años)	20
Mantenimiento (%)	2%
Precio Capacidad (€)	230.750
Precio Potencia (€)	646.250

**Figura A7.1: Datos técnicos y de costes del sistema de almacenamiento CELLCUBE FB200-400**

De acuerdo al régimen de descarga podemos estimar la capacidad del sistema para una descarga de 7 h:

	Horas	Potencia(kW)	TOTAL (kWh)	€/kWh	€/kWh y año
	1	220	220	1048,86364	53,5134508
	2	140	280	824,107143	42,0462828
	3,5	110	385	599,350649	30,5791148
	5	80	400	576,875	29,432398
Estimación pto trabajo	7		420	549,404762	28,0308552

**Figura A7.2: Datos de costes estimados del punto de trabajo del sistema CELLCUBE FB200-400**

Dado que el número de ciclos es ilimitado, se calcula el coste anual. En los valores indicados en la tabla superior está incluido el coste de mantenimiento.

El coste anual por kW de potencia instalada sería (incluyendo costes de mantenimiento):

CELL CUBE FB	€/kW y año	€/kW y año
Precio kW de potencia:	3231,25	164,859694

**Figura A7.3: Datos de costes anuales estimados del punto de trabajo del sistema CELLCUBE FB200-400**

Dichos valores están muy por encima de los valores máximos de beneficio máximo por ciclo que se obtienen en el Anexo 6, por lo que la utilización de estas baterías no sería rentable en la utilización prevista. Para que dicha utilización fuera rentable debería haber del orden de 240 ciclos anuales en los que intervinieran horas con precios extremos, que solo se dan alrededor de 100 días al año.

Se realiza la simulación y se comprueba que el óptimo es la no colocación de baterías.



## **ANEXO 8: FLUJOS DE POTENCIA EN LOS MESES DE ACTUACION DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO**

En este anexo se recogen los flujos de potencias resultantes de la optimización para los días típicos de los meses en que actúa el sistema, tanto en el Escenario a) como en el b).

### **8.1 Escenario a) Facturación por Períodos**

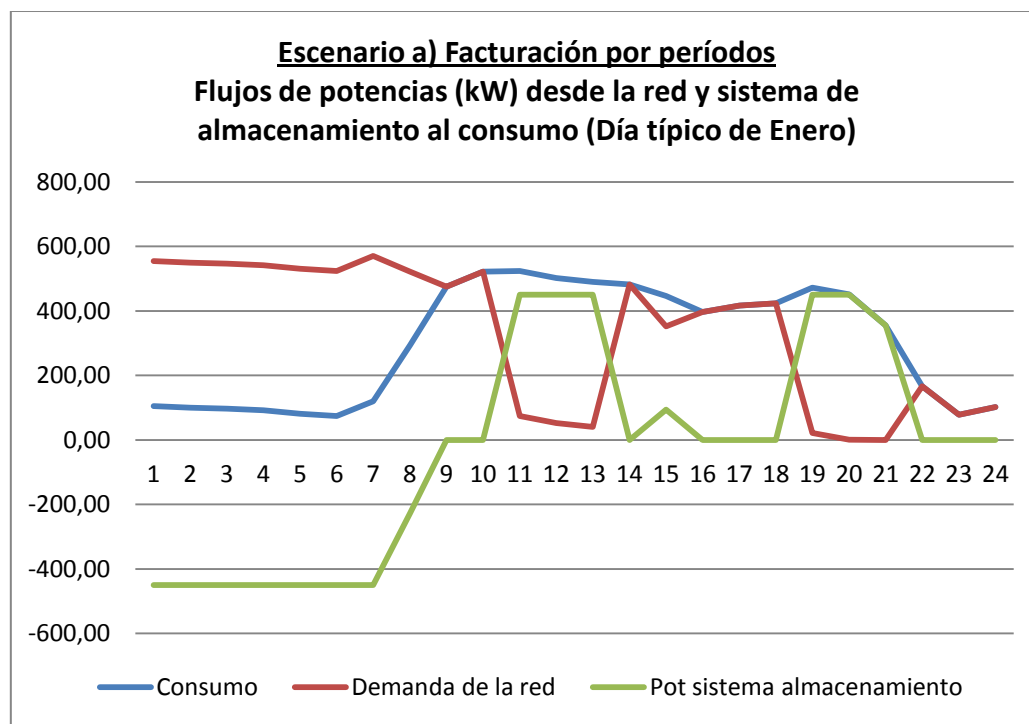


Figura A8.1: Flujos de potencias resultantes de la optimización en Escenario a) de día típico del mes de Enero

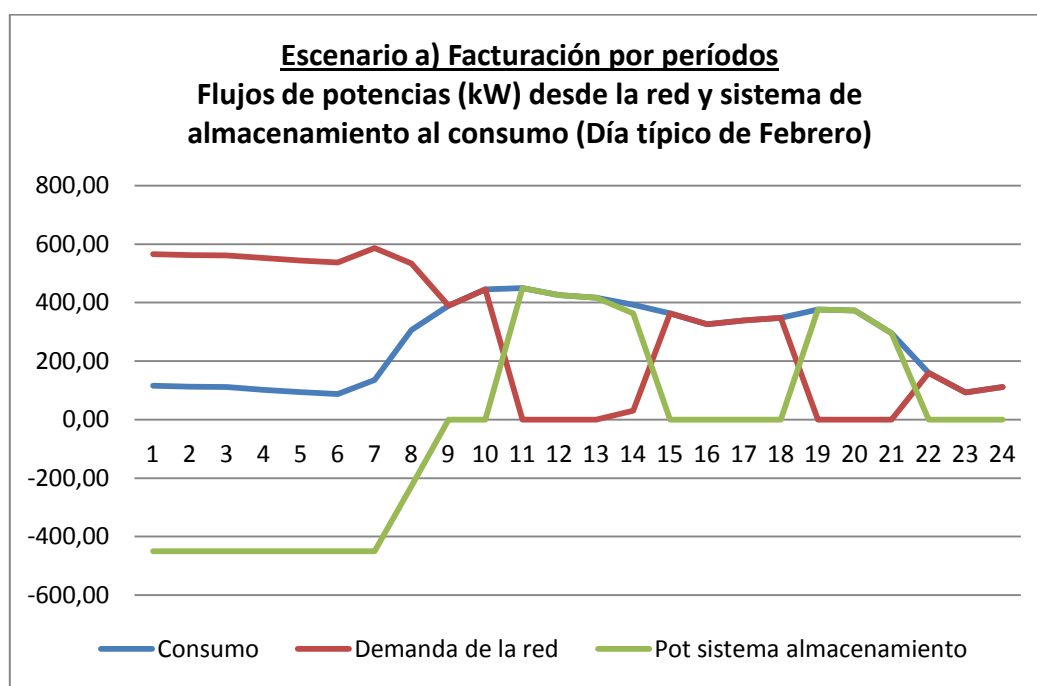


Figura A8.2: Flujos de potencias resultantes de la optimización en Escenario a) de día típico del mes de Febrero



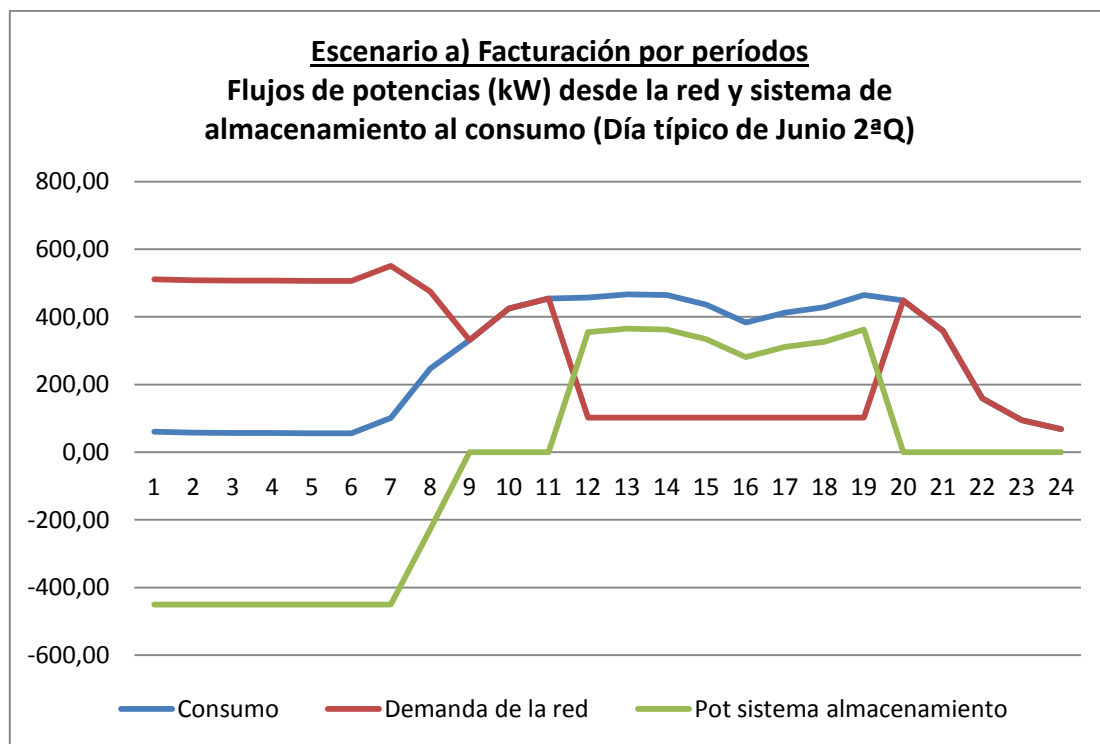


Figura A8.3: Flujos de potencias resultantes de la optimización en Escenario a) de día típico del mes de Junio (2ª Quincena)

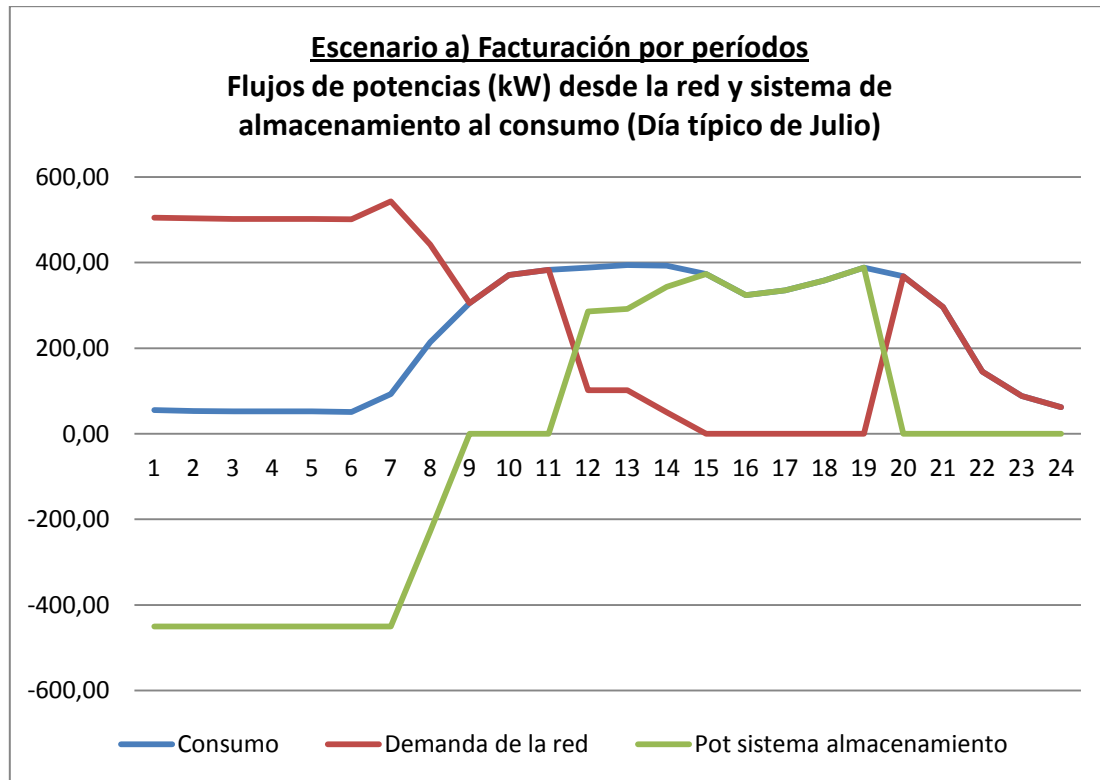


Figura A8.4: Flujos de potencias resultantes de la optimización en Escenario a) de día típico del mes de Julio

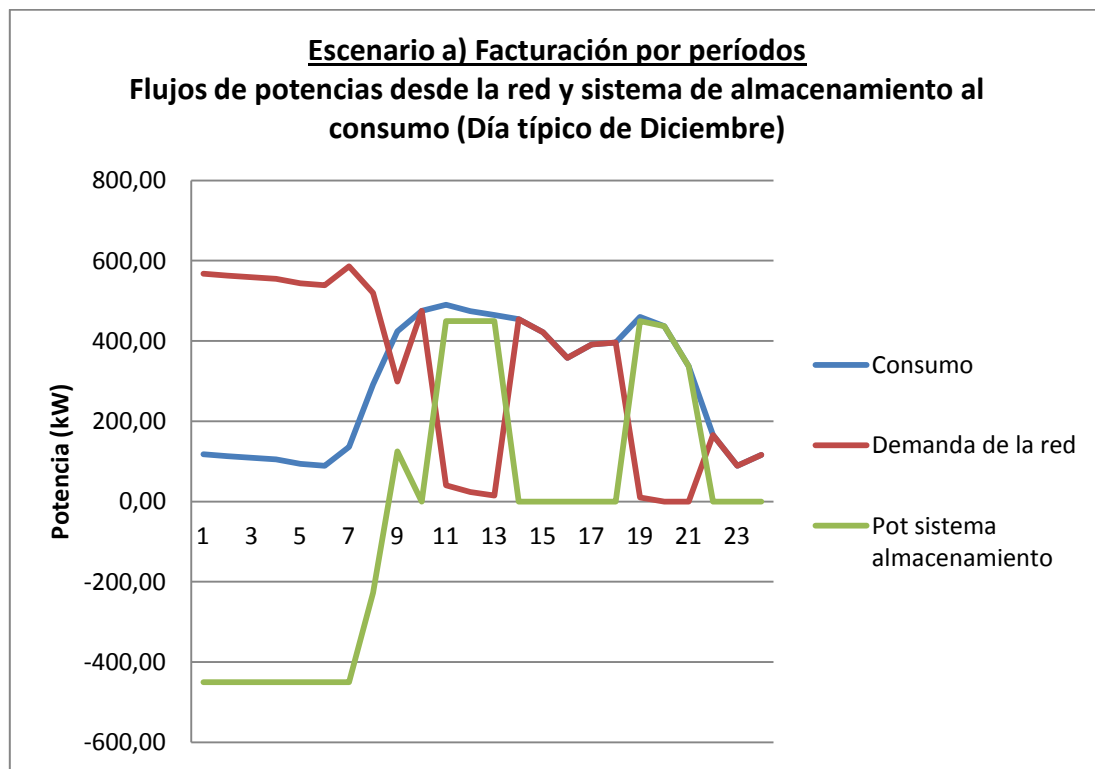


Figura A8.5: Flujos de potencias resultantes de la optimización en Escenario a) de día típico del mes de Diciembre

## 8.2 Escenario b) Facturación hora a hora

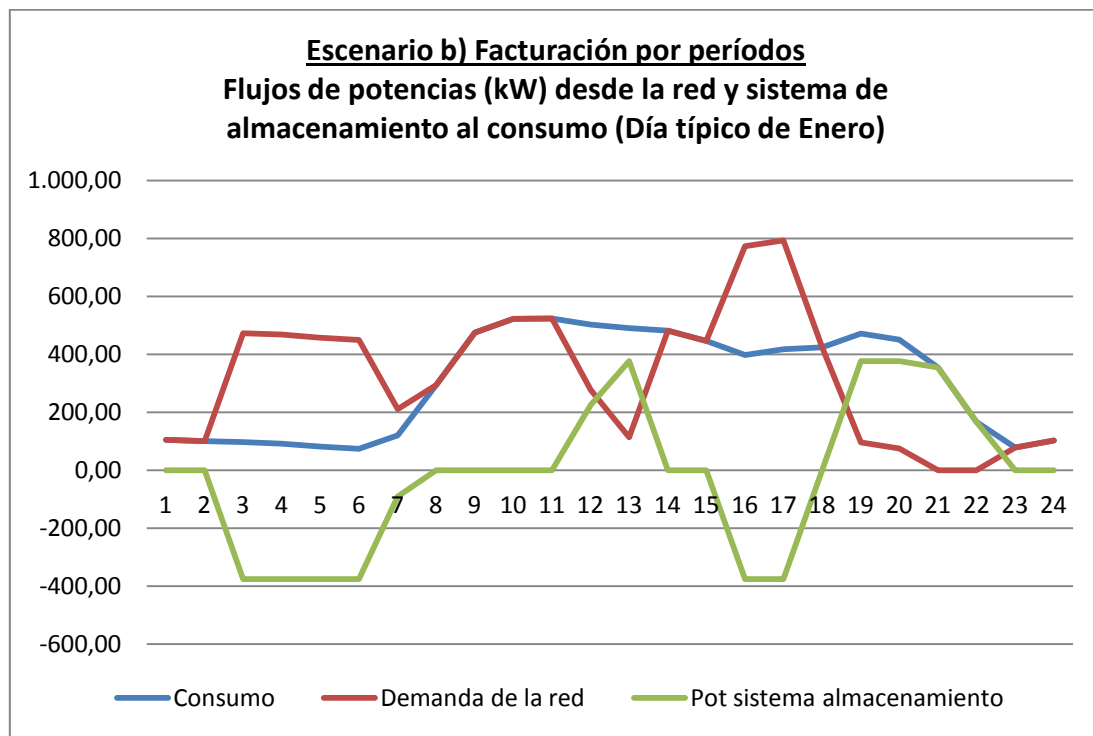


Figura A8.6: Flujos de potencias resultantes de la optimización en Escenario b) de día típico del mes de Enero

