

E.T.S. de Ingeniería Industrial,
Informática y de Telecomunicación

Análisis energético de microrred con autoconsumo



Grado en Ingeniería
en Tecnologías Industriales

Trabajo Fin de Estudios

Mateo Giné Munárriz
Pablo Sanchis Gúrpide
Pamplona, a 7 de junio de 2019



RESUMEN

En España, una serie de medidas regulatorias dificultaban y desincentivaban hasta hace poco el autoconsumo. Este escenario impedía que consumidores, productores y la sociedad en general se beneficiara de las ventajas que conlleva. El Real Decreto-Ley 15/2018 y Real Decreto 244/2019 han redefinido la situación del autoconsumo y sus posibilidades.

En el presente TFE se presenta la implementación de una microrred con generación fotovoltaica para analizar y optimizar energéticamente un edificio, aprovechando las posibilidades que el nuevo marco regulatorio del autoconsumo ofrece.

La microrred forma parte de un proyecto europeo llamado Stardust cuyo objetivo es la transformación de ciudades dependientes de los combustibles fósiles en *smart cities* energéticamente eficientes, basadas en las energías renovables.

ABSTRACT

In Spain, a series of regulatory measures hampered and discouraged self-consumption until recently. This scenario prevented consumers, producers and society in general from benefitting from the advantages it entails. Royal Decree-Law 15/2018 and Royal Decree 244/2019 have redefined the situation of self-consumption and its possibilities.

In the present TFE the implementation of a micro grid with photovoltaic generation is presented to analyze and optimize a building energetically, taking advantage of the possibilities that the new regulatory framework of self-consumption offers.

The microgrid is part of a European project called Stardust whose objective is the transformation of cities dependent on fossil fuels into energy efficient smart cities, based on renewable energies.

PALABRAS CLAVE

Autoconsumo, eficiencia energética, precio de la energía, Real Decreto 244/2019, excedentes de energía.

KEY WORDS

Self-consumption, energy efficiency, energy price, Royal Decree 244/2019, surplus energy.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
1.1 ANTECEDENTES	7
1.2 OBJETO	8
2. PUNTO DE PARTIDA	9
2.1 EDIFICIO	9
2.2 DEMANDA	10
3. PROPUESTA ACTUACIÓN	15
3.1 RECUPERACIÓN DE CALOR DEL CPD	15
3.2 MICRORED Y GENERACIÓN FV	15
4. MARCO REGULATORIO	25
4.1 RDL 15/2018, DE 5 DE OCTUBRE	26
4.2 DIRECTIVA UE 2001/2018, DE 11 DICIEMBRE	27
4.3 RD 244/2019, DE 5 DE ABRIL	28
5. ESCENARIOS DE ANÁLISIS	37
5.1 ESCENARIO 1	37
5.2 ESCENARIO 2	44
5.3 ESCENARIO 3	47
5.4 RESULTADOS DEL MERCADO	52
6. RESULTADOS DEL ANÁLISIS	55
6.1 ENERGÍA ACTIVA	55
6.2 FACTURAS	56
6.3 RETORNO DE INVERSIÓN	59
7. CONCLUSIONES	61
7.1 ESCENARIOS	61
7.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL AUTOCONSUMO	62

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. LOCALIZACIÓN DEL EDIFICIO DE ESTUDIO	9
ILUSTRACIÓN 2. ENERGÍA MENSUAL CONSUMIDA	10
ILUSTRACIÓN 3. RECUPERACIÓN DE CALOR CPD	15
ILUSTRACIÓN 4. TEJADO DEL EDIFICIO DE MONASTERIO DE IRACHE	16
ILUSTRACIÓN 5. ESQUEMA TECNOLOGÍA V2G	17
ILUSTRACIÓN 6. ESQUEMA DE LA MICRORRED	17
ILUSTRACIÓN 7. BANDEJAS EN REJILLA DE LA PLANTA -1	19
ILUSTRACIÓN 8. <i>PARKING</i> DE CONSERVACIÓN URBANA	19
ILUSTRACIÓN 9. TEJADO SOBRE <i>PARKING</i> DE CONSERVACIÓN URBANA	20
ILUSTRACIÓN 10. TEJADO SOBRE EL QUE SE SITÚA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	20
ILUSTRACIÓN 11. ESQUEMA DE RED INTERIOR	32
ILUSTRACIÓN 12. GRÁFICA CON EJEMPLO DE CONSUMO Y GENERACIÓN	33
ILUSTRACIÓN 13. FLUJO ECONÓMICO EN AUTOCONSUMO	35
ILUSTRACIÓN 14. MODALIDADES DE AUTOCONSUMO	36
ILUSTRACIÓN 15. PERFILES INICIALES (BOE)	38
ILUSTRACIÓN 16. FÓRMULA PARA OBTENER REGISTROS HORARIOS A PARTIR DE NO HORARIOS Y PERFILES FINALES	39
ILUSTRACIÓN 17. ENERGÍA HORARIA CONSUMIDA PREDECIDA	39
ILUSTRACIÓN 18. ESCENARIO 1. ENERGÍA HORARIA CONSUMIDA	40
ILUSTRACIÓN 19. ENERGÍA HORARIA GENERADA	41
ILUSTRACIÓN 20. ESCENARIO 1. ENERGÍA HORARIA EXCEDENTARIA	42
ILUSTRACIÓN 21. ESCENARIO 1. ENERGÍA HORARIA AUTOCONSUMIDA	42
ILUSTRACIÓN 22. ESCENARIO 1. BALANCE ANUAL DE ENERGÍAS	43
ILUSTRACIÓN 23. ESCENARIO 1. ENERGÍA HORARIA CONSUMIDA DE LA RED	43
ILUSTRACIÓN 24. ESCENARIO 2 Y 3. ENERGÍA HORARIA CONSUMIDA	44
ILUSTRACIÓN 25. ESCENARIO 2. ENERGÍA HORARIA AUTOCONSUMIDA	45
ILUSTRACIÓN 26. ESCENARIO 2. ENERGÍA HORARIA EXCEDENTARIA	45
ILUSTRACIÓN 27. ESCENARIO 2. BALANCE ANUAL DE ENERGÍAS	46
ILUSTRACIÓN 28. ESCENARIO 2. ENERGÍA HORARIA CONSUMIDA DE LA RED	46
ILUSTRACIÓN 29. ESQUEMA DE GESTIÓN DE LA BATERÍA	48
ILUSTRACIÓN 30. ESCENARIO 3: ENERGÍA HORARIA AUTOCONSUMIDA	49
ILUSTRACIÓN 31. ESCENARIO 3: ENERGÍA HORARIA ACUMULADA EN LAS BATERÍAS	49
ILUSTRACIÓN 32. ESCENARIO 3: ENERGÍA HORARIA EXCEDENTARIA	50
ILUSTRACIÓN 33. ESCENARIO 3: ENERGÍA APORTADA POR LAS BATERÍAS	50
ILUSTRACIÓN 35. ESCENARIO 3: ENERGÍA HORARIA CONSUMIDA DE LA RED	51
ILUSTRACIÓN 34. ESCENARIO 3. BALANCE ANUAL DE ENERGÍAS	51
ILUSTRACIÓN 36. PRECIO MEDIO HORARIO kWh TRAS MERCADO DIARIO E INTRADIARIO	53
ILUSTRACIÓN 37. PEAJE DE ACCESO A REDES PARA CONSUMIDORES 3.0 A	53
ILUSTRACIÓN 38. PRECIO MWh CONSUMIDO CON COMERCIALIZADORA LIBRE	54