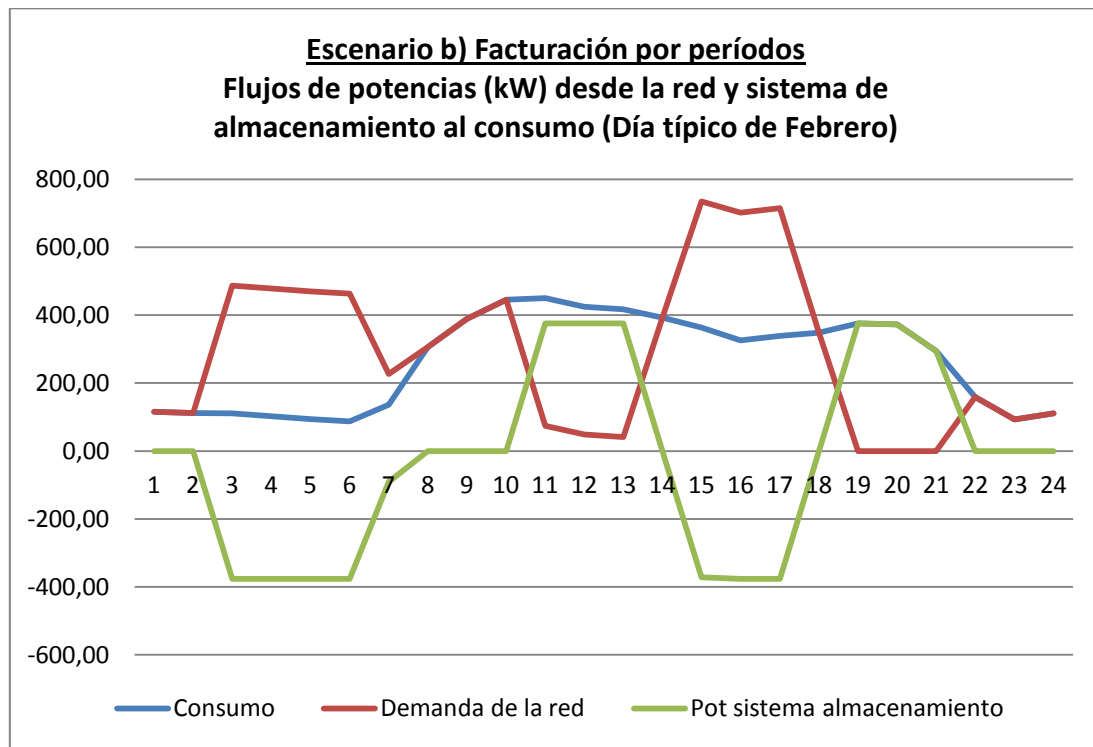


Figura A8.7: Flujos de potencias resultantes de la optimización en Escenario b) de día típico del mes de Febrero

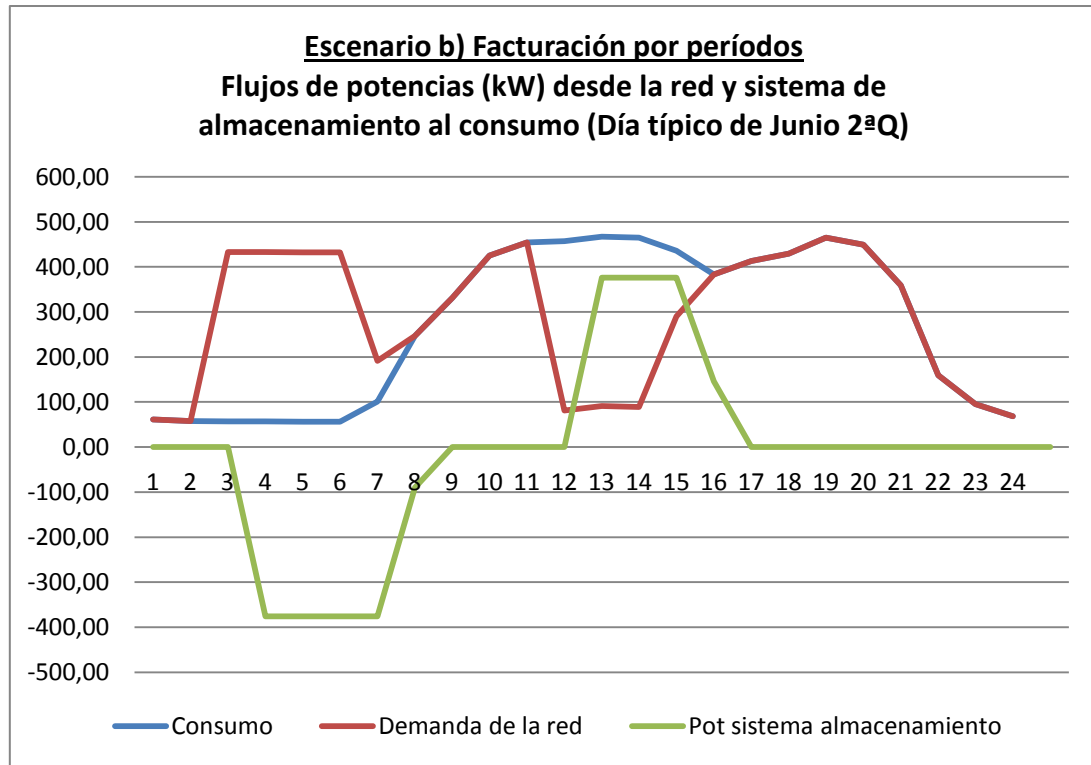


Figura A8.8: Flujos de potencias resultantes de la optimización en Escenario b) de día típico del mes de Junio (2ª Quincena)

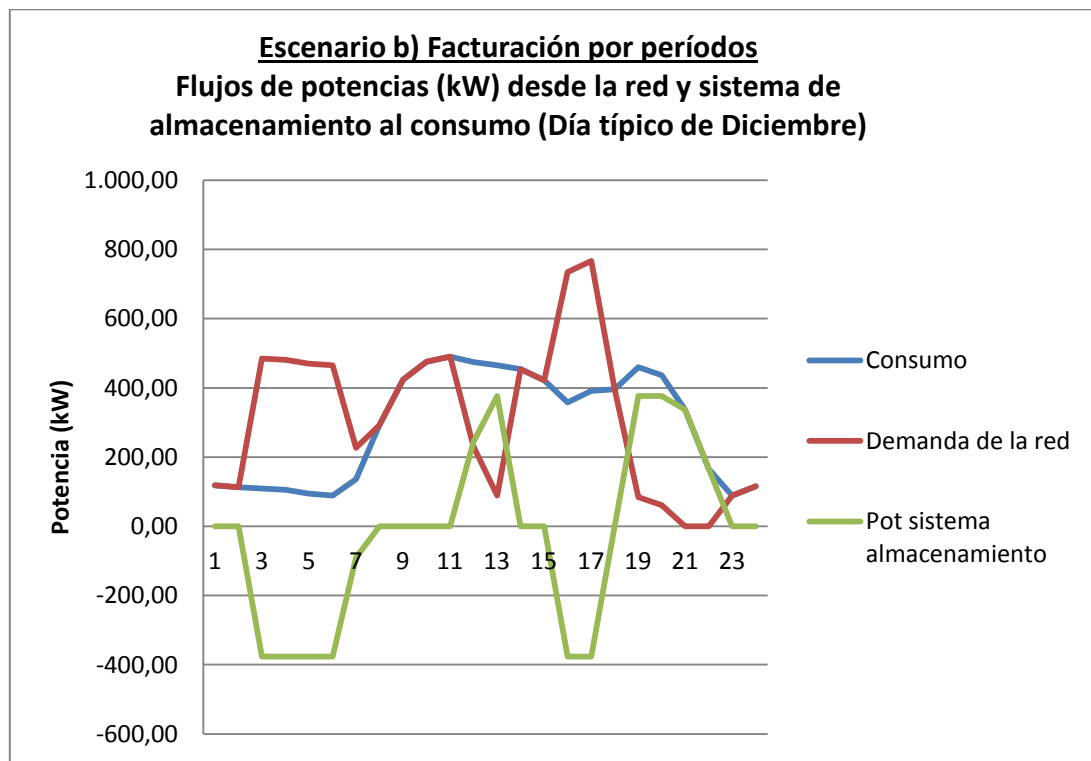


Figura A8.9: Flujos de potencias resultantes de la optimización en Escenario b) de día típico del mes de Diciembre

**ANEXO 9: PROGRAMA EN LP SOLVE PARA OPTIMIZACION DEL ESCENARIO B) CON BATERIAS****OPZS DE EXIDE**

/* Funcion Objetivo: minimizar producto de (precio En + Precio Pot) x Pot + coste bateria por ciclo + coste convertidor por ciclo */				
min:				
1.22634 PR0101 +	0.89548 PR0406 +	1.724591 PR6217 +	0.87244 PR1004 +	
1.06212 PR0102 +	1.01262 PR0407 +	1.719608 PR6218 +	0.8281 PR1005 +	
0.82104 PR0103 +	1.09128 PR0408 +	1.721599 PR6219 +	0.87808 PR1006 +	
0.7278 PR0104 +	1.38286 PR0409 +	1.339426 PR6220 +	0.9928 PR1007 +	
0.67426 PR0105 +	1.4112 PR0410 +	1.364385 PR6221 +	1.1242 PR1008 +	
0.70448 PR0106 +	1.47252 PR0411 +	1.367641 PR6222 +	1.35754 PR1009 +	
0.86688 PR0107 +	1.50406 PR0412 +	1.335268 PR6223 +	1.39238 PR1010 +	
1.08964 PR0108 +	1.52252 PR0413 +	1.289508 PR6224 +	1.41598 PR1011 +	
2.17146 PR0109 +	1.51804 PR0414 +	1.197693 PR0701 +	1.44026 PR1012 +	
2.35524 PR0110 +	1.47048 PR0415 +	1.120056 PR0702 +	1.45156 PR1013 +	
2.82382 PR0111 +	1.41648 PR0416 +	1.004871 PR0703 +	1.4449 PR1014 +	
2.82394 PR0112 +	1.3351 PR0417 +	0.983262 PR0704 +	1.38542 PR1015 +	
2.94182 PR0113 +	1.3381 PR0418 +	0.924672 PR0705 +	1.34802 PR1016 +	
2.36146 PR0114 +	1.32244 PR0419 +	0.948528 PR0706 +	1.31054 PR1017 +	
2.30536 PR0115 +	1.38658 PR0420 +	1.036455 PR0707 +	1.31818 PR1018 +	
2.2202 PR0116 +	1.54942 PR0421 +	1.08654 PR0708 +	1.34406 PR1019 +	
2.23294 PR0117 +	1.5982 PR0422 +	2.351286 PR0709 +	1.53812 PR1020 +	
2.44078 PR0118 +	1.5501 PR0423 +	2.427915 PR0710 +	1.65192 PR1021 +	
3.41082 PR0119 +	1.42736 PR0424 +	2.537283 PR0711 +	1.63868 PR1022 +	
3.6199 PR0120 +	1.244056 PR0501 +	3.343536 PR0712 +	1.47532 PR1023 +	
3.56656 PR0121 +	1.170026 PR0502 +	3.381441 PR0713 +	1.34098 PR1024 +	
3.38082 PR0122 +	1.086382 PR0503 +	3.388077 PR0714 +	1.14848 PR1101 +	
2.72372 PR0123 +	1.039764 PR0504 +	3.27999 PR0715 +	1.0085 PR1102 +	
2.31156 PR0124 +	1.026564 PR0505 +	3.144498 PR0716 +	0.84006 PR1103 +	
1.078421 PR0201 +	1.05864 PR0506 +	3.08217 PR0717 +	0.81246 PR1104 +	
0.98914 PR0202 +	1.16677 PR0507 +	3.060708 PR0718 +	0.7986 PR1105 +	
0.857299 PR0203 +	1.170994 PR0508 +	3.061989 PR0719 +	0.84422 PR1106 +	
0.817741 PR0204 +	1.486848 PR0509 +	2.433606 PR0720 +	1.03464 PR1107 +	
0.790229 PR0205 +	1.527284 PR0510 +	2.4801 PR0721 +	1.13292 PR1108 +	
0.828457 PR0206 +	1.601182 PR0511 +	2.489004 PR0722 +	1.53188 PR1109 +	
0.896648 PR0207 +	1.642146 PR0512 +	2.49858 PR0723 +	1.60154 PR1110 +	
1.049446 PR0208 +	1.65803 PR0513 +	2.409246 PR0724 +	1.6347 PR1111 +	
2.197521 PR0209 +	1.654356 PR0514 +	1.085364 PR0801 +	1.65756 PR1112 +	
2.244261 PR0210 +	1.621576 PR0515 +	1.022343 PR0802 +	1.71124 PR1113 +	
2.77457 PR0211 +	1.570008 PR0516 +	0.973434 PR0803 +	1.6594 PR1114 +	
2.739591 PR0212 +	1.5323 PR0517 +	0.938553 PR0804 +	1.60256 PR1115 +	
2.823419 PR0213 +	1.533642 PR0518 +	0.879291 PR0805 +	1.58042 PR1116 +	
2.216806 PR0214 +	1.526118 PR0519 +	0.905142 PR0806 +	1.65244 PR1117 +	
2.169097 PR0215 +	1.530738 PR0520 +	0.971565 PR0807 +	1.74054 PR1118 +	
2.092584 PR0216 +	1.654246 PR0521 +	1.000356 PR0808 +	2.22136 PR1119 +	
2.089506 PR0217 +	1.66804 PR0522 +	1.099644 PR0809 +	2.33266 PR1120 +	
2.229175 PR0218 +	1.646106 PR0523 +	1.151871 PR0810 +	2.29196 PR1121 +	
3.154703 PR0219 +	1.546578 PR0524 +	1.205421 PR0811 +	2.11014 PR1122 +	
3.292282 PR0221 +	0.55898 PR6101 +	1.249227 PR0812 +	1.70142 PR1123 +	
2.693858 PR0222 +	0.51181 PR6102 +	1.263675 PR0813 +	1.5536 PR1124 +	
2.442469 PR0223 +	0.47257 PR6103 +	1.279236 PR0814 +	1.178961 PR1201 +	
2.236091 PR0224 +	0.4543 PR6104 +	1.222809 PR0815 +	1.063482 PR1202 +	
1.156911 PR0301 +	0.42791 PR6105 +	1.172262 PR0816 +	0.939792 PR1203 +	
1.067976 PR0302 +	0.4374 PR6106 +	1.152669 PR0817 +	0.867111 PR1204 +	
0.897309 PR0303 +	0.51301 PR6107 +	1.146285 PR0818 +	0.828744 PR1205 +	
0.875721 PR0304 +	0.55607 PR6108 +	1.150422 PR0819 +	0.873516 PR1206 +	
0.850983 PR0305 +	0.83393 PR6109 +	1.162875 PR0820 +	0.998739 PR1207 +	
0.912702 PR0306 +	1.00534 PR6110 +	1.200633 PR0821 +	1.151997 PR1208 +	
1.051491 PR0307 +	1.02703 PR6111 +	1.215501 PR0822 +	2.309412 PR1209 +	
1.179906 PR0308 +	1.05414 PR6112 +	1.219449 PR0823 +	2.324826 PR1210 +	
1.692453 PR0309 +	1.06097 PR6113 +	1.131984 PR0824 +	2.833425 PR1211 +	
1.76169 PR0310 +	1.0621 PR6114 +	1.215566 PR0901 +	2.858667 PR1212 +	
1.772253 PR0311 +	1.03766 PR6115 +	1.117908 PR0902 +	2.917131 PR1213 +	
1.769187 PR0312 +	0.85986 PR6116 +	1.038004 PR0903 +	2.354226 PR1214 +	
1.789263 PR0313 +	0.8379 PR6117 +	1.016356 PR0904 +	2.32071 PR1215 +	
1.733109 PR0314 +	0.83263 PR6118 +	0.987096 PR0905 +	2.267769 PR1216 +	
1.71402 PR0315 +	0.82804 PR6119 +	1.003706 PR0906 +	2.276673 PR1217 +	
1.650369 PR0316 +	0.82955 PR6120 +	1.112628 PR0907 +	2.527371 PR1218 +	
1.853145 PR0317 +	0.85252 PR6121 +	1.200518 PR0908 +	3.453639 PR1219 +	
1.930047 PR0318 +	0.87 PR6122 +	1.729816 PR0909 +	3.505719 PR1220 +	
2.133222 PR0319 +	0.8546 PR6123 +	2.142426 PR0910 +	3.452106 PR1221 +	
2.383836 PR0320 +	0.8074 PR6124 +	2.245232 PR0911 +	2.899134 PR1222 +	
2.404689 PR0321 +	0.598818 PR6201 +	2.306238 PR0912 +	2.532747 PR1223 +	
2.39064 PR0322 +	0.579843 PR6202 +	2.330548 PR0913 +	2.251368 PR1224 +	
1.908648 PR0323 +	0.547932 PR6203 +	2.341702 PR0914 +	CSISTANUAL ;	
1.730253 PR0324 +	0.537482 PR6204 +	2.23586 PR0915 +		
1.1642 PR0401 +	0.510521 PR6205 +	1.840652 PR0916 +	/* Ciclos anuales del sistema*/	
1.06436 PR0402 +	0.519002 PR6206 +	1.813218 PR0917 +	CICLOS <= CICLOSMAX;	
0.9475 PR0403 +	0.567534 PR6207 +	1.818058 PR0918 +	CICLOS = 20 delta01 + 19 delta02	
0.8861 PR0404 +	0.585376 PR6208 +	1.813636 PR0919 +	+ 21 delta03	
0.84258 PR0405 +	1.307713 PR6209 +	1.907026 PR0920 +	+ 20 delta04 + 22 delta05 + 10	
	1.341604 PR6210 +	1.97263 PR0921 +	delta06	
	1.383943 PR6211 +	2.002528 PR0922 +	+ 11 delta06 + 21 delta07 + 21	
	1.841323 PR6212 +	1.873784 PR0923 +	delta08	
	1.852202 PR6213 +	1.725152 PR0924 +	+ 22 delta09 + 20 delta10 + 20	
	1.851938 PR6214 +	1.12678 PR1001 +	delta11 + 21 delta12 ;	
	1.804352 PR6215 +	1.01742 PR1002 +		
	1.741619 PR6216 +	0.92 PR1003 +		

**/ Ecuaciones de equilibrio de las potencias de la red-consumo-sistema almacenamiento \*/**

PR0101 = PL0101 + PSISTIN0101 - PSISTOUT0101 ;	PR0219 = PL0219 + PSISTIN0219 - PSISTOUT0219 ;	PR0415 = PL0415 + PSISTIN0415 - PSISTOUT0415 ;	PR6111 = PL6111 + PSISTIN6111 - PSISTOUT6111 ;
PR0102 = PL0102 + PSISTIN0102 - PSISTOUT0102 ;	PR0220 = PL0220 + PSISTIN0220 - PSISTOUT0220 ;	PR0416 = PL0416 + PSISTIN0416 - PSISTOUT0416 ;	PR6112 = PL6112 + PSISTIN6112 - PSISTOUT6112 ;
PR0103 = PL0103 + PSISTIN0103 - PSISTOUT0103 ;	PR0221 = PL0221 + PSISTIN0221 - PSISTOUT0221 ;	PR0417 = PL0417 + PSISTIN0417 - PSISTOUT0417 ;	PR6113 = PL6113 + PSISTIN6113 - PSISTOUT6113 ;
PR0104 = PL0104 + PSISTIN0104 - PSISTOUT0104 ;	PR0222 = PL0222 + PSISTIN0222 - PSISTOUT0222 ;	PR0418 = PL0418 + PSISTIN0418 - PSISTOUT0418 ;	PR6114 = PL6114 + PSISTIN6114 - PSISTOUT6114 ;
PR0105 = PL0105 + PSISTIN0105 - PSISTOUT0105 ;	PR0223 = PL0223 + PSISTIN0223 - PSISTOUT0223 ;	PR0419 = PL0419 + PSISTIN0419 - PSISTOUT0419 ;	PR6115 = PL6115 + PSISTIN6115 - PSISTOUT6115 ;
PR0106 = PL0106 + PSISTIN0106 - PSISTOUT0106 ;	PR0224 = PL0224 + PSISTIN0224 - PSISTOUT0224 ;	PR0420 = PL0420 + PSISTIN0420 - PSISTOUT0420 ;	PR6116 = PL6116 + PSISTIN6116 - PSISTOUT6116 ;
PR0107 = PL0107 + PSISTIN0107 - PSISTOUT0107 ;	PR0301 = PL0301 + PSISTIN0301 - PSISTOUT0301 ;	PR0421 = PL0421 + PSISTIN0421 - PSISTOUT0421 ;	PR6117 = PL6117 + PSISTIN6117 - PSISTOUT6117 ;
PR0108 = PL0108 + PSISTIN0108 - PSISTOUT0108 ;	PR0302 = PL0302 + PSISTIN0302 - PSISTOUT0302 ;	PR0422 = PL0422 + PSISTIN0422 - PSISTOUT0422 ;	PR6118 = PL6118 + PSISTIN6118 - PSISTOUT6118 ;
PR0109 = PL0109 + PSISTIN0109 - PSISTOUT0109 ;	PR0303 = PL0303 + PSISTIN0303 - PSISTOUT0303 ;	PR0423 = PL0423 + PSISTIN0423 - PSISTOUT0423 ;	PR6119 = PL6119 + PSISTIN6119 - PSISTOUT6119 ;
PR0110 = PL0110 + PSISTIN0110 - PSISTOUT0110 ;	PR0304 = PL0304 + PSISTIN0304 - PSISTOUT0304 ;	PR0424 = PL0424 + PSISTIN0424 - PSISTOUT0424 ;	PR6120 = PL6120 + PSISTIN6120 - PSISTOUT6120 ;
PR0111 = PL0111 + PSISTIN0111 - PSISTOUT0111 ;	PR0305 = PL0305 + PSISTIN0305 - PSISTOUT0305 ;	PR0501 = PL0501 + PSISTIN0501 - PSISTOUT0501 ;	PR6121 = PL6121 + PSISTIN6121 - PSISTOUT6121 ;
PR0112 = PL0112 + PSISTIN0112 - PSISTOUT0112 ;	PR0306 = PL0306 + PSISTIN0306 - PSISTOUT0306 ;	PR0502 = PL0502 + PSISTIN0502 - PSISTOUT0502 ;	PR6122 = PL6122 + PSISTIN6122 - PSISTOUT6122 ;
PR0113 = PL0113 + PSISTIN0113 - PSISTOUT0113 ;	PR0307 = PL0307 + PSISTIN0307 - PSISTOUT0307 ;	PR0503 = PL0503 + PSISTIN0503 - PSISTOUT0503 ;	PR6123 = PL6123 + PSISTIN6123 - PSISTOUT6123 ;
PR0114 = PL0114 + PSISTIN0114 - PSISTOUT0114 ;	PR0308 = PL0308 + PSISTIN0308 - PSISTOUT0308 ;	PR0504 = PL0504 + PSISTIN0504 - PSISTOUT0504 ;	PR6124 = PL6124 + PSISTIN6124 - PSISTOUT6124 ;
PR0115 = PL0115 + PSISTIN0115 - PSISTOUT0115 ;	PR0309 = PL0309 + PSISTIN0309 - PSISTOUT0309 ;	PR0505 = PL0505 + PSISTIN0505 - PSISTOUT0505 ;	PR6201 = PL6201 + PSISTIN6201 - PSISTOUT6201 ;
PR0116 = PL0116 + PSISTIN0116 - PSISTOUT0116 ;	PR0310 = PL0310 + PSISTIN0310 - PSISTOUT0310 ;	PR0506 = PL0506 + PSISTIN0506 - PSISTOUT0506 ;	PR6202 = PL6202 + PSISTIN6202 - PSISTOUT6202 ;
PR0117 = PL0117 + PSISTIN0117 - PSISTOUT0117 ;	PR0311 = PL0311 + PSISTIN0311 - PSISTOUT0311 ;	PR0507 = PL0507 + PSISTIN0507 - PSISTOUT0507 ;	PR6203 = PL6203 + PSISTIN6203 - PSISTOUT6203 ;
PR0118 = PL0118 + PSISTIN0118 - PSISTOUT0118 ;	PR0312 = PL0312 + PSISTIN0312 - PSISTOUT0312 ;	PR0508 = PL0508 + PSISTIN0508 - PSISTOUT0508 ;	PR6204 = PL6204 + PSISTIN6204 - PSISTOUT6204 ;
PR0119 = PL0119 + PSISTIN0119 - PSISTOUT0119 ;	PR0313 = PL0313 + PSISTIN0313 - PSISTOUT0313 ;	PR0509 = PL0509 + PSISTIN0509 - PSISTOUT0509 ;	PR6205 = PL6205 + PSISTIN6205 - PSISTOUT6205 ;
PR0120 = PL0120 + PSISTIN0120 - PSISTOUT0120 ;	PR0314 = PL0314 + PSISTIN0314 - PSISTOUT0314 ;	PR0510 = PL0510 + PSISTIN0510 - PSISTOUT0510 ;	PR6206 = PL6206 + PSISTIN6206 - PSISTOUT6206 ;
PR0121 = PL0121 + PSISTIN0121 - PSISTOUT0121 ;	PR0315 = PL0315 + PSISTIN0315 - PSISTOUT0315 ;	PR0511 = PL0511 + PSISTIN0511 - PSISTOUT0511 ;	PR6207 = PL6207 + PSISTIN6207 - PSISTOUT6207 ;
PR0122 = PL0122 + PSISTIN0122 - PSISTOUT0122 ;	PR0316 = PL0316 + PSISTIN0316 - PSISTOUT0316 ;	PR0512 = PL0512 + PSISTIN0512 - PSISTOUT0512 ;	PR6208 = PL6208 + PSISTIN6208 - PSISTOUT6208 ;
PR0123 = PL0123 + PSISTIN0123 - PSISTOUT0123 ;	PR0317 = PL0317 + PSISTIN0317 - PSISTOUT0317 ;	PR0513 = PL0513 + PSISTIN0513 - PSISTOUT0513 ;	PR6209 = PL6209 + PSISTIN6209 - PSISTOUT6209 ;
PR0124 = PL0124 + PSISTIN0124 - PSISTOUT0124 ;	PR0318 = PL0318 + PSISTIN0318 - PSISTOUT0318 ;	PR0514 = PL0514 + PSISTIN0514 - PSISTOUT0514 ;	PR6210 = PL6210 + PSISTIN6210 - PSISTOUT6210 ;
PR0201 = PL0201 + PSISTIN0201 - PSISTOUT0201 ;	PR0319 = PL0319 + PSISTIN0319 - PSISTOUT0319 ;	PR0515 = PL0515 + PSISTIN0515 - PSISTOUT0515 ;	PR6211 = PL6211 + PSISTIN6211 - PSISTOUT6211 ;
PR0202 = PL0202 + PSISTIN0202 - PSISTOUT0202 ;	PR0320 = PL0320 + PSISTIN0320 - PSISTOUT0320 ;	PR0516 = PL0516 + PSISTIN0516 - PSISTOUT0516 ;	PR6212 = PL6212 + PSISTIN6212 - PSISTOUT6212 ;
PR0203 = PL0203 + PSISTIN0203 - PSISTOUT0203 ;	PR0321 = PL0321 + PSISTIN0321 - PSISTOUT0321 ;	PR0517 = PL0517 + PSISTIN0517 - PSISTOUT0517 ;	PR6213 = PL6213 + PSISTIN6213 - PSISTOUT6213 ;
PR0204 = PL0204 + PSISTIN0204 - PSISTOUT0204 ;	PR0322 = PL0322 + PSISTIN0322 - PSISTOUT0322 ;	PR0518 = PL0518 + PSISTIN0518 - PSISTOUT0518 ;	PR6214 = PL6214 + PSISTIN6214 - PSISTOUT6214 ;
PR0205 = PL0205 + PSISTIN0205 - PSISTOUT0205 ;	PR0323 = PL0323 + PSISTIN0323 - PSISTOUT0323 ;	PR0519 = PL0519 + PSISTIN0519 - PSISTOUT0519 ;	PR6215 = PL6215 + PSISTIN6215 - PSISTOUT6215 ;
PR0206 = PL0206 + PSISTIN0206 - PSISTOUT0206 ;	PR0324 = PL0324 + PSISTIN0324 - PSISTOUT0324 ;	PR0520 = PL0520 + PSISTIN0520 - PSISTOUT0520 ;	PR6216 = PL6216 + PSISTIN6216 - PSISTOUT6216 ;
PR0207 = PL0207 + PSISTIN0207 - PSISTOUT0207 ;	PR0401 = PL0401 + PSISTIN0401 - PSISTOUT0401 ;	PR0521 = PL0521 + PSISTIN0521 - PSISTOUT0521 ;	PR6217 = PL6217 + PSISTIN6217 - PSISTOUT6217 ;
PR0208 = PL0208 + PSISTIN0208 - PSISTOUT0208 ;	PR0402 = PL0402 + PSISTIN0402 - PSISTOUT0402 ;	PR0522 = PL0522 + PSISTIN0522 - PSISTOUT0522 ;	PR6218 = PL6218 + PSISTIN6218 - PSISTOUT6218 ;
PR0209 = PL0209 + PSISTIN0209 - PSISTOUT0209 ;	PR0403 = PL0403 + PSISTIN0403 - PSISTOUT0403 ;	PR0523 = PL0523 + PSISTIN0523 - PSISTOUT0523 ;	PR6219 = PL6219 + PSISTIN6219 - PSISTOUT6219 ;
PR0210 = PL0210 + PSISTIN0210 - PSISTOUT0210 ;	PR0404 = PL0404 + PSISTIN0404 - PSISTOUT0404 ;	PR0524 = PL0524 + PSISTIN0524 - PSISTOUT0524 ;	PR6220 = PL6220 + PSISTIN6220 - PSISTOUT6220 ;
PR0211 = PL0211 + PSISTIN0211 - PSISTOUT0211 ;	PR0405 = PL0405 + PSISTIN0405 - PSISTOUT0405 ;	PR6101 = PL6101 + PSISTIN6101 - PSISTOUT6101 ;	PR6221 = PL6221 + PSISTIN6221 - PSISTOUT6221 ;
PR0212 = PL0212 + PSISTIN0212 - PSISTOUT0212 ;	PR0406 = PL0406 + PSISTIN0406 - PSISTOUT0406 ;	PR6102 = PL6102 + PSISTIN6102 - PSISTOUT6102 ;	PR6222 = PL6222 + PSISTIN6222 - PSISTOUT6222 ;
PR0213 = PL0213 + PSISTIN0213 - PSISTOUT0213 ;	PR0407 = PL0407 + PSISTIN0407 - PSISTOUT0407 ;	PR6103 = PL6103 + PSISTIN6103 - PSISTOUT6103 ;	PR6223 = PL6223 + PSISTIN6223 - PSISTOUT6223 ;
PR0214 = PL0214 + PSISTIN0214 - PSISTOUT0214 ;	PR0408 = PL0408 + PSISTIN0408 - PSISTOUT0408 ;	PR6104 = PL6104 + PSISTIN6104 - PSISTOUT6104 ;	PR6224 = PL6224 + PSISTIN6224 - PSISTOUT6224 ;
PR0215 = PL0215 + PSISTIN0215 - PSISTOUT0215 ;	PR0409 = PL0409 + PSISTIN0409 - PSISTOUT0409 ;	PR6105 = PL6105 + PSISTIN6105 - PSISTOUT6105 ;	PR0701 = PL0701 + PSISTIN0701 - PSISTOUT0701 ;
PR0216 = PL0216 + PSISTIN0216 - PSISTOUT0216 ;	PR0410 = PL0410 + PSISTIN0410 - PSISTOUT0410 ;	PR6106 = PL6106 + PSISTIN6106 - PSISTOUT6106 ;	PR0702 = PL0702 + PSISTIN0702 - PSISTOUT0702 ;
PR0217 = PL0217 + PSISTIN0217 - PSISTOUT0217 ;	PR0411 = PL0411 + PSISTIN0411 - PSISTOUT0411 ;	PR6107 = PL6107 + PSISTIN6107 - PSISTOUT6107 ;	PR0703 = PL0703 + PSISTIN0703 - PSISTOUT0703 ;
PR0218 = PL0218 + PSISTIN0218 - PSISTOUT0218 ;	PR0412 = PL0412 + PSISTIN0412 - PSISTOUT0412 ;	PR6108 = PL6108 + PSISTIN6108 - PSISTOUT6108 ;	PR0704 = PL0704 + PSISTIN0704 - PSISTOUT0704 ;
	PR0413 = PL0413 + PSISTIN0413 - PSISTOUT0413 ;	PR6109 = PL6109 + PSISTIN6109 - PSISTOUT6109 ;	PR0705 = PL0705 + PSISTIN0705 - PSISTOUT0705 ;
	PR0414 = PL0414 + PSISTIN0414 - PSISTOUT0414 ;	PR6110 = PL6110 + PSISTIN6110 - PSISTOUT6110 ;	PR0706 = PL0706 + PSISTIN0706 - PSISTOUT0706 ;