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. FACTURAS DE LA POTENCIA	11
TABLA 2. FACTURACIÓN DE POTENCIA	12
TABLA 3. OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA	12
TABLA 4. FACTURACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	13
TABLA 5. FACTURAS DE ENERGÍA ACTIVA Y REACTIVA	13
TABLA 6. FACTOR DE POTENCIA	13
TABLA 7. FACTURA INICIAL (SIN AUTOCONSUMO)	14
TABLA 8. SECCIÓN DE CABLE FINAL	24
TABLA 9. PRECIO ENERGÍA CONSUMIDA DE COMERCIALIZADORA LIBRE	54
TABLA 10. RESUMEN DE BALANCE DE ENERGÍA ANUAL	55
TABLA 11. ESCENARIO 1. COMPARACIÓN FACTURAS	56
TABLA 12. ESCENARIO 2. COMPARACIÓN FACTURAS	57
TABLA 13. ESCENARIO 3. COMPARACIÓN FACTURAS	57
TABLA 14. PRESUPUESTO INSTALACIÓN CON BATERÍAS	59
TABLA 15. PRESUPUESTO INSTALACIÓN SIN BATERÍAS	60
TABLA 16. RETORNO DE LA INVERSIÓN	60

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

En una sociedad en la que los hogares, los servicios, la industria y el sector primario tienden a electrificarse, la energía se ha convertido en un bien esencial. En los últimos meses de 2018, el precio final de la energía incrementó considerablemente debido tanto al aumento del precio de la materia prima, los combustibles fósiles, como al incremento de cotización de los derechos de emisión del CO₂.

En torno al año 2017 da comienzo un proyecto europeo para la transformación de ciudades dependientes de los combustibles fósiles en *smart cities* energéticamente eficientes, basadas en las energías renovables (EERR). El proyecto **Stardust** [1] tiene como objetivo implantar soluciones innovadoras que sirvan como faro para otras ciudades europeas. El proyecto tiene una primera fase para implementar las soluciones o acciones innovadoras y una segunda fase que dura dos años para monitorizarlo todo y recoger los datos

Uno de los tres principales escenarios en los que tiene lugar Stardust es en la ciudad de Pamplona. El Ayuntamiento, es uno de los socios locales y como tal, tiene ciertas acciones que realizar en la ciudad para 2020. Después tiene dos años para monitorizarlas y analizar los resultados.

Una de las tareas que se va a realizar en Pamplona tiene lugar en el edificio de la Policía Municipal de la calle Monasterio de Irache. El edificio va a ver una serie de reformas en la línea de la eficiencia energética: una microrred con generación fotovoltaica y una recuperación del calor perdido en un centro de procesamiento de datos.

1.2 OBJETO

El objeto de este TFE es doble. Primero, implementar de una microrred con generación fotovoltaica para analizar y optimizar energéticamente un edificio, aprovechando las posibilidades que el nuevo marco regulatorio del autoconsumo ofrece. Optimizar todo lo posible la demanda energética del edificio por medio de la optimización de la contratación y la generación propia de energía eléctrica basada en fuentes de energía renovable.

Segundo, analizar cómo afecta la nueva normativa aprobada a nivel nacional al desarrollo y la viabilidad del autoconsumo y su situación en España.

El trabajo se divide en tres partes:

- En la primera se define el **punto de partida para el análisis** energético. Se explican las características del edificio, lo que motiva a implantar la microrred y la demanda de energía. Se propone una serie de medidas que se pueden aplicar para la optimización.
- En la segunda parte se **analizan los nuevos decretos de autoconsumo**. Se analiza la nueva legislación que regula las instalaciones de autoconsumo, trámites, distintas modalidades, peajes y régimen económico de la energía.
- En la última parte se plantean **tres escenarios** para los que se ha hecho aplicado el análisis de la energía, teniendo en cuenta el perfil horario de demanda del edificio, la energía horaria generada... y se obtienen unas conclusiones.

2. PUNTO DE PARTIDA

Es necesario definir una base sobre la que realizar el análisis que se ha descrito

2.1 EDIFICIO

El edificio en el que se van a llevar a cabo las acciones se encuentra en el cruce de Monasterio de Irache con la calle Cuesta de la Reina.

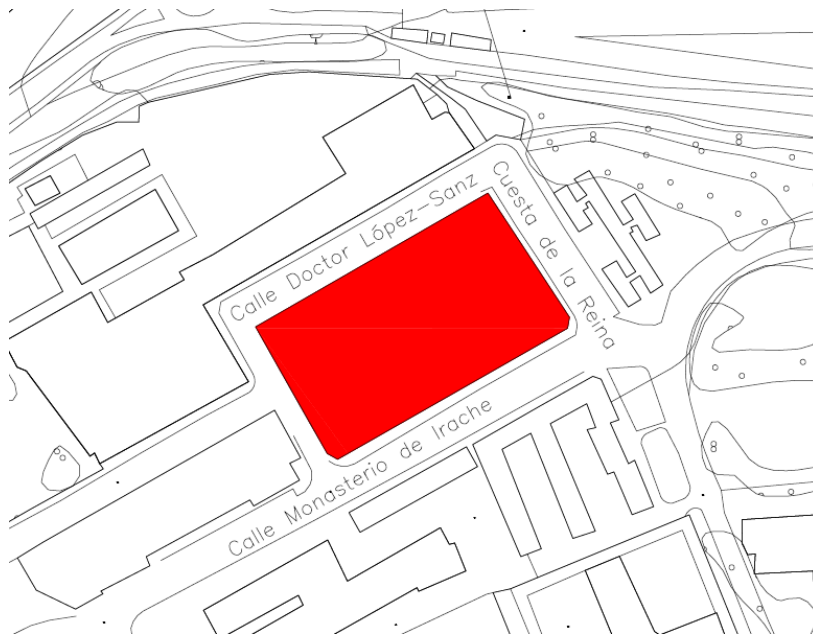


Ilustración 1. Localización del edificio de estudio

Hay dos características del edificio que lo han hecho susceptible de implantar una microrred con generación fotovoltaica:

- En él se aloja la Policía Municipal -que tiene **actividad las 24 horas del día**-, otras áreas del ayuntamiento, oficinas de otras empresas y bloques de vivienda.
- Hay un centro de procesamiento de datos (CPD) instalado. **Un CPD requiere refrigeración durante todo el día** y las enfriadoras consumen mucha potencia.

Esto hace que el perfil de demanda del edificio sea especial, tiene durante todo el día un consumo elevado.

2.2 DEMANDA

Lo primero que se ha hecho al decidir que se va a instalar aquí la microrred es obtener información de fuentes del Ayuntamiento cómo es el suministro del edificio. No hay un contrato único para todas las dependencias sino que existen **cuatro contratos eléctricos diferentes** de parte del Ayuntamiento. Tras analizarlos, se va a implantar la microrred al contrato eléctrico con mayor potencia contratada y mayor volumen de energía consumida.

La curva de demanda de energía mensual del edificio se representa en la siguiente ilustración. Como puede comprobarse, el perfil es lineal, no se trata de un consumo por estaciones sino que tiene una considerable base de demanda de energía:

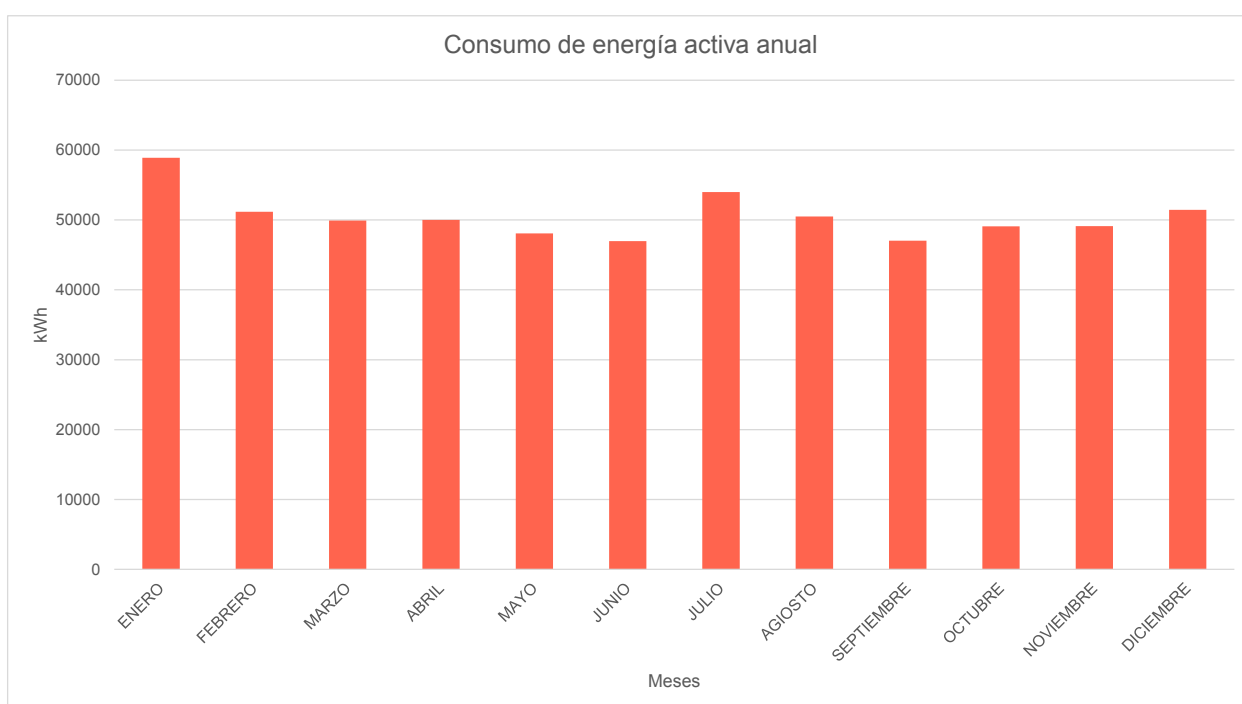


Ilustración 2. Energía mensual consumida

La energía activa anual consumida es de **606.199 kWh**. Con la tarifa contratada el precio de esta energía es de **72.720,33 €**.

Para empezar el análisis energético se necesita una base para comparar al final los resultados. La factura se compone principalmente de tres términos: potencia facturada, penalización por energía reactiva y energía activa consumida. Se van a fijar los términos de potencia y reactiva que se van a usar como base para el análisis ahora.

Término de potencia

Se ha tenido acceso a la factura de la instalación y obtenido valores de potencia máxima registrada, potencia contratada y potencia facturada.

El contador que dispone este contrato del edificio mide en franjas de 6 periodos (P1, P2, P3, P4, P5 y P6). Los tres últimos tienen las mismas franjas horarias que los tres primeros, pero contabilizan durante fines de semana y festivos. La tarifa del contrato es de tipo 3.0 A, por lo que solo se tienen en cuenta tres periodos, no se diferencia si es fin de semana o no.

CUPs	Fecha Lectura Actual	Días de lectura	Potencia Contratada P1 (kW)	Potencia Contratada P2 (kW)	Potencia Contratada P3 (kW)	Lectura Max P1 (kW)	Lectura Max P2 (kW)	Lectura Max P3 (kW)
ES0021000006710749HJ	23/01/2018	34	137 kW	155 kW	126 kW	101 kW	127 kW	119 kW
ES0021000006710749HJ	20/02/2018	28	137 kW	155 kW	126 kW	100 kW	131 kW	123 kW
ES0021000006710749HJ	22/03/2018	30	137 kW	155 kW	126 kW	0 kW	131 kW	123 kW
ES0021000006710749HJ	18/04/2018	27	137 kW	155 kW	126 kW	108 kW	129 kW	119 kW
ES0021000006710749HJ	23/05/2018	35	137 kW	155 kW	126 kW	105 kW	104 kW	92 kW
ES0021000006710749HJ	20/06/2018	28	137 kW	155 kW	126 kW	95 kW	100 kW	93 kW
ES0021000006710749HJ	26/07/2018	36	137 kW	155 kW	126 kW	131 kW	111 kW	101 kW
ES0021000006710749HJ	28/08/2018	33	137 kW	155 kW	126 kW	131 kW	125 kW	113 kW
ES0021000006710749HJ	20/09/2018	23	137 kW	155 kW	126 kW	131 kW	122 kW	110 kW
ES0021000006710749HJ	19/10/2018	29	137 kW	155 kW	126 kW	115 kW	111 kW	101 kW
ES0021000006710749HJ	24/11/2018	36	137 kW	155 kW	126 kW	107 kW	117 kW	110 kW
ES0021000006710749HJ	19/12/2018	25	137 kW	155 kW	126 kW	0 kW	0 kW	0 kW

Potencia Facturada P1 (kW)	Potencia Facturada P2 (kW)	Potencia Facturada P3 (kW)	Precio P1 (€/kW)	Precio P2 (€/kW)	Precio P3 (€/kW)	Factura P1 (€)	Factura P2 (€)	Factura P3 (€)
116 kW	132 kW	119 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	395,24 €	268,30 €	161,56 €
116 kW	132 kW	123 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	395,24 €	268,30 €	166,99 €
116 kW	132 kW	123 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	395,24 €	268,30 €	167,15 €
116 kW	132 kW	119 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	395,24 €	268,30 €	161,56 €
116 kW	132 kW	107 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	395,24 €	268,30 €	145,40 €
116 kW	132 kW	107 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	395,24 €	268,30 €	145,40 €
131 kW	132 kW	107 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	444,62 €	268,30 €	145,40 €
131 kW	132 kW	113 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	444,62 €	268,30 €	153,41 €
131 kW	132 kW	110 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	444,62 €	268,30 €	149,34 €
116 kW	132 kW	107 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	395,24 €	268,30 €	145,40 €
116 kW	132 kW	110 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	395,24 €	268,30 €	149,34 €
116 kW	132 kW	107 kW	3,39 €	2,04 €	1,36 €	395,24 €	268,30 €	145,40 €
					Total (€)	4.891,03 €	3.219,64 €	1.836,34 €

Tabla 1. Facturas de la potencia

En los consumos de tipo 2.X se cuenta con dispositivos que no permiten un consumo de potencia superior al contratado como puede ser los contadores con tele gestión o un Interruptor de Control de Potencia (ICP) que están cayendo en desuso.

Para las tarifas de consumo de tipo 3.X se instala un maxímetro. Registra el consumo de potencia, pero no lo corta si se supera la potencia contratada. La tarifa del contrato de la policía municipal que se ha analizado es 3.0 A.

Para la facturación, se distingue tres conceptos: la potencia contratada (Pc), la potencia registrada (Pr) y la potencia facturada (Pf, la que se cobra).

FACTURACIÓN DE POTENCIA 3.0 y 3.1	
Si $85\% P_c \leq Pr \leq 105\% P_c$	$P_f = Pr$
Si $Pr < 85\% P_c$	$P_f = 85\% P_c$
Si $Pr > 105\% P_c$	$P_f = Pr + 2 \times (Pr - 105\% P_c)$

Tabla 2. Facturación de potencia

Hay que multiplicar los kW facturados por su precio.

Por tanto, se ha comprobado para distintas potencias contratadas y teniendo en cuenta los registros de potencia, cual es la potencia óptima de contratación que minimiza para cada periodo (P1, P2 y P3) la factura anual. El resultado se muestra en la ilustración 12. La potencia contratada estaba ya bien ajustada, pero en función de los datos de 2018 se puede ajustar un poco más.