PR0707 = PL0707 + PSISTIN0707 - PSISTOUT0707 ;	PR0903 = PL0903 + PSISTIN0903 - PSISTOUT0903 ;	PR1023 = PL1023 + PSISTIN1023 - PSISTOUT1023 ;	PR1219 = PL1219 + PSISTIN1219 - PSISTOUT1219 ;
PR0708 = PL0708 + PSISTIN0708 - PSISTOUT0708 ;	PR0904 = PL0904 + PSISTIN0904 - PSISTOUT0904 ;	PR1024 = PL1024 + PSISTIN1024 - PSISTOUT1024 ;	PR1220 = PL1220 + PSISTIN1220 - PSISTOUT1220 ;
PR0709 = PL0709 + PSISTIN0709 - PSISTOUT0709 ;	PR0905 = PL0905 + PSISTIN0905 - PSISTOUT0905 ;	PR1101 = PL1101 + PSISTIN1101 - PSISTOUT1101 ;	PR1221 = PL1221 + PSISTIN1221 - PSISTOUT1221 ;
PR0710 = PL0710 + PSISTIN0710 - PSISTOUT0710 ;	PR0906 = PL0906 + PSISTIN0906 - PSISTOUT0906 ;	PR1102 = PL1102 + PSISTIN1102 - PSISTOUT1102 ;	PR1222 = PL1222 + PSISTIN1222 - PSISTOUT1222 ;
PR0711 = PL0711 + PSISTIN0711 - PSISTOUT0711 ;	PR0907 = PL0907 + PSISTIN0907 - PSISTOUT0907 ;	PR1103 = PL1103 + PSISTIN1103 - PSISTOUT1103 ;	PR1223 = PL1223 + PSISTIN1223 - PSISTOUT1223 ;
PR0712 = PL0712 + PSISTIN0712 - PSISTOUT0712 ;	PR0908 = PL0908 + PSISTIN0908 - PSISTOUT0908 ;	PR1104 = PL1104 + PSISTIN1104 - PSISTOUT1104 ;	PR1224 = PL1224 + PSISTIN1224 - PSISTOUT1224 ;
PR0713 = PL0713 + PSISTIN0713 - PSISTOUT0713 ;	PR0909 = PL0909 + PSISTIN0909 - PSISTOUT0909 ;	PR1105 = PL1105 + PSISTIN1105 - PSISTOUT1105 ;	/* La potencia de entrada desde la red sera siempre mayor o igual a 0 (no se exporta a la red) */
PR0714 = PL0714 + PSISTIN0714 - PSISTOUT0714 ;	PR0910 = PL0910 + PSISTIN0910 - PSISTOUT0910 ;	PR1106 = PL1106 + PSISTIN1106 - PSISTOUT1106 ;	
PR0715 = PL0715 + PSISTIN0715 - PSISTOUT0715 ;	PR0911 = PL0911 + PSISTIN0911 - PSISTOUT0911 ;	PR1107 = PL1107 + PSISTIN1107 - PSISTOUT1107 ;	PR0101 >= 0;
PR0716 = PL0716 + PSISTIN0716 - PSISTOUT0716 ;	PR0912 = PL0912 + PSISTIN0912 - PSISTOUT0912 ;	PR1108 = PL1108 + PSISTIN1108 - PSISTOUT1108 ;	PR0102 >= 0;
PR0717 = PL0717 + PSISTIN0717 - PSISTOUT0717 ;	PR0913 = PL0913 + PSISTIN0913 - PSISTOUT0913 ;	PR1109 = PL1109 + PSISTIN1109 - PSISTOUT1109 ;	PR0103 >= 0;
PR0718 = PL0718 + PSISTIN0718 - PSISTOUT0718 ;	PR0914 = PL0914 + PSISTIN0914 - PSISTOUT0914 ;	PR1110 = PL1110 + PSISTIN1110 - PSISTOUT1110 ;	PR0104 >= 0;
PR0719 = PL0719 + PSISTIN0719 - PSISTOUT0719 ;	PR0915 = PL0915 + PSISTIN0915 - PSISTOUT0915 ;	PR1111 = PL1111 + PSISTIN1111 - PSISTOUT1111 ;	PR0105 >= 0;
PR0720 = PL0720 + PSISTIN0720 - PSISTOUT0720 ;	PR0916 = PL0916 + PSISTIN0916 - PSISTOUT0916 ;	PR1112 = PL1112 + PSISTIN1112 - PSISTOUT1112 ;	PR0106 >= 0;
PR0721 = PL0721 + PSISTIN0721 - PSISTOUT0721 ;	PR0917 = PL0917 + PSISTIN0917 - PSISTOUT0917 ;	PR1113 = PL1113 + PSISTIN1113 - PSISTOUT1113 ;	PR0107 >= 0;
PR0722 = PL0722 + PSISTIN0722 - PSISTOUT0722 ;	PR0918 = PL0918 + PSISTIN0918 - PSISTOUT0918 ;	PR1114 = PL1114 + PSISTIN1114 - PSISTOUT1114 ;	PR0108 >= 0;
PR0723 = PL0723 + PSISTIN0723 - PSISTOUT0723 ;	PR0919 = PL0919 + PSISTIN0919 - PSISTOUT0919 ;	PR1115 = PL1115 + PSISTIN1115 - PSISTOUT1115 ;	PR0109 >= 0;
PR0724 = PL0724 + PSISTIN0724 - PSISTOUT0724 ;	PR0920 = PL0920 + PSISTIN0920 - PSISTOUT0920 ;	PR1116 = PL1116 + PSISTIN1116 - PSISTOUT1116 ;	PR0110 >= 0;
PR0801 = PL0801 + PSISTIN0801 - PSISTOUT0801 ;	PR0921 = PL0921 + PSISTIN0921 - PSISTOUT0921 ;	PR1117 = PL1117 + PSISTIN1117 - PSISTOUT1117 ;	PR0111 >= 0;
PR0802 = PL0802 + PSISTIN0802 - PSISTOUT0802 ;	PR0922 = PL0922 + PSISTIN0922 - PSISTOUT0922 ;	PR1118 = PL1118 + PSISTIN1118 - PSISTOUT1118 ;	PR0112 >= 0;
PR0803 = PL0803 + PSISTIN0803 - PSISTOUT0803 ;	PR0923 = PL0923 + PSISTIN0923 - PSISTOUT0923 ;	PR1119 = PL1119 + PSISTIN1119 - PSISTOUT1119 ;	PR0113 >= 0;
PR0804 = PL0804 + PSISTIN0804 - PSISTOUT0804 ;	PR0924 = PL0924 + PSISTIN0924 - PSISTOUT0924 ;	PR1120 = PL1120 + PSISTIN1120 - PSISTOUT1120 ;	PR0114 >= 0;
PR0805 = PL0805 + PSISTIN0805 - PSISTOUT0805 ;	PR1001 = PL1001 + PSISTIN1001 - PSISTOUT1001 ;	PR1121 = PL1121 + PSISTIN1121 - PSISTOUT1121 ;	PR0115 >= 0;
PR0806 = PL0806 + PSISTIN0806 - PSISTOUT0806 ;	PR1002 = PL1002 + PSISTIN1002 - PSISTOUT1002 ;	PR1122 = PL1122 + PSISTIN1122 - PSISTOUT1122 ;	PR0116 >= 0;
PR0807 = PL0807 + PSISTIN0807 - PSISTOUT0807 ;	PR1003 = PL1003 + PSISTIN1003 - PSISTOUT1003 ;	PR1123 = PL1123 + PSISTIN1123 - PSISTOUT1123 ;	PR0117 >= 0;
PR0808 = PL0808 + PSISTIN0808 - PSISTOUT0808 ;	PR1004 = PL1004 + PSISTIN1004 - PSISTOUT1004 ;	PR1124 = PL1124 + PSISTIN1124 - PSISTOUT1124 ;	PR0118 >= 0;
PR0809 = PL0809 + PSISTIN0809 - PSISTOUT0809 ;	PR1005 = PL1005 + PSISTIN1005 - PSISTOUT1005 ;	PR1201 = PL1201 + PSISTIN1201 - PSISTOUT1201 ;	PR0119 >= 0;
PR0810 = PL0810 + PSISTIN0810 - PSISTOUT0810 ;	PR1006 = PL1006 + PSISTIN1006 - PSISTOUT1006 ;	PR1202 = PL1202 + PSISTIN1202 - PSISTOUT1202 ;	PR0120 >= 0;
PR0811 = PL0811 + PSISTIN0811 - PSISTOUT0811 ;	PR1007 = PL1007 + PSISTIN1007 - PSISTOUT1007 ;	PR1203 = PL1203 + PSISTIN1203 - PSISTOUT1203 ;	PR0121 >= 0;
PR0812 = PL0812 + PSISTIN0812 - PSISTOUT0812 ;	PR1008 = PL1008 + PSISTIN1008 - PSISTOUT1008 ;	PR1204 = PL1204 + PSISTIN1204 - PSISTOUT1204 ;	PR0122 >= 0;
PR0813 = PL0813 + PSISTIN0813 - PSISTOUT0813 ;	PR1009 = PL1009 + PSISTIN1009 - PSISTOUT1009 ;	PR1205 = PL1205 + PSISTIN1205 - PSISTOUT1205 ;	PR0123 >= 0;
PR0814 = PL0814 + PSISTIN0814 - PSISTOUT0814 ;	PR1010 = PL1010 + PSISTIN1010 - PSISTOUT1010 ;	PR1206 = PL1206 + PSISTIN1206 - PSISTOUT1206 ;	PR0124 >= 0;
PR0815 = PL0815 + PSISTIN0815 - PSISTOUT0815 ;	PR1011 = PL1011 + PSISTIN1011 - PSISTOUT1011 ;	PR1207 = PL1207 + PSISTIN1207 - PSISTOUT1207 ;	PR0201 >= 0;
PR0816 = PL0816 + PSISTIN0816 - PSISTOUT0816 ;	PR1012 = PL1012 + PSISTIN1012 - PSISTOUT1012 ;	PR1208 = PL1208 + PSISTIN1208 - PSISTOUT1208 ;	PR0202 >= 0;
PR0817 = PL0817 + PSISTIN0817 - PSISTOUT0817 ;	PR1013 = PL1013 + PSISTIN1013 - PSISTOUT1013 ;	PR1209 = PL1209 + PSISTIN1209 - PSISTOUT1209 ;	PR0203 >= 0;
PR0818 = PL0818 + PSISTIN0818 - PSISTOUT0818 ;	PR1014 = PL1014 + PSISTIN1014 - PSISTOUT1014 ;	PR1210 = PL1210 + PSISTIN1210 - PSISTOUT1210 ;	PR0204 >= 0;
PR0819 = PL0819 + PSISTIN0819 - PSISTOUT0819 ;	PR1015 = PL1015 + PSISTIN1015 - PSISTOUT1015 ;	PR1211 = PL1211 + PSISTIN1211 - PSISTOUT1211 ;	PR0205 >= 0;
PR0820 = PL0820 + PSISTIN0820 - PSISTOUT0820 ;	PR1016 = PL1016 + PSISTIN1016 - PSISTOUT1016 ;	PR1212 = PL1212 + PSISTIN1212 - PSISTOUT1212 ;	PR0206 >= 0;
PR0821 = PL0821 + PSISTIN0821 - PSISTOUT0821 ;	PR1017 = PL1017 + PSISTIN1017 - PSISTOUT1017 ;	PR1213 = PL1213 + PSISTIN1213 - PSISTOUT1213 ;	PR0207 >= 0;
PR0822 = PL0822 + PSISTIN0822 - PSISTOUT0822 ;	PR1018 = PL1018 + PSISTIN1018 - PSISTOUT1018 ;	PR1214 = PL1214 + PSISTIN1214 - PSISTOUT1214 ;	PR0208 >= 0;
PR0823 = PL0823 + PSISTIN0823 - PSISTOUT0823 ;	PR1019 = PL1019 + PSISTIN1019 - PSISTOUT1019 ;	PR1215 = PL1215 + PSISTIN1215 - PSISTOUT1215 ;	PR0209 >= 0;
PR0824 = PL0824 + PSISTIN0824 - PSISTOUT0824 ;	PR1020 = PL1020 + PSISTIN1020 - PSISTOUT1020 ;	PR1216 = PL1216 + PSISTIN1216 - PSISTOUT1216 ;	PR0210 >= 0;
PR0901 = PL0901 + PSISTIN0901 - PSISTOUT0901 ;	PR1021 = PL1021 + PSISTIN1021 - PSISTOUT1021 ;	PR1217 = PL1217 + PSISTIN1217 - PSISTOUT1217 ;	PR0211 >= 0;
PR0902 = PL0902 + PSISTIN0902 - PSISTOUT0902 ;	PR1022 = PL1022 + PSISTIN1022 - PSISTOUT1022 ;	PR1218 = PL1218 + PSISTIN1218 - PSISTOUT1218 ;	PR0212 >= 0;
			PR0213 >= 0;
			PR0214 >= 0;
			PR0215 >= 0;
			PR0216 >= 0;
			PR0217 >= 0;
			PR0218 >= 0;
			PR0219 >= 0;
			PR0220 >= 0;
			PR0221 >= 0;
			PR0222 >= 0;
			PR0223 >= 0;
			PR0224 >= 0;
			PR0301 >= 0;
			PR0302 >= 0;
			PR0303 >= 0;
			PR0304 >= 0;
			PR0305 >= 0;
			PR0306 >= 0;
			PR0307 >= 0;
			PR0308 >= 0;
			PR0309 >= 0;
			PR0310 >= 0;
			PR0311 >= 0;
			PR0312 >= 0;
			PR0313 >= 0;
			PR0314 >= 0;
			PR0315 >= 0;
			PR0316 >= 0;
			PR0317 >= 0;
			PR0318 >= 0;
			PR0319 >= 0;
			PR0320 >= 0;
			PR0321 >= 0;
			PR0322 >= 0;
			PR0323 >= 0;