FACTURA ANTES (€)	FACTURA DESPUÉS (€)	AHORRO ANUAL (€)
9.947,01 €	9.309,76 €	637,25 €
		6,41%

PERÍODO	CONTRATADA (kW)	ÓPTIMA (kW)
P1	137 kW	125 kW
P2	155 kW	125 kW
P3	126 kW	115 kW

Tabla 3. Optimización de potencia

El término final de potencia es de **9303,8 €** y el **ahorro anual es de 637,3 € antes de impuestos (electricidad e IVA), lo que supone un 6,41 %.**

Destacar que esta optimización es la **ideal teórica** para este perfil de demanda de potencia. El valor anterior es el teórico, pero en realidad hay que tener en cuenta otras muchas variables: cambios de condiciones de contratación, posibles cambios en el perfil de demanda, variaciones en la actividad del edificio... Por lo que se deberán incluir todas ellas a la hora de tomar una decisión final. Legalmente, solo se puede realizar un cambio de potencia anual, por lo que tomar una decisión de este tipo en una instalación real debe tener en cuenta todas las variables descritas arriba.

Los cálculos, según la metodología explicada anteriormente, se pueden ver el anexo 1. Cabe destacar que este ahorro se ha obtenido sin necesidad de paneles fotovoltaicos ni baterías, simplemente ajustando bien la potencia contratada.

Término de energía reactiva

El término de facturación de energía reactiva puede llegar a ser de aplicación para cualquier tipo de tarifa. Se cobra cuando en un periodo de facturación, la energía reactiva supera el 33% de la energía activa lo que supone un factor de potencia de 0,95 o menos. En el caso de la tarifa 3.0 A, no se aplica al período P3 o valle. Los contadores deben disponer de medidas de energía reactiva y se factura de la siguiente manera:

FACTURACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA €/kVArh	
Si $0,80 \leq \cos \phi < 0,95$	0,041554 €/kVArh
Si $Pr < 85\% Pc$	0,062332 €/kVArh

Tabla 4. Facturación de energía reactiva

Estos son los valores de energía activa (Pa), energía reactiva (Q) y $\cos \theta$ (factor de potencia) de cada período de cada factura.

FECHA	DIAS DE LECTURA	Pa P1 kWh	Pa P2 kWh	Pa P3 kWh	Q P1 kVArh	Q P2 kVArh	Q P3 kVArh
22/01/2018	34	9827 kWh	36717 kWh	18785 kWh	99 kVArh	680 kVArh	249 kVArh
20/02/2018	28	7860 kWh	29431 kWh	15090 kWh	74 kVArh	688 kVArh	260 kVArh
22/03/2018	30	7934 kWh	31723 kWh	15564 kWh	44 kVArh	521 kVArh	147 kVArh
18/04/2018	27	8394 kWh	21925 kWh	13011 kWh	117 kVArh	801 kVArh	218 kVArh
23/05/2018	35	11312 kWh	27403 kWh	15889 kWh	295 kVArh	411 kVArh	178 kVArh
20/06/2018	28	8672 kWh	21369 kWh	12217 kWh	552 kVArh	710 kVArh	306 kVArh
26/07/2018	36	13221 kWh	31152 kWh	17611 kWh	1359 kVArh	1835 kVArh	583 kVArh
28/08/2018	33	11578 kWh	27238 kWh	15294 kWh	944 kVArh	1499 kVArh	415 kVArh
20/09/2018	23	7667 kWh	18488 kWh	10347 kWh	1018 kVArh	1496 kVArh	281 kVArh
19/10/2018	29	9537 kWh	23346 kWh	12828 kWh	633 kVArh	614 kVArh	147 kVArh
24/11/2018	36	9347 kWh	32698 kWh	16893 kWh	44 kVArh	521 kVArh	147 kVArh
23/12/2018	25	0 kWh	0 kWh	0 kWh	415 kVArh	864 kVArh	263 kVArh

Tabla 5. Facturas de energía activa y reactiva

FECHA	DIAS DE LECTURA	DE	FP P1	FP P2
22/01/2018	34	0,99	0,99	0,99
20/02/2018	28	0,99	0,99	0,99
22/03/2018	30	0,99	0,99	0,99
18/04/2018	27	0,99	0,99	0,99
23/05/2018	35	0,99	0,99	0,99
20/06/2018	28	0,99	0,99	0,99
26/07/2018	36	0,99	0,99	0,99
28/08/2018	33	0,99	0,99	0,99
20/09/2018	23	0,99	0,99	0,99
19/10/2018	29	0,99	0,99	0,99
24/11/2018	36	0,99	0,99	0,99
23/12/2018	25	0,00	0,00	0,00

Tabla 6. Factor de potencia

Importante: a estas tablas que se obtuvieron del Ayuntamiento les falta los valores de la última factura, algunos aparecen como 0, por lo que estas tablas se han utilizado exclusivamente para obtener los términos de potencia y reactiva. Debido al error, la suma de energía activa de la tabla 5 no corresponde con la total. **Para el análisis posterior se obtendrán datos horarios de energía activa consumida.**

Como el factor de potencia no baja en ningún periodo de facturación del 0,95, **no se factura ningún cargo por energía reactiva.** Hay baterías de condensadores que mejoran el FP.

En resumen, la factura de la que se va a partir para el análisis de la energía es la siguiente:

FACTURA ANUAL SIN AUTOCONSUMO	
<i>POTENCIA Y ENERGÍA</i>	
Potencia facturada	9.309,76 €
Energía activa consumida	72.720,33 €
Energía excedentaria	- €
Energía reactiva facturada	- €
Impuesto sobre electricidad 5,11269632% s/€	4.193,95 €
Total energía	86.224,03 €
<i>SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS</i>	
Alquiler equipos de medida 365 x 0,002663€/día	9,72 €
Total servicios y otros conceptos	9,72 €
<i>IMPORTE TOTAL</i>	86.233,75 €
IVA 21% s/€	18.109,09 €
Total importe factura	104.342,84 €

Tabla 7. Factura inicial (sin autoconsumo)

3. PROPUESTA ACTUACIÓN

El objetivo de optimizar la eficiencia energética de un edificio no solo implica una reducción de la demanda energética, sino aprovechar mejor la que se consume para aumentar la autonomía. Se han planteado dos líneas de acción.

3.1 RECUPERACIÓN DE CALOR DEL CPD

En el edificio se encuentra un Centro de Procesamiento de Datos (CPD) que contiene servidores y comunicaciones del edificio. Las pérdidas en los componentes electrónicos (conmutación y conducción) suponen una gran cantidad de calor. Hay un ciclo de refrigeración que extrae todo el calor de pérdidas y lo lleva al exterior del edificio. Se ha propuesto es utilizar el calor residual para calentar el agua de las duchas del edificio.

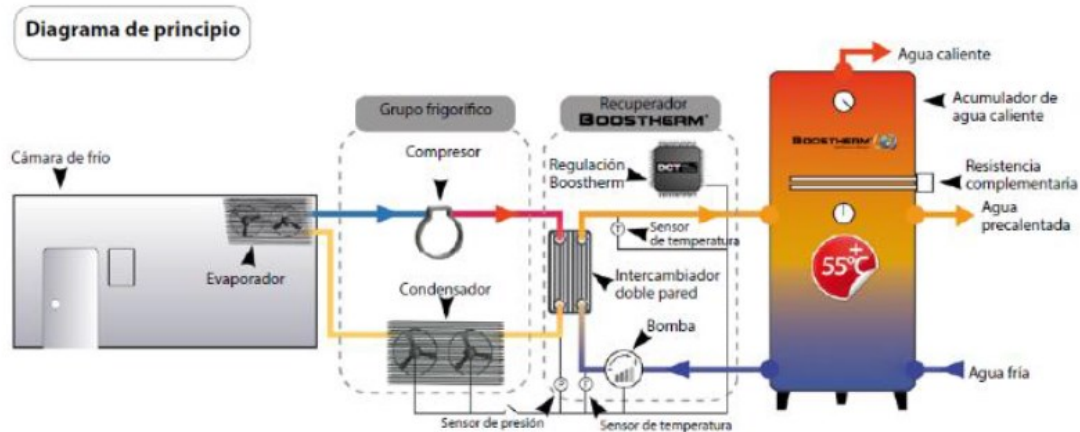


Ilustración 3. Recuperación de calor CPD

El sistema se basa en dos circuitos. El primero de aire caliente proveniente del CPD y se utiliza para calentar el circuito secundario, de agua. El primer circuito ya está instalado, es la refrigeración del centro de procesamiento y el segundo sería el añadido.

Tras estudiarlo, no se va a continuar con esta acción debido a la distancia que hay entre el CPD y la sala de calderas de la que dependen las duchas.

3.2 MICRORRED Y GENERACIÓN

Otra manera de mejorar la eficiencia energética es la línea de la reducción de la demanda energética del edificio.

Cubierta fotovoltaica

La instalación fotovoltaica es la parte más importante, la que mayor impacto va a tener en este proyecto. En uno de los tejados del edificio, el marcado en la foto, se va a instalar los paneles fotovoltaicos.

El modelo de los módulos es el DAS Energy 10x6M-fjb-5BB-285Wp-PV. Se van a instalar 266 módulos en 38 filas de 7 módulos con 19 guías para cables. Suman una potencia de $266 \times 285 = 75.810$ Wp. Estos son células mono cristalinas flexibles que se adaptan a cualquier estructura. La ficha técnica está disponible en el anexo 2.



Ilustración 4. Tejado del edificio de Monasterio de Irache

Baterías de almacenamiento

Los condensadores electrostáticos son componentes que almacenan energía electrostática. Sin embargo, cuando se quiere almacenar grandes cantidades de energía, se recurre a sistemas de almacenamiento de energía mediante procedimientos electroquímicos.

La carga de las baterías se puede administrar mediante varias **estrategias**. Por ejemplo, con cargas pequeñas, la energía puede reservarse para reducir picos de consumo, reduciendo así el término de potencia de la factura. Con cargas pequeñas también se puede reservar parte de la carga para autoconsumirla o inyectarla a red.

Puntos de recarga V2G

Los vehículos eléctricos tienen una batería que requiere energía. Los primeros puntos de recarga que aparecen son unidireccionales, la energía va de la red a la batería del coche, moto o bicicleta.

La tecnología *Vehicle To Grid* (V2G) va un paso más allá de los puntos de recarga convencionales y permite el paso de energía bidireccional, o sea, permite inyectar energía de la batería del coche eléctrico (EV) a la red o microrred. Un coche pasa el 95% de su vida útil parado. Por tanto a efectos de energía, se comporta como una batería más. En el proyecto se contemplan dos puntos de recarga con esta tecnología en el edificio.



Ilustración 5. Esquema tecnología V2G

Debido a la falta de información sobre la batería de los EV que vayan a hacer uso de los puntos V2G, al escaso número de puntos de recarga –dos– y a la incertidumbre de uso que se les va a dar, no se va a considerar estos puntos en el análisis.

Control de la microrred

La instalación de producción del edificio se considera híbrido porque se alimenta tanto de los paneles fotovoltaicos como de la red. El conjunto de la cubierta fotovoltaica, las baterías, el regulador y los puntos V2G forman una microrred. El esquema de conexión para este sistema es el siguiente:

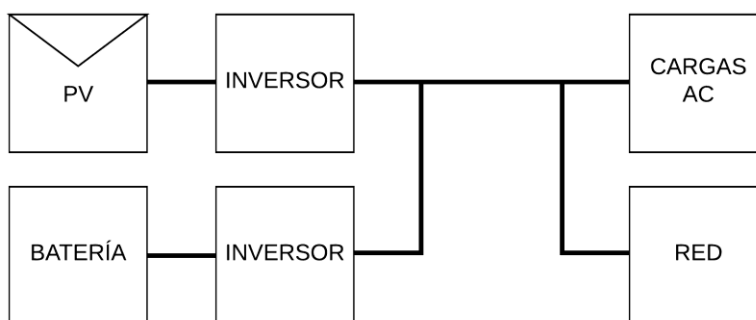


Ilustración 6. Esquema de la microrred

Los convertidores se encargan de hacer el MPPT a la instalación fotovoltaica y de gestionar las baterías en la microrred. En el lado de alterna se encuentra tanto la red como las cargas de alterna. Se debe medir los parámetros necesarios (nivel de carga de la batería, tensiones, corrientes y demás para establecer mediante un controlador el modo de funcionamiento de la microrred.

Instalación eléctrica

Una vez repasadas las acciones propuestas para el edificio hay que decidir cómo instalarlo todo. Las baterías y la regulación (inversores y control) van a instalarse en el *parking* del edificio, la planta -1 junto a los contadores. Los puntos V2G en dos plazas de vehículo del mismo parking. Todo menos la instalación fotovoltaica se instalará junto. El tramo crítico por tanto es el que va del inversor fotovoltaico hasta el tejado fotovoltaico. Los planos realizados del edificio están en el anexo 3.

Recorrido

Tras visitar y analizar las instalaciones se ha trazado el recorrido del cableado desde el regulador hasta el tejado fotovoltaico.

- En la planta -1, donde se situará el regulador hay bandejas en rejilla con cables ya instalados. Éstas se pueden aprovechar para transportar los cables fotovoltaicos durante un tramo del recorrido.
- Llegado un punto, las bandejas se desvían. Se hará un agujero vertical junto a una de las columnas dado que en el piso inmediatamente superior se encuentra el parking de Conservación Urbana, cuyo techo da al tejado del edificio.
- Mediante una canalización de tubos empotrados a la columna se puede ascender hasta el tejado, salir al exterior perforando horizontalmente una pared de 10 cm e ir hasta la conexión de la instalación fotovoltaica.
- En el tejado hay que evitar seguir el trazado de los canalones dado que la canalización de los cables no puede ir por debajo de otra de agua.