PSISTOUT1109 <= P;			PSISTOUT0122 <=	10000	PSISTOUT0318 <=	10000	PSISTOUT0514 <=	10000
PSISTOUT1110 <= P;			YOUT0122;		YOUT0318;		YOUT0514;	
PSISTOUT1111 <= P;			PSISTOUT0123 <=	10000	PSISTOUT0319 <=	10000	PSISTOUT0515 <=	10000
PSISTOUT1112 <= P;			YOUT0123;		YOUT0319;		YOUT0515;	
PSISTOUT1113 <= P;			PSISTOUT0124 <=	10000	PSISTOUT0320 <=	10000	PSISTOUT0516 <=	10000
PSISTOUT1114 <= P;			YOUT0124;		YOUT0320;		YOUT0516;	
PSISTOUT1115 <= P;			PSISTOUT0201 <=	10000	PSISTOUT0321 <=	10000	PSISTOUT0517 <=	10000
PSISTOUT1116 <= P;			YOUT0201;		YOUT0321;		YOUT0517;	
PSISTOUT1117 <= P;			PSISTOUT0202 <=	10000	PSISTOUT0322 <=	10000	PSISTOUT0518 <=	10000
PSISTOUT1118 <= P;			YOUT0202;		YOUT0322;		YOUT0518;	
PSISTOUT1119 <= P;			PSISTOUT0203 <=	10000	PSISTOUT0323 <=	10000	PSISTOUT0519 <=	10000
PSISTOUT1120 <= P;			YOUT0203;		YOUT0323;		YOUT0519;	
PSISTOUT1121 <= P;			PSISTOUT0204 <=	10000	PSISTOUT0324 <=	10000	PSISTOUT0520 <=	10000
PSISTOUT1122 <= P;			YOUT0204;		YOUT0324;		YOUT0520;	
PSISTOUT1123 <= P;			PSISTOUT0205 <=	10000	PSISTOUT0401 <=	10000	PSISTOUT0521 <=	10000
PSISTOUT1124 <= P;			YOUT0205;		YOUT0401;		YOUT0521;	
PSISTOUT1201 <= P;			PSISTOUT0206 <=	10000	PSISTOUT0402 <=	10000	PSISTOUT0522 <=	10000
PSISTOUT1202 <= P;			YOUT0206;		YOUT0402;		YOUT0522;	
PSISTOUT1203 <= P;			PSISTOUT0207 <=	10000	PSISTOUT0403 <=	10000	PSISTOUT0523 <=	10000
PSISTOUT1204 <= P;			YOUT0207;		YOUT0403;		YOUT0523;	
PSISTOUT1205 <= P;			PSISTOUT0208 <=	10000	PSISTOUT0404 <=	10000	PSISTOUT0524 <=	10000
PSISTOUT1206 <= P;			YOUT0208;		YOUT0404;		YOUT0524;	
PSISTOUT1207 <= P;			PSISTOUT0209 <=	10000	PSISTOUT0405 <=	10000	PSISTOUT6101 <=	10000
PSISTOUT1208 <= P;			YOUT0209;		YOUT0405;		YOUT6101;	
PSISTOUT1209 <= P;			PSISTOUT0210 <=	10000	PSISTOUT0406 <=	10000	PSISTOUT6102 <=	10000
PSISTOUT1210 <= P;			YOUT0210;		YOUT0406;		YOUT6102;	
PSISTOUT1211 <= P;			PSISTOUT0211 <=	10000	PSISTOUT0407 <=	10000	PSISTOUT6103 <=	10000
PSISTOUT1212 <= P;			YOUT0211;		YOUT0407;		YOUT6103;	
PSISTOUT1213 <= P;			PSISTOUT0212 <=	10000	PSISTOUT0408 <=	10000	PSISTOUT6104 <=	10000
PSISTOUT1214 <= P;			YOUT0212;		YOUT0408;		YOUT6104;	
PSISTOUT1215 <= P;			PSISTOUT0213 <=	10000	PSISTOUT0409 <=	10000	PSISTOUT6105 <=	10000
PSISTOUT1216 <= P;			YOUT0213;		YOUT0409;		YOUT6105;	
PSISTOUT1217 <= P;			PSISTOUT0214 <=	10000	PSISTOUT0410 <=	10000	PSISTOUT6106 <=	10000
PSISTOUT1218 <= P;			YOUT0214;		YOUT0410;		YOUT6106;	
PSISTOUT1219 <= P;			PSISTOUT0215 <=	10000	PSISTOUT0411 <=	10000	PSISTOUT6107 <=	10000
PSISTOUT1220 <= P;			YOUT0215;		YOUT0411;		YOUT6107;	
PSISTOUT1221 <= P;			PSISTOUT0216 <=	10000	PSISTOUT0412 <=	10000	PSISTOUT6108 <=	10000
PSISTOUT1222 <= P;			YOUT0216;		YOUT0412;		YOUT6108;	
PSISTOUT1223 <= P;			PSISTOUT0217 <=	10000	PSISTOUT0413 <=	10000	PSISTOUT6109 <=	10000
PSISTOUT1224 <= P;			YOUT0217;		YOUT0413;		YOUT6109;	
			PSISTOUT0218 <=	10000	PSISTOUT0414 <=	10000	PSISTOUT6110 <=	10000
			YOUT0218;		YOUT0414;		YOUT6110;	
<b>/= Restricciones para poner</b>			PSISTOUT0219 <=	10000	PSISTOUT0415 <=	10000	PSISTOUT6111 <=	10000
<b>condición de que no cargue y</b>			YOUT0219;		YOUT0415;		YOUT6111;	
<b>descargue en el mismo periodo.</b>			PSISTOUT0220 <=	10000	PSISTOUT0416 <=	10000	PSISTOUT6112 <=	10000
<b>Salida'/</b>			YOUT0220;		YOUT0416;		YOUT6112;	
PSISTOUT0101 <=	10000		PSISTOUT0221 <=	10000	PSISTOUT0417 <=	10000	PSISTOUT6113 <=	10000
YOUT0101;			YOUT0221;		YOUT0417;		YOUT6113;	
PSISTOUT0102 <=	10000		PSISTOUT0222 <=	10000	PSISTOUT0418 <=	10000	PSISTOUT6114 <=	10000
YOUT0102;			YOUT0222;		YOUT0418;		YOUT6114;	
PSISTOUT0103 <=	10000		PSISTOUT0223 <=	10000	PSISTOUT0419 <=	10000	PSISTOUT6115 <=	10000
YOUT0103;			YOUT0223;		YOUT0419;		YOUT6115;	
PSISTOUT0104 <=	10000		PSISTOUT0224 <=	10000	PSISTOUT0420 <=	10000	PSISTOUT6116 <=	10000
YOUT0104;			YOUT0224;		YOUT0420;		YOUT6116;	
PSISTOUT0105 <=	10000		PSISTOUT0301 <=	10000	PSISTOUT0421 <=	10000	PSISTOUT6117 <=	10000
YOUT0105;			YOUT0301;		YOUT0421;		YOUT6117;	
PSISTOUT0106 <=	10000		PSISTOUT0302 <=	10000	PSISTOUT0422 <=	10000	PSISTOUT6118 <=	10000
YOUT0106;			YOUT0302;		YOUT0422;		YOUT6118;	
PSISTOUT0107 <=	10000		PSISTOUT0303 <=	10000	PSISTOUT0423 <=	10000	PSISTOUT6119 <=	10000
YOUT0107;			YOUT0303;		YOUT0423;		YOUT6119;	
PSISTOUT0108 <=	10000		PSISTOUT0304 <=	10000	PSISTOUT0424 <=	10000	PSISTOUT6120 <=	10000
YOUT0108;			YOUT0304;		YOUT0424;		YOUT6120;	
PSISTOUT0109 <=	10000		PSISTOUT0305 <=	10000	PSISTOUT0501 <=	10000	PSISTOUT6121 <=	10000
YOUT0109;			YOUT0305;		YOUT0501;		YOUT6121;	
PSISTOUT0110 <=	10000		PSISTOUT0306 <=	10000	PSISTOUT0502 <=	10000	PSISTOUT6122 <=	10000
YOUT0110;			YOUT0306;		YOUT0502;		YOUT6122;	
PSISTOUT0111 <=	10000		PSISTOUT0307 <=	10000	PSISTOUT0503 <=	10000	PSISTOUT6123 <=	10000
YOUT0111;			YOUT0307;		YOUT0503;		YOUT6123;	
PSISTOUT0112 <=	10000		PSISTOUT0308 <=	10000	PSISTOUT0504 <=	10000	PSISTOUT6124 <=	10000
YOUT0112;			YOUT0308;		YOUT0504;		YOUT6124;	
PSISTOUT0113 <=	10000		PSISTOUT0309 <=	10000	PSISTOUT0505 <=	10000	PSISTOUT6201 <=	10000
YOUT0113;			YOUT0309;		YOUT0505;		YOUT6201;	
PSISTOUT0114 <=	10000		PSISTOUT0310 <=	10000	PSISTOUT0506 <=	10000	PSISTOUT6202 <=	10000
YOUT0114;			YOUT0310;		YOUT0506;		YOUT6202;	
PSISTOUT0115 <=	10000		PSISTOUT0311 <=	10000	PSISTOUT0507 <=	10000	PSISTOUT6203 <=	10000
YOUT0115;			YOUT0311;		YOUT0507;		YOUT6203;	
PSISTOUT0116 <=	10000		PSISTOUT0312 <=	10000	PSISTOUT0508 <=	10000	PSISTOUT6204 <=	10000
YOUT0116;			YOUT0312;		YOUT0508;		YOUT6204;	
PSISTOUT0117 <=	10000		PSISTOUT0313 <=	10000	PSISTOUT0509 <=	10000	PSISTOUT6205 <=	10000
YOUT0117;			YOUT0313;		YOUT0509;		YOUT6205;	
PSISTOUT0118 <=	10000		PSISTOUT0314 <=	10000	PSISTOUT0510 <=	10000	PSISTOUT6206 <=	10000
YOUT0118;			YOUT0314;		YOUT0510;		YOUT6206;	
PSISTOUT0119 <=	10000		PSISTOUT0315 <=	10000	PSISTOUT0511 <=	10000	PSISTOUT6207 <=	10000
YOUT0119;			YOUT0315;		YOUT0511;		YOUT6207;	
PSISTOUT0120 <=	10000		PSISTOUT0316 <=	10000	PSISTOUT0512 <=	10000	PSISTOUT6208 <=	10000
YOUT0120;			YOUT0316;		YOUT0512;		YOUT6208;	
PSISTOUT0121 <=	10000		PSISTOUT0317 <=	10000	PSISTOUT0513 <=	10000	PSISTOUT6209 <=	10000
YOUT0121;			YOUT0317;		YOUT0513;		YOUT6209;	

PSISTOUT6210	<=	10000	PSISTOUT0806	<=	10000	PSISTOUT1002	<=	10000	PSISTOUT1122	<=	10000
YOUT6210;			YOUT0806;			YOUT1002;			YOUT1122;		
PSISTOUT6211	<=	10000	PSISTOUT0807	<=	10000	PSISTOUT1003	<=	10000	PSISTOUT1123	<=	10000
YOUT6211;			YOUT0807;			YOUT1003;			YOUT1123;		
PSISTOUT6212	<=	10000	PSISTOUT0808	<=	10000	PSISTOUT1004	<=	10000	PSISTOUT1124	<=	10000
YOUT6212;			YOUT0808;			YOUT1004;			YOUT1124;		
PSISTOUT6213	<=	10000	PSISTOUT0809	<=	10000	PSISTOUT1005	<=	10000	PSISTOUT1201	<=	10000
YOUT6213;			YOUT0809;			YOUT1005;			YOUT1201;		
PSISTOUT6214	<=	10000	PSISTOUT0810	<=	10000	PSISTOUT1006	<=	10000	PSISTOUT1202	<=	10000
YOUT6214;			YOUT0810;			YOUT1006;			YOUT1202;		
PSISTOUT6215	<=	10000	PSISTOUT0811	<=	10000	PSISTOUT1007	<=	10000	PSISTOUT1203	<=	10000
YOUT6215;			YOUT0811;			YOUT1007;			YOUT1203;		
PSISTOUT6216	<=	10000	PSISTOUT0812	<=	10000	PSISTOUT1008	<=	10000	PSISTOUT1204	<=	10000
YOUT6216;			YOUT0812;			YOUT1008;			YOUT1204;		
PSISTOUT6217	<=	10000	PSISTOUT0813	<=	10000	PSISTOUT1009	<=	10000	PSISTOUT1205	<=	10000
YOUT6217;			YOUT0813;			YOUT1009;			YOUT1205;		
PSISTOUT6218	<=	10000	PSISTOUT0814	<=	10000	PSISTOUT1010	<=	10000	PSISTOUT1206	<=	10000
YOUT6218;			YOUT0814;			YOUT1010;			YOUT1206;		
PSISTOUT6219	<=	10000	PSISTOUT0815	<=	10000	PSISTOUT1011	<=	10000	PSISTOUT1207	<=	10000
YOUT6219;			YOUT0815;			YOUT1011;			YOUT1207;		
PSISTOUT6220	<=	10000	PSISTOUT0816	<=	10000	PSISTOUT1012	<=	10000	PSISTOUT1208	<=	10000
YOUT6220;			YOUT0816;			YOUT1012;			YOUT1208;		
PSISTOUT6221	<=	10000	PSISTOUT0817	<=	10000	PSISTOUT1013	<=	10000	PSISTOUT1209	<=	10000
YOUT6221;			YOUT0817;			YOUT1013;			YOUT1209;		
PSISTOUT6222	<=	10000	PSISTOUT0818	<=	10000	PSISTOUT1014	<=	10000	PSISTOUT1210	<=	10000
YOUT6222;			YOUT0818;			YOUT1014;			YOUT1210;		
PSISTOUT6223	<=	10000	PSISTOUT0819	<=	10000	PSISTOUT1015	<=	10000	PSISTOUT1211	<=	10000
YOUT6223;			YOUT0819;			YOUT1015;			YOUT1211;		
PSISTOUT6224	<=	10000	PSISTOUT0820	<=	10000	PSISTOUT1016	<=	10000	PSISTOUT1212	<=	10000
YOUT6224;			YOUT0820;			YOUT1016;			YOUT1212;		
PSISTOUT0701	<=	10000	PSISTOUT0821	<=	10000	PSISTOUT1017	<=	10000	PSISTOUT1213	<=	10000
YOUT0701;			YOUT0821;			YOUT1017;			YOUT1213;		
PSISTOUT0702	<=	10000	PSISTOUT0822	<=	10000	PSISTOUT1018	<=	10000	PSISTOUT1214	<=	10000
YOUT0702;			YOUT0822;			YOUT1018;			YOUT1214;		
PSISTOUT0703	<=	10000	PSISTOUT0823	<=	10000	PSISTOUT1019	<=	10000	PSISTOUT1215	<=	10000
YOUT0703;			YOUT0823;			YOUT1019;			YOUT1215;		
PSISTOUT0704	<=	10000	PSISTOUT0824	<=	10000	PSISTOUT1020	<=	10000	PSISTOUT1216	<=	10000
YOUT0704;			YOUT0824;			YOUT1020;			YOUT1216;		
PSISTOUT0705	<=	10000	PSISTOUT0901	<=	10000	PSISTOUT1021	<=	10000	PSISTOUT1217	<=	10000
YOUT0705;			YOUT0901;			YOUT1021;			YOUT1217;		
PSISTOUT0706	<=	10000	PSISTOUT0902	<=	10000	PSISTOUT1022	<=	10000	PSISTOUT1218	<=	10000
YOUT0706;			YOUT0902;			YOUT1022;			YOUT1218;		
PSISTOUT0707	<=	10000	PSISTOUT0903	<=	10000	PSISTOUT1023	<=	10000	PSISTOUT1219	<=	10000
YOUT0707;			YOUT0903;			YOUT1023;			YOUT1219;		
PSISTOUT0708	<=	10000	PSISTOUT0904	<=	10000	PSISTOUT1024	<=	10000	PSISTOUT1220	<=	10000
YOUT0708;			YOUT0904;			YOUT1024;			YOUT1220;		
PSISTOUT0709	<=	10000	PSISTOUT0905	<=	10000	PSISTOUT1101	<=	10000	PSISTOUT1221	<=	10000
YOUT0709;			YOUT0905;			YOUT1101;			YOUT1221;		
PSISTOUT0710	<=	10000	PSISTOUT0906	<=	10000	PSISTOUT1102	<=	10000	PSISTOUT1222	<=	10000
YOUT0710;			YOUT0906;			YOUT1102;			YOUT1222;		
PSISTOUT0711	<=	10000	PSISTOUT0907	<=	10000	PSISTOUT1103	<=	10000	PSISTOUT1223	<=	10000
YOUT0711;			YOUT0907;			YOUT1103;			YOUT1223;		
PSISTOUT0712	<=	10000	PSISTOUT0908	<=	10000	PSISTOUT1104	<=	10000	PSISTOUT1224	<=	10000
YOUT0712;			YOUT0908;			YOUT1104;			YOUT1224;		
PSISTOUT0713	<=	10000	PSISTOUT0909	<=	10000	PSISTOUT1105	<=	10000	/* La potencia de salida del sistema debe ser mayor o igual a 0 */		
YOUT0713;			YOUT0909;			YOUT1105;					
PSISTOUT0714	<=	10000	PSISTOUT0910	<=	10000	PSISTOUT1106	<=	10000			
YOUT0714;			YOUT0910;			YOUT1106;			PSISTOUT0101 >=0;		
PSISTOUT0715	<=	10000	PSISTOUT0911	<=	10000	PSISTOUT1107	<=	10000	PSISTOUT0102 >=0;		
YOUT0715;			YOUT0911;			YOUT1107;			PSISTOUT0103 >=0;		
PSISTOUT0716	<=	10000	PSISTOUT0912	<=	10000	PSISTOUT1108	<=	10000	PSISTOUT0104 >=0;		
YOUT0716;			YOUT0912;			YOUT1108;			PSISTOUT0105 >=0;		
PSISTOUT0717	<=	10000	PSISTOUT0913	<=	10000	PSISTOUT1109	<=	10000	PSISTOUT0106 >=0;		
YOUT0717;			YOUT0913;			YOUT1109;			PSISTOUT0107 >=0;		
PSISTOUT0718	<=	10000	PSISTOUT0914	<=	10000	PSISTOUT1110	<=	10000	PSISTOUT0108 >=0;		
YOUT0718;			YOUT0914;			YOUT1110;			PSISTOUT0109 >=0;		
PSISTOUT0719	<=	10000	PSISTOUT0915	<=	10000	PSISTOUT1111	<=	10000	PSISTOUT0110 >=0;		
YOUT0719;			YOUT0915;			YOUT1111;			PSISTOUT0111 >=0;		
PSISTOUT0720	<=	10000	PSISTOUT0916	<=	10000	PSISTOUT1112	<=	10000	PSISTOUT0112 >=0;		
YOUT0720;			YOUT0916;			YOUT1112;			PSISTOUT0113 >=0;		
PSISTOUT0721	<=	10000	PSISTOUT0917	<=	10000	PSISTOUT1113	<=	10000	PSISTOUT0114 >=0;		
YOUT0721;			YOUT0917;			YOUT1113;			PSISTOUT0115 >=0;		
PSISTOUT0722	<=	10000	PSISTOUT0918	<=	10000	PSISTOUT1114	<=	10000	PSISTOUT0116 >=0;		
YOUT0722;			YOUT0918;			YOUT1114;			PSISTOUT0117 >=0;		
PSISTOUT0723	<=	10000	PSISTOUT0919	<=	10000	PSISTOUT1115	<=	10000	PSISTOUT0118 >=0;		
YOUT0723;			YOUT0919;			YOUT1115;			PSISTOUT0119 >=0;		
PSISTOUT0724	<=	10000	PSISTOUT0920	<=	10000	PSISTOUT1116	<=	10000	PSISTOUT0120 >=0;		
YOUT0724;			YOUT0920;			YOUT1116;			PSISTOUT0121 >=0;		
PSISTOUT0801	<=	10000	PSISTOUT0921	<=	10000	PSISTOUT1117	<=	10000	PSISTOUT0122 >=0;		
YOUT0801;			YOUT0921;			YOUT1117;			PSISTOUT0123 >=0;		
PSISTOUT0802	<=	10000	PSISTOUT0922	<=	10000	PSISTOUT1118	<=	10000	PSISTOUT0124 >=0;		
YOUT0802;			YOUT0922;			YOUT1118;			PSISTOUT0201 >=0;		
PSISTOUT0803	<=	10000	PSISTOUT0923	<=	10000	PSISTOUT1119	<=	10000	PSISTOUT0202 >=0;		
YOUT0803;			YOUT0923;			YOUT1119;			PSISTOUT0203 >=0;		
PSISTOUT0804	<=	10000	PSISTOUT0924	<=	10000	PSISTOUT1120	<=	10000	PSISTOUT0204 >=0;		
YOUT0804;			YOUT0924;			YOUT1120;			PSISTOUT0205 >=0;		
PSISTOUT0805	<=	10000	PSISTOUT1001	<=	10000	PSISTOUT1121	<=	10000			
YOUT0805;			YOUT1001;			YOUT1121;					