Ilustración 7. Bandejas en rejilla de la planta -1



Ilustración 8. *Parking* de conservación urbana



Ilustración 9. Tejado sobre *parking* de conservación urbana

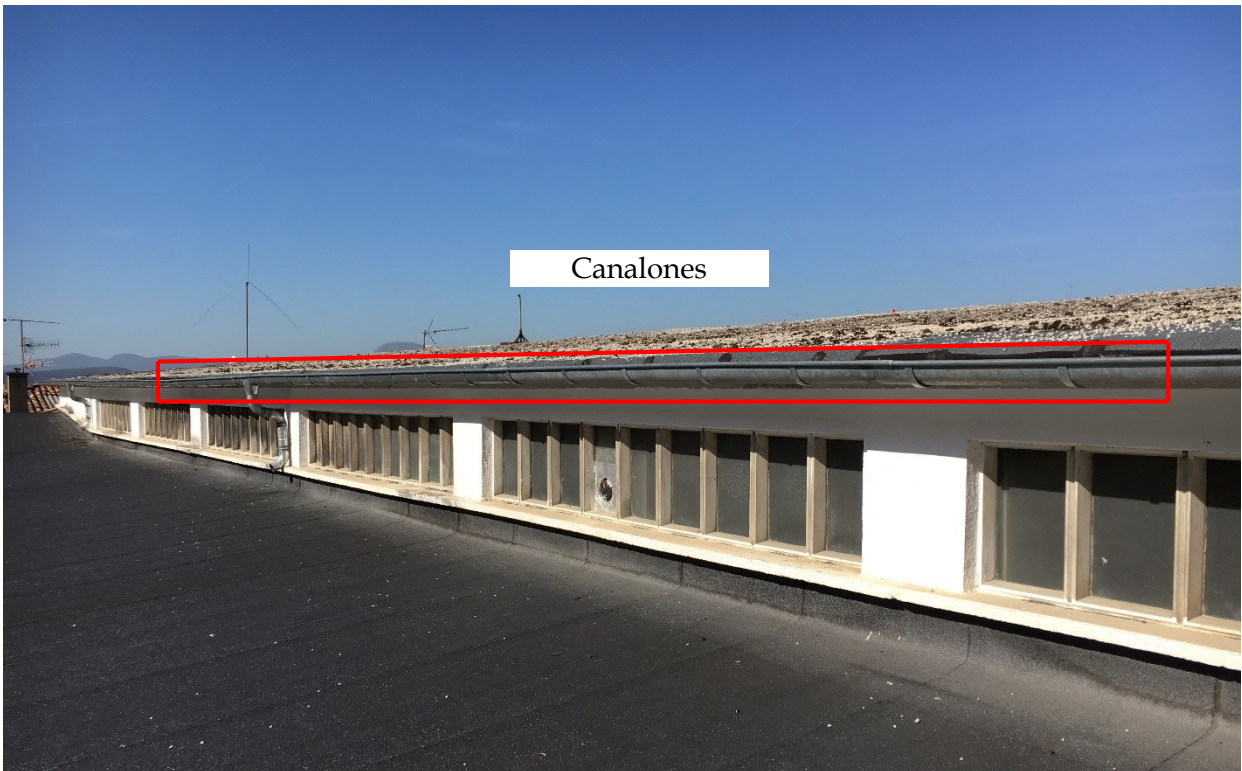


Ilustración 10. Tejado sobre el que se sitúa la instalación fotovoltaica

Conductor y aislante

Los conductores deben ser siempre de **cobre o aluminio** e incluir mínimo un aislante excepto cuando van montados sobre aisladores. Según el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red [2] del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), el cableado de continua debe tener **doble aislamiento**.

Canalización

Sobre la canalización escogida para llevar los cables:

- Hay que tener cuidado con las **canalizaciones** previamente instaladas, ya sean eléctricas de agua, gas...
- En caso de cruce entre canalización eléctrica con no eléctrica, debe haber una separación de por lo menos 3 cm entre superficies, más distancia si transmiten calor las canalizaciones no eléctricas. Así mismo, no se debe colocar una canalización eléctrica por debajo de una canalización que pueda tener condensación, debe ir siempre por encima.
- Canalizaciones eléctricas y no eléctricas no deben ir por el mismo hueco de la construcción o canal a menos que la protección contra contactos indirectos esté asegurada y protegida la canalización eléctrica contra condensación, corrosión, inundación...
- Varios circuitos eléctricos pueden transcurrir por la misma canalización siempre y cuando estén todos los cables aislados para la mayor de las tensiones asignadas de entre ellos.
- Las canalizaciones deben ir correctamente identificadas para evitar problemas y equivocaciones en caso de avería o mantenimiento. Debe haber un mapa con etiquetas que identifiquen la disposición de los cables si es difícil identificarlos (el tramo del parking que va por bandejas perforadas está lleno de cables).
- Las canalizaciones deben situarse de manera accesible para revisiones y reparaciones con acceso a todas sus conexiones.
- Las canalizaciones deben seleccionarse e instalarse de manera que se minimicen los daños a causa de esfuerzos mecánicos, por ejemplo, por impacto, penetraciones o compresión durante su instalación, uso o mantenimiento.

Para **escoger canalización**, según la normativa [3], hay que tener en cuenta dos factores, el tipo de **cable** que se va a utilizar y la **situación** de la instalación (por donde puede transcurrir la canalización por el edificio).

En cuanto al **cable**, si se quiere aprovechar la bandeja perforada del parking (planta -1) solamente se pueden utilizar cables con cubierta, ya sean unipolares o multipolares. Hay un tipo de cable muy usado en aplicaciones fotovoltaicas, denominados H1Z2Z2-K que dispone de

aislamiento y cubierta. La norma [4] establece este tipo de cable para aplicaciones del lado de continua de tensión nominal 1,5 kV.

En cuanto a la canalización por la que transcurren los una vez fuera de la planta -1 serán: hueco de la construcción (entre plantas), empotrado en estructura (patio de columnas) y montaje superficial (tejado).

Los sistemas de instalación o canalizaciones que concuerdan con las necesidades de este proyecto en concreto son: la fijación directa, tubos, canales, molduras, conductos de sección no circular.

Estimación de la línea

Para el cálculo de sección de la línea se necesita conocer valores sobre la línea. Aquí se especifican esos valores.

- **Tipo de línea.** El regulador es un inversor, un convertidor para las baterías y el controlador de estos convertidores. Por tanto la conexión va a ser en **continua**.
- **Temperatura.** Como temperatura ambiente a la que van a estar sometidos los cables se utiliza la mayor, la más restrictiva, a la que está sometida Pamplona a lo largo del año. **39°C** es la máxima alcanzada en verano en los últimos años.
- **Material y aislante del cable.** En la UNE EN 50618 se especifica los cables normalizados para usar en instalaciones fotovoltaicas, concretamente en el lado de continua. Se especifica que el cable debe ser de **cobre**, con revestimiento de estaño. El aislamiento **goma** libre de halógenos. En definitiva, los cables que se rijan a esa norma pueden ser usados.
- **Longitud.** Para el cálculo de la longitud de la línea se ha trazado el recorrido explicado en apartados anteriores de los cables desde la instalación fotovoltaica hasta el regulador. En planta, la longitud del recorrido es de 73 m de longitud. En alzado, la longitud es de 15 m. **El total de la línea es de 88 m.** Este valor no es muy preciso y dependerá de variaciones de recorrido que se puedan producir *in situ* a la hora de instalar, pero no varía drásticamente el resultado.
- **Potencia.** La potencia pico de la instalación fotovoltaica es de 75,81 kWp. Para dimensionar la sección de cable, se tiene en cuenta la potencia pico.
- **Tensión de línea.** La configuración de módulos fotovoltaicos en serie y paralelo da como resultado una curva característica para el conjunto con una tensión de circuito abierto igual a la suma de 14 paneles colocados en serie en cada uno de 19 *strings*. En este caso, la instalación tiene una tensión de 460 V.
- **Caída de tensión.** El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece para instalaciones interiores una caída de un 3% de forma general. Sin embargo, IDAE [2] recoge las caídas de tensión máximas recomendadas en aplicaciones fotovoltaicas. No son obligatorias, pero sí

recomendadas. Para el tramo que va desde el generador fotovoltaico hasta el inversor o cualquier otra sección se recomienda un **1,5%**.

- **Factor de potencia.** La línea es de continua.

Criterios de sección y cable

Los paneles fotovoltaicos trabajan en corriente continua y el inversor tiene entrada en continua. La distribución desde el tejado va a ser en continua. Los cables deben cumplir la norma UNE EN 50618 [4].

Para calcular la sección mínima de cable necesario se consideran tres criterios:

1. El **criterio de intensidad máxima admisible** o de calentamiento asegura que la temperatura del conductor del cable funcionando a máxima carga no supere la temperatura máxima admisible que se utiliza en los aislantes del cable.
2. El **criterio de la caída tensión** dicta la sección de cable necesaria para que no haya una caída de tensión concreta en el recorrido del cable.
3. El **criterio de intensidad de cortocircuito** dimensiona la sección para que en caso de cortocircuito de corta duración (< 5 s) la temperatura no sobrepase la máxima. Éste criterio no suele tenerse en cuenta dado que hay protecciones en distintos puntos de la instalación que evitan que el cortocircuito dure tanto.

Finalmente, se escoge la sección de cable normalizada inmediatamente superior a la máxima de los criterios aplicados.

Sección de cable

El resultado de la sección del cable que va desde el tejado fotovoltaico hasta el inversor del regulador:

DATOS	LINEA	Continua
	LONGITUD (m)	88 m
	POTENCIA (W)	75810 W
	TENSIÓN (V)	456,26 V
	CDT (%)	1,5%
	MATERIAL	Cobre
	AISLANTE	GomaLibreDeHalógenos
	Tª TERRENO (°C)	30,0 °C
	Nº LÍNEAS	1,0
CRITERIO 1	I SERVICIO (A)	164,0 A
	I MAX ADM (A)	176,0 A
	SUP. NORMALIZADA (mm ²)	35 mm ²
CRITERIO 2	SUP. MÍNIMA (mm ²)	92 mm ²
	SUP. NORMALIZADA (mm ²)	95 mm ²
FINAL	SUP. FINAL (mm ²)	95 mm ²

Tabla 8. Sección de cable final

La sección final de cada cable es de **95 mm²** cada cable normalizado.