YIN0317 + YOUT0317<=1;	YIN6209 + YOUT6209<=1;	YIN1001 + YOUT1001<=1;	SOC0104 = SOC0103 + PBIN0104 -
YIN0318 + YOUT0318<=1;	YIN6210 + YOUT6210<=1;	YIN1002 + YOUT1002<=1;	PBOUT0104;
YIN0319 + YOUT0319<=1;	YIN6211 + YOUT6211<=1;	YIN1003 + YOUT1003<=1;	SOC0105 = SOC0104 + PBIN0105 -
YIN0320 + YOUT0320<=1;	YIN6212 + YOUT6212<=1;	YIN1004 + YOUT1004<=1;	PBOUT0105;
YIN0321 + YOUT0321<=1;	YIN6213 + YOUT6213<=1;	YIN1005 + YOUT1005<=1;	SOC0106 = SOC0105 + PBIN0106 -
YIN0322 + YOUT0322<=1;	YIN6214 + YOUT6214<=1;	YIN1006 + YOUT1006<=1;	PBOUT0106;
YIN0323 + YOUT0323<=1;	YIN6215 + YOUT6215<=1;	YIN1007 + YOUT1007<=1;	SOC0107 = SOC0106 + PBIN0107 -
YIN0324 + YOUT0324<=1;	YIN6216 + YOUT6216<=1;	YIN1008 + YOUT1008<=1;	PBOUT0107;
YIN0401 + YOUT0401<=1;	YIN6217 + YOUT6217<=1;	YIN1009 + YOUT1009<=1;	SOC0108 = SOC0107 + PBIN0108 -
YIN0402 + YOUT0402<=1;	YIN6218 + YOUT6218<=1;	YIN1010 + YOUT1010<=1;	PBOUT0108;
YIN0403 + YOUT0403<=1;	YIN6219 + YOUT6219<=1;	YIN1011 + YOUT1011<=1;	SOC0109 = SOC0108 + PBIN0109 -
YIN0404 + YOUT0404<=1;	YIN6220 + YOUT6220<=1;	YIN1012 + YOUT1012<=1;	PBOUT0109;
YIN0405 + YOUT0405<=1;	YIN6221 + YOUT6221<=1;	YIN1013 + YOUT1013<=1;	SOC0110 = SOC0109 + PBIN0110 -
YIN0406 + YOUT0406<=1;	YIN6222 + YOUT6222<=1;	YIN1014 + YOUT1014<=1;	PBOUT0110;
YIN0407 + YOUT0407<=1;	YIN6223 + YOUT6223<=1;	YIN1015 + YOUT1015<=1;	SOC0111 = SOC0110 + PBIN0111 -
YIN0408 + YOUT0408<=1;	YIN6224 + YOUT6224<=1;	YIN1016 + YOUT1016<=1;	PBOUT0111;
YIN0409 + YOUT0409<=1;	YIN0701 + YOUT0701<=1;	YIN1017 + YOUT1017<=1;	SOC0112 = SOC0111 + PBIN0112 -
YIN0410 + YOUT0410<=1;	YIN0702 + YOUT0702<=1;	YIN1018 + YOUT1018<=1;	PBOUT0112;
YIN0411 + YOUT0411<=1;	YIN0703 + YOUT0703<=1;	YIN1019 + YOUT1019<=1;	SOC0113 = SOC0112 + PBIN0113 -
YIN0412 + YOUT0412<=1;	YIN0704 + YOUT0704<=1;	YIN1020 + YOUT1020<=1;	PBOUT0113;
YIN0413 + YOUT0413<=1;	YIN0705 + YOUT0705<=1;	YIN1021 + YOUT1021<=1;	SOC0114 = SOC0113 + PBIN0114 -
YIN0414 + YOUT0414<=1;	YIN0706 + YOUT0706<=1;	YIN1022 + YOUT1022<=1;	PBOUT0114;
YIN0415 + YOUT0415<=1;	YIN0707 + YOUT0707<=1;	YIN1023 + YOUT1023<=1;	SOC0115 = SOC0114 + PBIN0115 -
YIN0416 + YOUT0416<=1;	YIN0708 + YOUT0708<=1;	YIN1024 + YOUT1024<=1;	PBOUT0115;
YIN0417 + YOUT0417<=1;	YIN0709 + YOUT0709<=1;	YIN1101 + YOUT1101<=1;	SOC0116 = SOC0115 + PBIN0116 -
YIN0418 + YOUT0418<=1;	YIN0710 + YOUT0710<=1;	YIN1102 + YOUT1102<=1;	PBOUT0116;
YIN0419 + YOUT0419<=1;	YIN0711 + YOUT0711<=1;	YIN1103 + YOUT1103<=1;	SOC0117 = SOC0116 + PBIN0117 -
YIN0420 + YOUT0420<=1;	YIN0712 + YOUT0712<=1;	YIN1104 + YOUT1104<=1;	PBOUT0117;
YIN0421 + YOUT0421<=1;	YIN0713 + YOUT0713<=1;	YIN1105 + YOUT1105<=1;	SOC0118 = SOC0117 + PBIN0118 -
YIN0422 + YOUT0422<=1;	YIN0714 + YOUT0714<=1;	YIN1106 + YOUT1106<=1;	PBOUT0118;
YIN0423 + YOUT0423<=1;	YIN0715 + YOUT0715<=1;	YIN1107 + YOUT1107<=1;	SOC0119 = SOC0118 + PBIN0119 -
YIN0424 + YOUT0424<=1;	YIN0716 + YOUT0716<=1;	YIN1108 + YOUT1108<=1;	PBOUT0119;
YIN0501 + YOUT0501<=1;	YIN0717 + YOUT0717<=1;	YIN1109 + YOUT1109<=1;	SOC0120 = SOC0119 + PBIN0120 -
YIN0502 + YOUT0502<=1;	YIN0718 + YOUT0718<=1;	YIN1110 + YOUT1110<=1;	PBOUT0120;
YIN0503 + YOUT0503<=1;	YIN0719 + YOUT0719<=1;	YIN1111 + YOUT1111<=1;	SOC0121 = SOC0120 + PBIN0121 -
YIN0504 + YOUT0504<=1;	YIN0720 + YOUT0720<=1;	YIN1112 + YOUT1112<=1;	PBOUT0121;
YIN0505 + YOUT0505<=1;	YIN0721 + YOUT0721<=1;	YIN1113 + YOUT1113<=1;	SOC0122 = SOC0121 + PBIN0122 -
YIN0506 + YOUT0506<=1;	YIN0722 + YOUT0722<=1;	YIN1114 + YOUT1114<=1;	PBOUT0122;
YIN0507 + YOUT0507<=1;	YIN0723 + YOUT0723<=1;	YIN1115 + YOUT1115<=1;	SOC0123 = SOC0122 + PBIN0123 -
YIN0508 + YOUT0508<=1;	YIN0724 + YOUT0724<=1;	YIN1116 + YOUT1116<=1;	PBOUT0123;
YIN0509 + YOUT0509<=1;	YIN0801 + YOUT0801<=1;	YIN1117 + YOUT1117<=1;	SOC0124 = SOC0123 + PBIN0124 -
YIN0510 + YOUT0510<=1;	YIN0802 + YOUT0802<=1;	YIN1118 + YOUT1118<=1;	PBOUT0124;
YIN0511 + YOUT0511<=1;	YIN0803 + YOUT0803<=1;	YIN1119 + YOUT1119<=1;	SOC0201 = SOC0 + PBIN0201 -
YIN0512 + YOUT0512<=1;	YIN0804 + YOUT0804<=1;	YIN1120 + YOUT1120<=1;	PBOUT0201;
YIN0513 + YOUT0513<=1;	YIN0805 + YOUT0805<=1;	YIN1121 + YOUT1121<=1;	SOC0202 = SOC0201 + PBIN0202 -
YIN0514 + YOUT0514<=1;	YIN0806 + YOUT0806<=1;	YIN1122 + YOUT1122<=1;	PBOUT0202;
YIN0515 + YOUT0515<=1;	YIN0807 + YOUT0807<=1;	YIN1123 + YOUT1123<=1;	SOC0203 = SOC0202 + PBIN0203 -
YIN0516 + YOUT0516<=1;	YIN0808 + YOUT0808<=1;	YIN1124 + YOUT1124<=1;	PBOUT0203;
YIN0517 + YOUT0517<=1;	YIN0809 + YOUT0809<=1;	YIN1201 + YOUT1201<=1;	SOC0204 = SOC0203 + PBIN0204 -
YIN0518 + YOUT0518<=1;	YIN0810 + YOUT0810<=1;	YIN1202 + YOUT1202<=1;	PBOUT0204;
YIN0519 + YOUT0519<=1;	YIN0811 + YOUT0811<=1;	YIN1203 + YOUT1203<=1;	SOC0205 = SOC0204 + PBIN0205 -
YIN0520 + YOUT0520<=1;	YIN0812 + YOUT0812<=1;	YIN1204 + YOUT1204<=1;	PBOUT0205;
YIN0521 + YOUT0521<=1;	YIN0813 + YOUT0813<=1;	YIN1205 + YOUT1205<=1;	SOC0206 = SOC0205 + PBIN0206 -
YIN0522 + YOUT0522<=1;	YIN0814 + YOUT0814<=1;	YIN1206 + YOUT1206<=1;	PBOUT0206;
YIN0523 + YOUT0523<=1;	YIN0815 + YOUT0815<=1;	YIN1207 + YOUT1207<=1;	SOC0207 = SOC0206 + PBIN0207 -
YIN0524 + YOUT0524<=1;	YIN0816 + YOUT0816<=1;	YIN1208 + YOUT1208<=1;	PBOUT0207;
YIN6101 + YOUT6101<=1;	YIN0817 + YOUT0817<=1;	YIN1209 + YOUT1209<=1;	SOC0208 = SOC0207 + PBIN0208 -
YIN6102 + YOUT6102<=1;	YIN0818 + YOUT0818<=1;	YIN1210 + YOUT1210<=1;	PBOUT0208;
YIN6103 + YOUT6103<=1;	YIN0819 + YOUT0819<=1;	YIN1211 + YOUT1211<=1;	SOC0209 = SOC0208 + PBIN0209 -
YIN6104 + YOUT6104<=1;	YIN0820 + YOUT0820<=1;	YIN1212 + YOUT1212<=1;	PBOUT0209;
YIN6105 + YOUT6105<=1;	YIN0821 + YOUT0821<=1;	YIN1213 + YOUT1213<=1;	SOC0210 = SOC0209 + PBIN0210 -
YIN6106 + YOUT6106<=1;	YIN0822 + YOUT0822<=1;	YIN1214 + YOUT1214<=1;	PBOUT0210;
YIN6107 + YOUT6107<=1;	YIN0823 + YOUT0823<=1;	YIN1215 + YOUT1215<=1;	SOC0211 = SOC0210 + PBIN0211 -
YIN6108 + YOUT6108<=1;	YIN0824 + YOUT0824<=1;	YIN1216 + YOUT1216<=1;	PBOUT0211;
YIN6109 + YOUT6109<=1;	YIN0901 + YOUT0901<=1;	YIN1217 + YOUT1217<=1;	SOC0212 = SOC0211 + PBIN0212 -
YIN6110 + YOUT6110<=1;	YIN0902 + YOUT0902<=1;	YIN1218 + YOUT1218<=1;	PBOUT0212;
YIN6111 + YOUT6111<=1;	YIN0903 + YOUT0903<=1;	YIN1219 + YOUT1219<=1;	SOC0213 = SOC0212 + PBIN0213 -
YIN6112 + YOUT6112<=1;	YIN0904 + YOUT0904<=1;	YIN1220 + YOUT1220<=1;	PBOUT0213;
YIN6113 + YOUT6113<=1;	YIN0905 + YOUT0905<=1;	YIN1221 + YOUT1221<=1;	SOC0214 = SOC0213 + PBIN0214 -
YIN6114 + YOUT6114<=1;	YIN0906 + YOUT0906<=1;	YIN1222 + YOUT1222<=1;	PBOUT0214;
YIN6115 + YOUT6115<=1;	YIN0907 + YOUT0907<=1;	YIN1223 + YOUT1223<=1;	SOC0215 = SOC0214 + PBIN0215 -
YIN6116 + YOUT6116<=1;	YIN0908 + YOUT0908<=1;	YIN1224 + YOUT1224<=1;	PBOUT0215;
YIN6117 + YOUT6117<=1;	YIN0909 + YOUT0909<=1;		SOC0216 = SOC0215 + PBIN0216 -
YIN6118 + YOUT6118<=1;	YIN0910 + YOUT0910<=1;		PBOUT0216;
YIN6119 + YOUT6119<=1;	YIN0911 + YOUT0911<=1;		SOC0217 = SOC0216 + PBIN0217 -
YIN6120 + YOUT6120<=1;	YIN0912 + YOUT0912<=1;		PBOUT0217;
YIN6121 + YOUT6121<=1;	YIN0913 + YOUT0913<=1;		SOC0218 = SOC0217 + PBIN0218 -
YIN6122 + YOUT6122<=1;	YIN0914 + YOUT0914<=1;		PBOUT0218;
YIN6123 + YOUT6123<=1;	YIN0915 + YOUT0915<=1;		SOC0219 = SOC0218 + PBIN0219 -
YIN6124 + YOUT6124<=1;	YIN0916 + YOUT0916<=1;		PBOUT0219;
YIN6201 + YOUT6201<=1;	YIN0917 + YOUT0917<=1;		SOC0220 = SOC0219 + PBIN0220 -
YIN6202 + YOUT6202<=1;	YIN0918 + YOUT0918<=1;		PBOUT0220;
YIN6203 + YOUT6203<=1;	YIN0919 + YOUT0919<=1;		SOC0221 = SOC0220 + PBIN0221 -
YIN6204 + YOUT6204<=1;	YIN0920 + YOUT0920<=1;		PBOUT0221;
YIN6205 + YOUT6205<=1;	YIN0921 + YOUT0921<=1;		SOC0222 = SOC0221 + PBIN0222 -
YIN6206 + YOUT6206<=1;	YIN0922 + YOUT0922<=1;		PBOUT0222;
YIN6207 + YOUT6207<=1;	YIN0923 + YOUT0923<=1;		SOC0223 = SOC0222 + PBIN0223 -
YIN6208 + YOUT6208<=1;	YIN0924 + YOUT0924<=1;		PBOUT0223;
		<b>/* BATERIA */</b>	
		<b>/* La capacidad de la batería es mayor o igual que 0 */</b>	
		C >= 0;	
		<b>/* Estado de carga de la Batería al final de cada hora */</b>	
		SOC0 = SOCMIN;	
		SOC0101 = SOC0 + PBIN0101 -	
		PBOUT0101;	
		SOC0102 = SOC0101 + PBIN0102 -	
		PBOUT0102;	
		SOC0103 = SOC0102 + PBIN0103 -	
		PBOUT0103;	

SOC0224 = SOC0223 + PBIN0224 - PBOUT0224;	SOC0420 = SOC0419 + PBIN0420 - PBOUT0420;	SOC6116 = SOC6115 + PBIN6116 - PBOUT6116;	SOC0712 = SOC0711 + PBIN0712 - PBOUT0712;
SOC0301 = SOC0 + PBIN0301 - PBOUT0301;	SOC0421 = SOC0420 + PBIN0421 - PBOUT0421;	SOC6117 = SOC6116 + PBIN6117 - PBOUT6117;	SOC0713 = SOC0712 + PBIN0713 - PBOUT0713;
SOC0302 = SOC0301 + PBIN0302 - PBOUT0302;	SOC0422 = SOC0421 + PBIN0422 - PBOUT0422;	SOC6118 = SOC6117 + PBIN6118 - PBOUT6118;	SOC0714 = SOC0713 + PBIN0714 - PBOUT0714;
SOC0303 = SOC0302 + PBIN0303 - PBOUT0303;	SOC0423 = SOC0422 + PBIN0423 - PBOUT0423;	SOC6119 = SOC6118 + PBIN6119 - PBOUT6119;	SOC0715 = SOC0714 + PBIN0715 - PBOUT0715;
SOC0304 = SOC0303 + PBIN0304 - PBOUT0304;	SOC0424 = SOC0423 + PBIN0424 - PBOUT0424;	SOC6120 = SOC6119 + PBIN6120 - PBOUT6120;	SOC0716 = SOC0715 + PBIN0716 - PBOUT0716;
SOC0305 = SOC0304 + PBIN0305 - PBOUT0305;	SOC0501 = SOC0 + PBIN0501 - PBOUT0501;	SOC6121 = SOC6120 + PBIN6121 - PBOUT6121;	SOC0717 = SOC0716 + PBIN0717 - PBOUT0717;
SOC0306 = SOC0305 + PBIN0306 - PBOUT0306;	SOC0502 = SOC0501 + PBIN0502 - PBOUT0502;	SOC6122 = SOC6121 + PBIN6122 - PBOUT6122;	SOC0718 = SOC0717 + PBIN0718 - PBOUT0718;
SOC0307 = SOC0306 + PBIN0307 - PBOUT0307;	SOC0503 = SOC0502 + PBIN0503 - PBOUT0503;	SOC6123 = SOC6122 + PBIN6123 - PBOUT6123;	SOC0719 = SOC0718 + PBIN0719 - PBOUT0719;
SOC0308 = SOC0307 + PBIN0308 - PBOUT0308;	SOC0504 = SOC0503 + PBIN0504 - PBOUT0504;	SOC6124 = SOC6123 + PBIN6124 - PBOUT6124;	SOC0720 = SOC0719 + PBIN0720 - PBOUT0720;
SOC0309 = SOC0308 + PBIN0309 - PBOUT0309;	SOC0505 = SOC0504 + PBIN0505 - PBOUT0505;	SOC6201 = SOC0 + PBIN6201 - PBOUT6201;	SOC0721 = SOC0720 + PBIN0721 - PBOUT0721;
SOC0310 = SOC0309 + PBIN0310 - PBOUT0310;	SOC0506 = SOC0505 + PBIN0506 - PBOUT0506;	SOC6202 = SOC6201 + PBIN6202 - PBOUT6202;	SOC0722 = SOC0721 + PBIN0722 - PBOUT0722;
SOC0311 = SOC0310 + PBIN0311 - PBOUT0311;	SOC0507 = SOC0506 + PBIN0507 - PBOUT0507;	SOC6203 = SOC6202 + PBIN6203 - PBOUT6203;	SOC0723 = SOC0722 + PBIN0723 - PBOUT0723;
SOC0312 = SOC0311 + PBIN0312 - PBOUT0312;	SOC0508 = SOC0507 + PBIN0508 - PBOUT0508;	SOC6204 = SOC6203 + PBIN6204 - PBOUT6204;	SOC0724 = SOC0723 + PBIN0724 - PBOUT0724;
SOC0313 = SOC0312 + PBIN0313 - PBOUT0313;	SOC0509 = SOC0508 + PBIN0509 - PBOUT0509;	SOC6205 = SOC6204 + PBIN6205 - PBOUT6205;	SOC0801 = SOC0 + PBIN0801 - PBOUT0801;
SOC0314 = SOC0313 + PBIN0314 - PBOUT0314;	SOC0510 = SOC0509 + PBIN0510 - PBOUT0510;	SOC6206 = SOC6205 + PBIN6206 - PBOUT6206;	SOC0802 = SOC0801 + PBIN0802 - PBOUT0802;
SOC0315 = SOC0314 + PBIN0315 - PBOUT0315;	SOC0511 = SOC0510 + PBIN0511 - PBOUT0511;	SOC6207 = SOC6206 + PBIN6207 - PBOUT6207;	SOC0803 = SOC0802 + PBIN0803 - PBOUT0803;
SOC0316 = SOC0315 + PBIN0316 - PBOUT0316;	SOC0512 = SOC0511 + PBIN0512 - PBOUT0512;	SOC6208 = SOC6207 + PBIN6208 - PBOUT6208;	SOC0804 = SOC0803 + PBIN0804 - PBOUT0804;
SOC0317 = SOC0316 + PBIN0317 - PBOUT0317;	SOC0513 = SOC0512 + PBIN0513 - PBOUT0513;	SOC6209 = SOC6208 + PBIN6209 - PBOUT6209;	SOC0805 = SOC0804 + PBIN0805 - PBOUT0805;
SOC0318 = SOC0317 + PBIN0318 - PBOUT0318;	SOC0514 = SOC0513 + PBIN0514 - PBOUT0514;	SOC6210 = SOC6209 + PBIN6210 - PBOUT6210;	SOC0806 = SOC0805 + PBIN0806 - PBOUT0806;
SOC0319 = SOC0318 + PBIN0319 - PBOUT0319;	SOC0515 = SOC0514 + PBIN0515 - PBOUT0515;	SOC6211 = SOC6210 + PBIN6211 - PBOUT6211;	SOC0807 = SOC0806 + PBIN0807 - PBOUT0807;
SOC0320 = SOC0319 + PBIN0320 - PBOUT0320;	SOC0516 = SOC0515 + PBIN0516 - PBOUT0516;	SOC6212 = SOC6211 + PBIN6212 - PBOUT6212;	SOC0808 = SOC0807 + PBIN0808 - PBOUT0808;
SOC0321 = SOC0320 + PBIN0321 - PBOUT0321;	SOC0517 = SOC0516 + PBIN0517 - PBOUT0517;	SOC6213 = SOC6212 + PBIN6213 - PBOUT6213;	SOC0809 = SOC0808 + PBIN0809 - PBOUT0809;
SOC0322 = SOC0321 + PBIN0322 - PBOUT0322;	SOC0518 = SOC0517 + PBIN0518 - PBOUT0518;	SOC6214 = SOC6213 + PBIN6214 - PBOUT6214;	SOC0810 = SOC0809 + PBIN0810 - PBOUT0810;
SOC0323 = SOC0322 + PBIN0323 - PBOUT0323;	SOC0519 = SOC0518 + PBIN0519 - PBOUT0519;	SOC6215 = SOC6214 + PBIN6215 - PBOUT6215;	SOC0811 = SOC0810 + PBIN0811 - PBOUT0811;
SOC0324 = SOC0323 + PBIN0324 - PBOUT0324;	SOC0520 = SOC0519 + PBIN0520 - PBOUT0520;	SOC6216 = SOC6215 + PBIN6216 - PBOUT6216;	SOC0812 = SOC0811 + PBIN0812 - PBOUT0812;
SOC0401 = SOC0 + PBIN0401 - PBOUT0401;	SOC0521 = SOC0520 + PBIN0521 - PBOUT0521;	SOC6217 = SOC6216 + PBIN6217 - PBOUT6217;	SOC0813 = SOC0812 + PBIN0813 - PBOUT0813;
SOC0402 = SOC0401 + PBIN0402 - PBOUT0402;	SOC0522 = SOC0521 + PBIN0522 - PBOUT0522;	SOC6218 = SOC6217 + PBIN6218 - PBOUT6218;	SOC0814 = SOC0813 + PBIN0814 - PBOUT0814;
SOC0403 = SOC0402 + PBIN0403 - PBOUT0403;	SOC0523 = SOC0522 + PBIN0523 - PBOUT0523;	SOC6219 = SOC6218 + PBIN6219 - PBOUT6219;	SOC0815 = SOC0814 + PBIN0815 - PBOUT0815;
SOC0404 = SOC0403 + PBIN0404 - PBOUT0404;	SOC0524 = SOC0523 + PBIN0524 - PBOUT0524;	SOC6220 = SOC6219 + PBIN6220 - PBOUT6220;	SOC0816 = SOC0815 + PBIN0816 - PBOUT0816;
SOC0405 = SOC0404 + PBIN0405 - PBOUT0405;	SOC6101 = SOC0 + PBIN6101 - PBOUT6101;	SOC6221 = SOC6220 + PBIN6221 - PBOUT6221;	SOC0817 = SOC0816 + PBIN0817 - PBOUT0817;
SOC0406 = SOC0405 + PBIN0406 - PBOUT0406;	SOC6102 = SOC6101 + PBIN6102 - PBOUT6102;	SOC6222 = SOC6221 + PBIN6222 - PBOUT6222;	SOC0818 = SOC0817 + PBIN0818 - PBOUT0818;
SOC0407 = SOC0406 + PBIN0407 - PBOUT0407;	SOC6103 = SOC6102 + PBIN6103 - PBOUT6103;	SOC6223 = SOC6222 + PBIN6223 - PBOUT6223;	SOC0819 = SOC0818 + PBIN0819 - PBOUT0819;
SOC0408 = SOC0407 + PBIN0408 - PBOUT0408;	SOC6104 = SOC6103 + PBIN6104 - PBOUT6104;	SOC6224 = SOC6223 + PBIN6224 - PBOUT6224;	SOC0820 = SOC0819 + PBIN0820 - PBOUT0820;
SOC0409 = SOC0408 + PBIN0409 - PBOUT0409;	SOC6105 = SOC6104 + PBIN6105 - PBOUT6105;	SOC0701 = SOC0 + PBIN0701 - PBOUT0701;	SOC0821 = SOC0820 + PBIN0821 - PBOUT0821;
SOC0410 = SOC0409 + PBIN0410 - PBOUT0410;	SOC6106 = SOC6105 + PBIN6106 - PBOUT6106;	SOC0702 = SOC0701 + PBIN0702 - PBOUT0702;	SOC0822 = SOC0821 + PBIN0822 - PBOUT0822;
SOC0411 = SOC0410 + PBIN0411 - PBOUT0411;	SOC6107 = SOC6106 + PBIN6107 - PBOUT6107;	SOC0703 = SOC0702 + PBIN0703 - PBOUT0703;	SOC0823 = SOC0822 + PBIN0823 - PBOUT0823;
SOC0412 = SOC0411 + PBIN0412 - PBOUT0412;	SOC6108 = SOC6107 + PBIN6108 - PBOUT6108;	SOC0704 = SOC0703 + PBIN0704 - PBOUT0704;	SOC0824 = SOC0823 + PBIN0824 - PBOUT0824;
SOC0413 = SOC0412 + PBIN0413 - PBOUT0413;	SOC6109 = SOC6108 + PBIN6109 - PBOUT6109;	SOC0705 = SOC0704 + PBIN0705 - PBOUT0705;	SOC0901 = SOC0 + PBIN0901 - PBOUT0901;
SOC0414 = SOC0413 + PBIN0414 - PBOUT0414;	SOC6110 = SOC6109 + PBIN6110 - PBOUT6110;	SOC0706 = SOC0705 + PBIN0706 - PBOUT0706;	SOC0902 = SOC0901 + PBIN0902 - PBOUT0902;
SOC0415 = SOC0414 + PBIN0415 - PBOUT0415;	SOC6111 = SOC6110 + PBIN6111 - PBOUT6111;	SOC0707 = SOC0706 + PBIN0707 - PBOUT0707;	SOC0903 = SOC0902 + PBIN0903 - PBOUT0903;
SOC0416 = SOC0415 + PBIN0416 - PBOUT0416;	SOC6112 = SOC6111 + PBIN6112 - PBOUT6112;	SOC0708 = SOC0707 + PBIN0708 - PBOUT0708;	SOC0904 = SOC0903 + PBIN0904 - PBOUT0904;
SOC0417 = SOC0416 + PBIN0417 - PBOUT0417;	SOC6113 = SOC6112 + PBIN6113 - PBOUT6113;	SOC0709 = SOC0708 + PBIN0709 - PBOUT0709;	SOC0905 = SOC0904 + PBIN0905 - PBOUT0905;
SOC0418 = SOC0417 + PBIN0418 - PBOUT0418;	SOC6114 = SOC6113 + PBIN6114 - PBOUT6114;	SOC0710 = SOC0709 + PBIN0710 - PBOUT0710;	SOC0906 = SOC0905 + PBIN0906 - PBOUT0906;
SOC0419 = SOC0418 + PBIN0419 - PBOUT0419;	SOC6115 = SOC6114 + PBIN6115 - PBOUT6115;	SOC0711 = SOC0710 + PBIN0711 - PBOUT0711;	SOC0907 = SOC0906 + PBIN0907 - PBOUT0907;