4. MARCO REGULATORIO

La comisión europea publicó el 11 de diciembre de 2018 una Directiva para **fomentar la energía procedente de fuentes renovables**. Fija una cuota de energía final consumida cuya fuente sean las EERR para 2030, establece normas sobre autoconsumo y define criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero entre otras medidas.

En España, una serie de **barreras regulatorias** dificultaban y desincentivaban hasta hace poco el autoconsumo [5]. La Ley del Sector Eléctrico de 2013 [6] es la primera que regula el autoconsumo. Para reducir el déficit de tarifa, entre otras cosas se reducen significativamente el régimen retributivo específico de la tecnología renovable y otras medidas que frenaron de golpe el incremento de instalaciones de producción de energía renovable. El Real Decreto 900/2015 [7] estableció un peaje de respaldo -conocido coloquialmente con otro nombre- por la energía autoconsumida.

Este escenario impedía que consumidores, productores y la sociedad en general se beneficiara de las ventajas que el autoconsumo conlleva como es la menor dependencia de la red y menores emisiones de gases de efecto invernadero. Desde hace un par de años, el autoconsumo empezó a despegar en 2017 cuando se volvió a subastar la asignación de un régimen retributivo específico para las nuevas instalaciones de producción de energía a partir de fuentes de energía renovable.

El 5 de octubre de 2018 se publicó el Real Decreto Ley 15/2018 [8] en el que se abordan medidas urgentes para la transición energética y el 5 de abril de 2019 se publicó el **Real Decreto 244/2019** [9] en el que se establecen medidas como exentar a la energía autoconsumida de cualquier tipo de peaje o impuesto. A continuación, se explica más en detalle los documentos.

4.1 RDL 15/2018, DE 5 DE OCTUBRE

Este Real Decreto-Ley trata sobre medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Las medidas relacionadas con el autoconsumo de energía son las siguientes:

1. En el artículo 19 se define el autoconsumo como: “A los efectos de esta Ley, se entenderá por autoconsumo el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.” Por tanto, se entiende que **no solo el productor sino consumidores próximos pueden hacer uso de las instalaciones de producción**. Hasta ahora el autoconsumo se permitía dentro de la red interior, ahora se amplía el rango: se permite a consumidores conectados a través de una línea directo o derivados de un mismo centro de transformación. Este es uno de los puntos clave sobre la nueva normativa.
2. Dentro del autoconsumo se definen dos tipos: con excedentes y sin excedentes que se diferencian en que uno puede inyectar energía a la red de distribución y transporte y el otro no.
3. La **energía autoconsumida** -generada y consumida sin pasar por red de distribución- estará **exenta de todo tipo de peajes y cargos**. Se deroga por tanto el peaje de respaldo. Cabe destacar que se refiere a la autoconsumida, ni a la consumida de la red, ni a la excedentaria.
4. Se prevén mecanismos de **compensación simplificada** entre déficit y excedentes para los consumidores asociados a una instalación de producción.

4.2 DIRECTIVA UE 2001/2018, DE 11 DICIEMBRE

Esta directiva trata sobre el fomento del uso de energía de fuentes renovables. El artículo 21 hace referencia al autoconsumo de energías renovables. Los puntos más destacados son:

1. Los autoconsumidores de EERR tienen derecho a generar energía para su propio consumo, almacenarla y vender los excedentes, la energía sobrante, sin estar sometidos a procedimientos y cargos discriminatorios y tarifas de la red que no reflejen los costes.
2. Sobre la energía autoconsumida, no se permiten procedimientos discriminatorios o tasas. En el caso de España, el peaje de respaldo.
3. Recibir una remuneración por la energía vertida a red teniendo en cuenta su precio de mercado y los beneficios que su origen renovable tienen sobre la sociedad, medio ambiente y red eléctrica.
4. Se incluyen **tres situaciones en los que se contempla la aplicación de las tasas anteriores**:
 - Que ya disponga de ayuda económica la energía renovable autoconsumida.
 - Si para 1 de diciembre de **2026, el autoconsumo en un país supera el 8%** y se demuestra que supone una carga significativa desproporcionada para la sostenibilidad del sistema eléctrico, podrían aplicarse tasas a la energía autoconsumida (peaje de respaldo, por ejemplo).
 - Los casos en los que la **potencia fotovoltaica instalada supera en 30 kW la potencia instalada de consumo**.
5. Se garantiza que vecinos del mismo edificio puedan realizar conjuntamente actividades de autoconsumo, almacenamiento y venta de energía y estar diferenciado este autoconsumo colectivo del autoconsumo individualizado de energía proveniente de fuentes renovables.
6. Los estados miembros instaurarán un marco facilitador para promover el uso de energías renovables en autoconsumo, así como la eliminación de barreras injustificadas.

Destacar que las directivas europeas tienen prioridad sobre los Reales Decretos de cada país y por tanto deben cumplirse. Esto es importante en el caso de las situaciones en las que se puede aplicar impuestos sobre la energía autoconsumida que no nombran en la legislación española pero sí en esta europea.

4.3 RD 244/2019, DE 5 DE ABRIL

En este Real Decreto se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Se define el concepto de **instalación próxima a través de red y autoconsumo colectivo**, el **mecanismo de compensación simplificada** y los procedimientos de inscripción, comunicación y registro administrativo de las instalaciones.

Consumidores asociados

Hay dos tipos de relación ente instalaciones de producción y consumidores asociados:

- Las **instalaciones asociadas próximas de red interior**. Se considera cuando están “aguas abajo” de los contadores o unidas a través de líneas directas.
- La **instalación asociada próxima a través de la red** se considera cuando derivan del mismo centro de transformación en baja tensión o están conectadas en baja tensión a una distancia en proyección ortogonal menor a 0,5 km entre contadores o comparten los primeros 14 dígitos de la referencia catastral.

Instalaciones de producción

Pueden considerarse **instalaciones de producción** aquellas no inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción del Ministerio pero que, tengan menos de 100 kW de potencia (se define **potencia instalada como la máxima del inversor fotovoltaico**), estén acogidas a alguna de las modalidades de autoconsumo que se definen en el documento y que puedan entregar energía a la red de distribución y transporte.

El productor no necesita un contrato eléctrico para los **servicios auxiliares** si se encuentran en la red interior, la fuente de energía es renovable, inferior a 100 kW y consume menos de un 1% de la energía generada. En caso de necesitarlo, si la persona física o jurídica titular de la producción tiene también un contrato como consumidor asociado de red interior, el contrato de servicios auxiliares y el de consumo podrán formalizarse como uno.

Modalidades de autoconsumo

Se distinguen dos **modalidades de autoconsumo**, con y sin excedentes. Para pertenecer a la modalidad sin excedentes hace falta un mecanismo anti vertido de energía. Dentro de la modalidad con excedentes se divide en dos:

- Autoconsumo con excedentes **acogido a compensación**. Para acogerse a esta modalidad, la fuente de energía primaria debe ser renovable, la potencia instalada (la del inversor en fotovoltaica) inferior o igual a 100 kW, el consumidor y productor asociado hayan suscrito un

contrato de compensación simplificada y que la instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo específico o adicional.

- Autoconsumo con excedentes **no acogidos a compensación**. Los que no cumplan las condiciones anteriores o no quieran acogerse a la compensación, optarán a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación.