SOC0908 = SOC0907 + PBIN0908 - PBOUT0908;	SOC1104 = SOC1103 + PBIN1104 - PBOUT1104;	SOC1224 = SOC1223 + PBIN1224 - PBOUT1224;	SOC0410 <= C;
SOC0909 = SOC0908 + PBIN0909 - PBOUT0909;	SOC1105 = SOC1104 + PBIN1105 - PBOUT1105;	<b>/° El Estado de carga de la Batería no puede sobrepasar el 100% de la capacidad °/</b>	SOC0411 <= C;
SOC0910 = SOC0909 + PBIN0910 - PBOUT0910;	SOC1106 = SOC1105 + PBIN1106 - PBOUT1106;		SOC0412 <= C;
SOC0911 = SOC0910 + PBIN0911 - PBOUT0911;	SOC1107 = SOC1106 + PBIN1107 - PBOUT1107;	SOC0101 <= C;	SOC0413 <= C;
SOC0912 = SOC0911 + PBIN0912 - PBOUT0912;	SOC1108 = SOC1107 + PBIN1108 - PBOUT1108;	SOC0102 <= C;	SOC0414 <= C;
SOC0913 = SOC0912 + PBIN0913 - PBOUT0913;	SOC1109 = SOC1108 + PBIN1109 - PBOUT1109;	SOC0103 <= C;	SOC0415 <= C;
SOC0914 = SOC0913 + PBIN0914 - PBOUT0914;	SOC1110 = SOC1109 + PBIN1110 - PBOUT1110;	SOC0104 <= C;	SOC0416 <= C;
SOC0915 = SOC0914 + PBIN0915 - PBOUT0915;	SOC1111 = SOC1110 + PBIN1111 - PBOUT1111;	SOC0105 <= C;	SOC0417 <= C;
SOC0916 = SOC0915 + PBIN0916 - PBOUT0916;	SOC1112 = SOC1111 + PBIN1112 - PBOUT1112;	SOC0106 <= C;	SOC0418 <= C;
SOC0917 = SOC0916 + PBIN0917 - PBOUT0917;	SOC1113 = SOC1112 + PBIN1113 - PBOUT1113;	SOC0107 <= C;	SOC0419 <= C;
SOC0918 = SOC0917 + PBIN0918 - PBOUT0918;	SOC1114 = SOC1113 + PBIN1114 - PBOUT1114;	SOC0108 <= C;	SOC0420 <= C;
SOC0919 = SOC0918 + PBIN0919 - PBOUT0919;	SOC1115 = SOC1114 + PBIN1115 - PBOUT1115;	SOC0109 <= C;	SOC0421 <= C;
SOC0920 = SOC0919 + PBIN0920 - PBOUT0920;	SOC1116 = SOC1115 + PBIN1116 - PBOUT1116;	SOC0110 <= C;	SOC0422 <= C;
SOC0921 = SOC0920 + PBIN0921 - PBOUT0921;	SOC1117 = SOC1116 + PBIN1117 - PBOUT1117;	SOC0111 <= C;	SOC0423 <= C;
SOC0922 = SOC0921 + PBIN0922 - PBOUT0922;	SOC1118 = SOC1117 + PBIN1118 - PBOUT1118;	SOC0112 <= C;	SOC0424 <= C;
SOC0923 = SOC0922 + PBIN0923 - PBOUT0923;	SOC1119 = SOC1118 + PBIN1119 - PBOUT1119;	SOC0113 <= C;	SOC0501 <= C;
SOC0924 = SOC0923 + PBIN0924 - PBOUT0924;	SOC1120 = SOC1119 + PBIN1120 - PBOUT1120;	SOC0114 <= C;	SOC0502 <= C;
SOC1001 = SOC0 + PBIN1001 - PBOUT1001;	SOC1121 = SOC1120 + PBIN1121 - PBOUT1121;	SOC0115 <= C;	SOC0503 <= C;
SOC1002 = SOC1001 + PBIN1002 - PBOUT1002;	SOC1122 = SOC1121 + PBIN1122 - PBOUT1122;	SOC0116 <= C;	SOC0504 <= C;
SOC1003 = SOC1002 + PBIN1003 - PBOUT1003;	SOC1123 = SOC1122 + PBIN1123 - PBOUT1123;	SOC0117 <= C;	SOC0505 <= C;
SOC1004 = SOC1003 + PBIN1004 - PBOUT1004;	SOC1124 = SOC1123 + PBIN1124 - PBOUT1124;	SOC0118 <= C;	SOC0506 <= C;
SOC1005 = SOC1004 + PBIN1005 - PBOUT1005;	SOC1201 = SOC0 + PBIN1201 - PBOUT1201;	SOC0119 <= C;	SOC0507 <= C;
SOC1006 = SOC1005 + PBIN1006 - PBOUT1006;	SOC1202 = SOC1201 + PBIN1202 - PBOUT1202;	SOC0120 <= C;	SOC0508 <= C;
SOC1007 = SOC1006 + PBIN1007 - PBOUT1007;	SOC1203 = SOC1202 + PBIN1203 - PBOUT1203;	SOC0121 <= C;	SOC0509 <= C;
SOC1008 = SOC1007 + PBIN1008 - PBOUT1008;	SOC1204 = SOC1203 + PBIN1204 - PBOUT1204;	SOC0122 <= C;	SOC0510 <= C;
SOC1009 = SOC1008 + PBIN1009 - PBOUT1009;	SOC1205 = SOC1204 + PBIN1205 - PBOUT1205;	SOC0123 <= C;	SOC0511 <= C;
SOC1010 = SOC1009 + PBIN1010 - PBOUT1010;	SOC1206 = SOC1205 + PBIN1206 - PBOUT1206;	SOC0124 <= C;	SOC0512 <= C;
SOC1011 = SOC1010 + PBIN1011 - PBOUT1011;	SOC1207 = SOC1206 + PBIN1207 - PBOUT1207;	SOC0201 <= C;	SOC0513 <= C;
SOC1012 = SOC1011 + PBIN1012 - PBOUT1012;	SOC1208 = SOC1207 + PBIN1208 - PBOUT1208;	SOC0202 <= C;	SOC0514 <= C;
SOC1013 = SOC1012 + PBIN1013 - PBOUT1013;	SOC1209 = SOC1208 + PBIN1209 - PBOUT1209;	SOC0203 <= C;	SOC0515 <= C;
SOC1014 = SOC1013 + PBIN1014 - PBOUT1014;	SOC1210 = SOC1209 + PBIN1210 - PBOUT1210;	SOC0204 <= C;	SOC0516 <= C;
SOC1015 = SOC1014 + PBIN1015 - PBOUT1015;	SOC1211 = SOC1210 + PBIN1211 - PBOUT1211;	SOC0205 <= C;	SOC0517 <= C;
SOC1016 = SOC1015 + PBIN1016 - PBOUT1016;	SOC1212 = SOC1211 + PBIN1212 - PBOUT1212;	SOC0206 <= C;	SOC0518 <= C;
SOC1017 = SOC1016 + PBIN1017 - PBOUT1017;	SOC1213 = SOC1212 + PBIN1213 - PBOUT1213;	SOC0207 <= C;	SOC0519 <= C;
SOC1018 = SOC1017 + PBIN1018 - PBOUT1018;	SOC1214 = SOC1213 + PBIN1214 - PBOUT1214;	SOC0208 <= C;	SOC0520 <= C;
SOC1019 = SOC1018 + PBIN1019 - PBOUT1019;	SOC1215 = SOC1214 + PBIN1215 - PBOUT1215;	SOC0209 <= C;	SOC0521 <= C;
SOC1020 = SOC1019 + PBIN1020 - PBOUT1020;	SOC1216 = SOC1215 + PBIN1216 - PBOUT1216;	SOC0210 <= C;	SOC0522 <= C;
SOC1021 = SOC1020 + PBIN1021 - PBOUT1021;	SOC1217 = SOC1216 + PBIN1217 - PBOUT1217;	SOC0211 <= C;	SOC0523 <= C;
SOC1022 = SOC1021 + PBIN1022 - PBOUT1022;	SOC1218 = SOC1217 + PBIN1218 - PBOUT1218;	SOC0212 <= C;	SOC0524 <= C;
SOC1023 = SOC1022 + PBIN1023 - PBOUT1023;	SOC1219 = SOC1218 + PBIN1219 - PBOUT1219;	SOC0213 <= C;	SOC6101 <= C;
SOC1024 = SOC1023 + PBIN1024 - PBOUT1024;	SOC1220 = SOC1219 + PBIN1220 - PBOUT1220;	SOC0214 <= C;	SOC6102 <= C;
SOC1101 = SOC0 + PBIN1101 - PBOUT1101;	SOC1221 = SOC1220 + PBIN1221 - PBOUT1221;	SOC0215 <= C;	SOC6103 <= C;
SOC1102 = SOC1101 + PBIN1102 - PBOUT1102;	SOC1222 = SOC1221 + PBIN1222 - PBOUT1222;	SOC0216 <= C;	SOC6104 <= C;
SOC1103 = SOC1102 + PBIN1103 - PBOUT1103;	SOC1223 = SOC1222 + PBIN1223 - PBOUT1223;	SOC0217 <= C;	SOC6105 <= C;
		SOC0218 <= C;	SOC6106 <= C;
		SOC0219 <= C;	SOC6107 <= C;
		SOC0220 <= C;	SOC6108 <= C;
		SOC0221 <= C;	SOC6109 <= C;
		SOC0222 <= C;	SOC6110 <= C;
		SOC0223 <= C;	SOC6111 <= C;
		SOC0224 <= C;	SOC6112 <= C;
		SOC0301 <= C;	SOC6113 <= C;
		SOC0302 <= C;	SOC6114 <= C;
		SOC0303 <= C;	SOC6115 <= C;
		SOC0304 <= C;	SOC6116 <= C;
		SOC0305 <= C;	SOC6117 <= C;
		SOC0306 <= C;	SOC6118 <= C;
		SOC0307 <= C;	SOC6119 <= C;
		SOC0308 <= C;	SOC6120 <= C;
		SOC0309 <= C;	SOC6121 <= C;
		SOC0310 <= C;	SOC6122 <= C;
		SOC0311 <= C;	SOC6123 <= C;
		SOC0312 <= C;	SOC6124 <= C;
		SOC0313 <= C;	SOC6201 <= C;
		SOC0314 <= C;	SOC6202 <= C;
		SOC0315 <= C;	SOC6203 <= C;
		SOC0316 <= C;	SOC6204 <= C;
		SOC0317 <= C;	SOC6205 <= C;
		SOC0318 <= C;	SOC6206 <= C;
		SOC0319 <= C;	SOC6207 <= C;
		SOC0320 <= C;	SOC6208 <= C;
		SOC0321 <= C;	SOC6209 <= C;
		SOC0322 <= C;	SOC6210 <= C;
		SOC0323 <= C;	SOC6211 <= C;
		SOC0324 <= C;	SOC6212 <= C;
		SOC0401 <= C;	SOC6213 <= C;
		SOC0402 <= C;	SOC6214 <= C;
		SOC0403 <= C;	SOC6215 <= C;
		SOC0404 <= C;	SOC6216 <= C;
		SOC0405 <= C;	SOC6217 <= C;
		SOC0406 <= C;	SOC6218 <= C;
		SOC0407 <= C;	SOC6219 <= C;
		SOC0408 <= C;	SOC6220 <= C;
		SOC0409 <= C;	SOC6221 <= C;
			SOC6222 <= C;
			SOC6223 <= C;
			SOC6224 <= C;
			SOC0701 <= C;







YIN0517,	YIN0809,	YIN1201,	YOUT0316,
YIN0518,	YIN0810,	YIN1202,	YOUT0317,
YIN0519,	YIN0811,	YIN1203,	YOUT0318,
YIN0520,	YIN0812,	YIN1204,	YOUT0319,
YIN0521,	YIN0813,	YIN1205,	YOUT0320,
YIN0522,	YIN0814,	YIN1206,	YOUT0321,
YIN0523,	YIN0815,	YIN1207,	YOUT0322,
YIN0524,	YIN0816,	YIN1208,	YOUT0323,
YIN6101,	YIN0817,	YIN1209,	YOUT0324,
YIN6102,	YIN0818,	YIN1210,	YOUT0401,
YIN6103,	YIN0819,	YIN1211,	YOUT0402,
YIN6104,	YIN0820,	YIN1212,	YOUT0403,
YIN6105,	YIN0821,	YIN1213,	YOUT0404,
YIN6106,	YIN0822,	YIN1214,	YOUT0405,
YIN6107,	YIN0823,	YIN1215,	YOUT0406,
YIN6108,	YIN0824,	YIN1216,	YOUT0407,
YIN6109,	YIN0901,	YIN1217,	YOUT0408,
YIN6110,	YIN0902,	YIN1218,	YOUT0409,
YIN6111,	YIN0903,	YIN1219,	YOUT0410,
YIN6112,	YIN0904,	YIN1220,	YOUT0411,
YIN6113,	YIN0905,	YIN1221,	YOUT0412,
YIN6114,	YIN0906,	YIN1222,	YOUT0413,
YIN6115,	YIN0907,	YIN1223,	YOUT0414,
YIN6116,	YIN0908,	YIN1224,	YOUT0415,
YIN6117,	YIN0909,		YOUT0416,
YIN6118,	YIN0910,	YOUT0101,	YOUT0417,
YIN6119,	YIN0911,	YOUT0102,	YOUT0418,
YIN6120,	YIN0912,	YOUT0103,	YOUT0419,
YIN6121,	YIN0913,	YOUT0104,	YOUT0420,
YIN6122,	YIN0914,	YOUT0105,	YOUT0421,
YIN6123,	YIN0915,	YOUT0106,	YOUT0422,
YIN6124,	YIN0916,	YOUT0107,	YOUT0423,
YIN6201,	YIN0917,	YOUT0108,	YOUT0424,
YIN6202,	YIN0918,	YOUT0109,	YOUT0501,
YIN6203,	YIN0919,	YOUT0110,	YOUT0502,
YIN6204,	YIN0920,	YOUT0111,	YOUT0503,
YIN6205,	YIN0921,	YOUT0112,	YOUT0504,
YIN6206,	YIN0922,	YOUT0113,	YOUT0505,
YIN6207,	YIN0923,	YOUT0114,	YOUT0506,
YIN6208,	YIN0924,	YOUT0115,	YOUT0507,
YIN6209,	YIN1001,	YOUT0116,	YOUT0508,
YIN6210,	YIN1002,	YOUT0117,	YOUT0509,
YIN6211,	YIN1003,	YOUT0118,	YOUT0510,
YIN6212,	YIN1004,	YOUT0119,	YOUT0511,
YIN6213,	YIN1005,	YOUT0120,	YOUT0512,
YIN6214,	YIN1006,	YOUT0121,	YOUT0513,
YIN6215,	YIN1007,	YOUT0122,	YOUT0514,
YIN6216,	YIN1008,	YOUT0123,	YOUT0515,
YIN6217,	YIN1009,	YOUT0124,	YOUT0516,
YIN6218,	YIN1010,	YOUT0201,	YOUT0517,
YIN6219,	YIN1011,	YOUT0202,	YOUT0518,
YIN6220,	YIN1012,	YOUT0203,	YOUT0519,
YIN6221,	YIN1013,	YOUT0204,	YOUT0520,
YIN6222,	YIN1014,	YOUT0205,	YOUT0521,
YIN6223,	YIN1015,	YOUT0206,	YOUT0522,
YIN6224,	YIN1016,	YOUT0207,	YOUT0523,
YIN0701,	YIN1017,	YOUT0208,	YOUT0524,
YIN0702,	YIN1018,	YOUT0209,	YOUT6101,
YIN0703,	YIN1019,	YOUT0210,	YOUT6102,
YIN0704,	YIN1020,	YOUT0211,	YOUT6103,
YIN0705,	YIN1021,	YOUT0212,	YOUT6104,
YIN0706,	YIN1022,	YOUT0213,	YOUT6105,
YIN0707,	YIN1023,	YOUT0214,	YOUT6106,
YIN0708,	YIN1024,	YOUT0215,	YOUT6107,
YIN0709,	YIN1101,	YOUT0216,	YOUT6108,
YIN0710,	YIN1102,	YOUT0217,	YOUT6109,
YIN0711,	YIN1103,	YOUT0218,	YOUT6110,
YIN0712,	YIN1104,	YOUT0219,	YOUT6111,
YIN0713,	YIN1105,	YOUT0220,	YOUT6112,
YIN0714,	YIN1106,	YOUT0221,	YOUT6113,
YIN0715,	YIN1107,	YOUT0222,	YOUT6114,
YIN0716,	YIN1108,	YOUT0223,	YOUT6115,
YIN0717,	YIN1109,	YOUT0224,	YOUT6116,
YIN0718,	YIN1110,	YOUT0301,	YOUT6117,
YIN0719,	YIN1111,	YOUT0302,	YOUT6118,
YIN0720,	YIN1112,	YOUT0303,	YOUT6119,
YIN0721,	YIN1113,	YOUT0304,	YOUT6120,
YIN0722,	YIN1114,	YOUT0305,	YOUT6121,
YIN0723,	YIN1115,	YOUT0306,	YOUT6122,
YIN0724,	YIN1116,	YOUT0307,	YOUT6123,
YIN0801,	YIN1117,	YOUT0308,	YOUT6124,
YIN0802,	YIN1118,	YOUT0309,	YOUT6201,
YIN0803,	YIN1119,	YOUT0310,	YOUT6202,
YIN0804,	YIN1120,	YOUT0311,	YOUT6203,
YIN0805,	YIN1121,	YOUT0312,	YOUT6204,
YIN0806,	YIN1122,	YOUT0313,	YOUT6205,
YIN0807,	YIN1123,	YOUT0314,	YOUT6206,
YIN0808,	YIN1124,	YOUT0315,	YOUT6207,

YOUT6208,	YOUT0924,
YOUT6209,	YOUT1001,
YOUT6210,	YOUT1002,
YOUT6211,	YOUT1003,
YOUT6212,	YOUT1004,
YOUT6213,	YOUT1005,
YOUT6214,	YOUT1006,
YOUT6215,	YOUT1007,
YOUT6216,	YOUT1008,
YOUT6217,	YOUT1009,
YOUT6218,	YOUT1010,
YOUT6219,	YOUT1011,
YOUT6220,	YOUT1012,
YOUT6221,	YOUT1013,
YOUT6222,	YOUT1014,
YOUT6223,	YOUT1015,
YOUT6224,	YOUT1016,
YOUT0701,	YOUT1017,
YOUT0702,	YOUT1018,
YOUT0703,	YOUT1019,
YOUT0704,	YOUT1020,
YOUT0705,	YOUT1021,
YOUT0706,	YOUT1022,
YOUT0707,	YOUT1023,
YOUT0708,	YOUT1024,
YOUT0709,	YOUT1101,
YOUT0710,	YOUT1102,
YOUT0711,	YOUT1103,
YOUT0712,	YOUT1104,
YOUT0713,	YOUT1105,
YOUT0714,	YOUT1106,
YOUT0715,	YOUT1107,
YOUT0716,	YOUT1108,
YOUT0717,	YOUT1109,
YOUT0718,	YOUT1110,
YOUT0719,	YOUT1111,
YOUT0720,	YOUT1112,
YOUT0721,	YOUT1113,
YOUT0722,	YOUT1114,
YOUT0723,	YOUT1115,
YOUT0724,	YOUT1116,
YOUT0801,	YOUT1117,
YOUT0802,	YOUT1118,
YOUT0803,	YOUT1119,
YOUT0804,	YOUT1120,
YOUT0805,	YOUT1121,
YOUT0806,	YOUT1122,
YOUT0807,	YOUT1123,
YOUT0808,	YOUT1124,
YOUT0809,	YOUT1201,
YOUT0810,	YOUT1202,
YOUT0811,	YOUT1203,
YOUT0812,	YOUT1204,
YOUT0813,	YOUT1205,
YOUT0814,	YOUT1206,
YOUT0815,	YOUT1207,
YOUT0816,	YOUT1208,
YOUT0817,	YOUT1209,
YOUT0818,	YOUT1210,
YOUT0819,	YOUT1211,
YOUT0820,	YOUT1212,
YOUT0821,	YOUT1213,
YOUT0822,	YOUT1214,
YOUT0823,	YOUT1215,
YOUT0824,	YOUT1216,
YOUT0901,	YOUT1217,
YOUT0902,	YOUT1218,
YOUT0903,	YOUT1219,
YOUT0904,	YOUT1220,
YOUT0905,	YOUT1221,
YOUT0906,	YOUT1222,
YOUT0907,	YOUT1223,
YOUT0908,	YOUT1224,
YOUT0909,	
YOUT0910,	
YOUT0911,	
YOUT0912,	
YOUT0913,	
YOUT0914,	
YOUT0915,	
YOUT0916,	
YOUT0917,	
YOUT0918,	
YOUT0919,	
YOUT0920,	
YOUT0921,	
YOUT0922,	
YOUT0923,	