Ahora, ¿Qué es la compensación simplificada? Se establece la compensación simplificada como un **saldo en términos económicos, no energéticos, entre la energía consumida y vertida** en el periodo de facturación. Se valora a un precio la energía consumida de la red y la vertida a la red de forma distinta.

Se ha plasmado estas modalidades en el esquema de la ilustración 14.

Autoconsumo colectivo

Puede darse el caso de que la energía producida por una de estas instalaciones de producción se reparta entre más de un consumidor asociado de forma acordada. Esto es el **autoconsumo colectivo**. Puede darse en cualquiera de las modalidades de autoconsumo y todos los asociados deben pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo. Para el reparto de la energía producida por el generador, se establecen una serie de coeficientes acordados entre todos los consumidores asociados participantes en el autoconsumo colectivo o, en su defecto, un reparto proporcional a la potencia contratada por cada consumidor o a la aportación económica a la instalación de producción.

Si los consumidores asociados a una misma instalación de producción deciden cambiar la modalidad de autoconsumo deben ajustar simultáneamente las instalaciones a lo dispuesto para la nueva modalidad.

Régimen económico

En el caso de la modalidad de **autoconsumo con excedentes no acogida a compensación**, recibirá por la energía horaria excedentaria vertida una contraprestación económica correspondiente a la normativa en vigor. Ese valor es el precio medio horario de la energía en el mercado eléctrico. En caso de que se disponga de un régimen retributivo específico, se aplicará este sobre la energía horaria excedentaria vertida. Los peajes se definen en el siguiente apartado.

Para la modalidad de **autoconsumo con excedentes acogida a compensación**, la compensación simplificada estará excluida del sistema de ofertas. El saldo económico es distinto dependiendo de si el contrato de suministro se tiene con una comercializadora libre o una de referencia:

- En la **comercializadora libre** tanto la energía horaria consumida de la red como la energía horaria excedentaria serán valoradas al precio acordado entre las partes.
- En el caso de **comercializadora de referencia**:

- i. La energía horaria consumida de la red se valora al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) de cada hora. Este se puede obtener del operador del sistema y su manera de calcularlo se explica en el decreto 216/2014 [10].
- ii. La energía horaria excedentaria se valora al precio medio horario (Pmh) el cual también está disponible en la web de REE. Se obtiene a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h , menos el coste de los desvíos, CDSVh [10].

En ningún caso, el valor de la energía horaria excedentaria puede superar el de la consumida horaria de la red en un periodo máximo de un mes, es decir, que no puede darse el caso de que el término de la factura correspondiente a la energía excedentaria sea superior al término de energía consumida de la red.

La compensación simplificada se aplica antes que el impuesto sobre la electricidad. La comercializadora, tras obtener el saldo correspondiente a energía consumida-vertida, le aplicará los impuestos.

La ilustración 13 representa este apartado de manera gráfica.

Peajes de acceso a las redes y cargos de autoconsumo

Actualmente, la **energía autoconsumida de origen renovable** ya no tiene cargos ni peajes, esto es, la eliminación del peaje de respaldo. Por otro lado, para la energía que sí que se intercambia entre la red y la instalación, la consumida de la red y la energía excedentaria, existen dos tipos de peaje:

- **Peaje de acceso a las redes de transporte y distribución para productores.** En el caso de las modalidades de autoconsumo con excedentes acogido a compensación simplificada, la energía vertida no se considera energía incorporada al sistema eléctrico y por tanto está exenta de este peaje. Por otra parte, para la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación, sí deberán pagar este peaje al sí ser considerada como incorporada al sistema eléctrico. En cuanto a la energía consumida de la red, este peaje ya está incluido en el precio del kWh de la comercializadora ya que son las encargadas de abonarlo.
- **Peaje de acceso a las redes de transporte y distribución para consumidores.** El mismo para todas las modalidades e igual a antes del decreto. Este peaje está incluido en el precio del kWh de la energía consumida de la red y va destinada al mantenimiento de la red eléctrica. Las condiciones de contratación se establecen en el Real Decreto 1164/2001 [11].
- **impuesto de generación.** Igual que el peaje de acceso a redes de generadores, se aplica sobre la energía vertida o excedentaria en autoconsumo con excedentes no cogido a compensación. La modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada está exenta de este impuesto

Régimen jurídico

El consumidor y el propietario de las instalaciones de producción podrán ser personas físicas o jurídicas distintas.

Cuando la instalación de producción y un consumidor asociado compartan una red interior, en caso de incumplir las condiciones del decreto responderán de manera solidaria. Entre otras penalizaciones, no podrán obtener energía de la red o verter de manera remunerada el excedente.

En cuanto al **contrato de acceso a la red**, distinguiendo entre productores y consumidores:

- Las instalaciones de producción de menos de 15 kW o incapaces de verter energía a red ubicadas en suelo urbanizado con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, no necesitarán obtener permisos de acceso y conexión a la red. Las de mayor de 15 kW sí lo requerirán.
- Los consumidores, tanto acogidos a modalidad con y sin excedentes, deberán disponer de contratos de acceso y conexión para las instalaciones de consumo. A la hora de cambiar de modalidad de autoconsumo o cambiar la potencia instalada de generación, el consumidor debe notificárselo a la empresa distribuidora o a través de la comercializadora. La empresa distribuidora tiene un plazo de 10 días para modificar el contrato y hacérselo llegar al consumidor. Este tiene un plazo de 10 días para alegar desconformidades o se considerará aceptado.

Requisitos de medida

Los sujetos acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo, con el fin de poder cobrar las tarifas, remuneraciones, peajes y costes de forma correcta deben disponer de los equipos de medida necesarios.

Las **instalaciones de generación deben disponer de un equipo de medida** que registre la generación neta en cualquiera de los siguientes casos: que se realice autoconsumo colectivo, la instalación sea próxima a través de red, la fuente energética no sea renovable, en autoconsumo con excedentes no acogido a compensación que no disponga de un solo contrato para servicios auxiliares y consumo asociado o en instalaciones de potencia aparente nominal mayor o igual a 12 MVA.

En caso contrario, dado que la generación va a parar a un solo consumidor asociado y este se encuentra en la red interior, no es necesario el equipo de medida, simplemente un equipo de medida bidireccional en el punto frontera como en la siguiente ilustración.

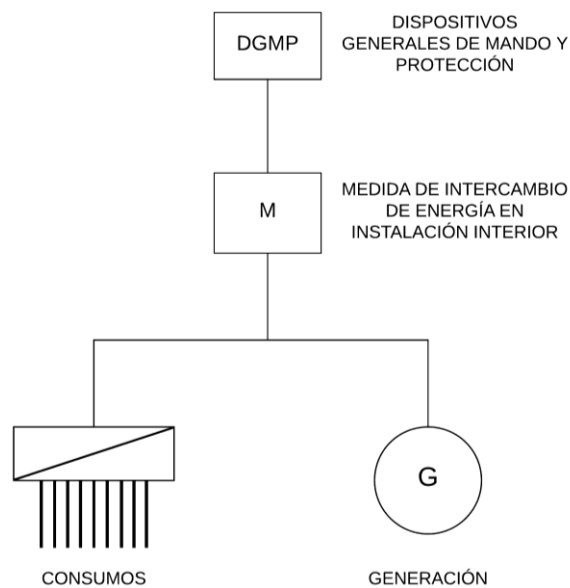


Ilustración 11. Esquema de red interior

Almacenamiento de energía

Se contempla el uso de elementos de almacenamiento energético en las instalaciones de autoconsumo siempre y cuando cuenten con protecciones según la normativa de seguridad.

El equipo de medida del elemento de almacenamiento será compartido con el equipo de medida de la generación o con el punto frontera o con el consumidor asociado.

Saldo neto dentro de cada hora

Este apartado va dedicado a aclarar la facturación en horas con energía excedentaria y consumida de la red en la misma hora. Se ha creado una gráfica que cruza una curva de consumo y generación para explicarlo.

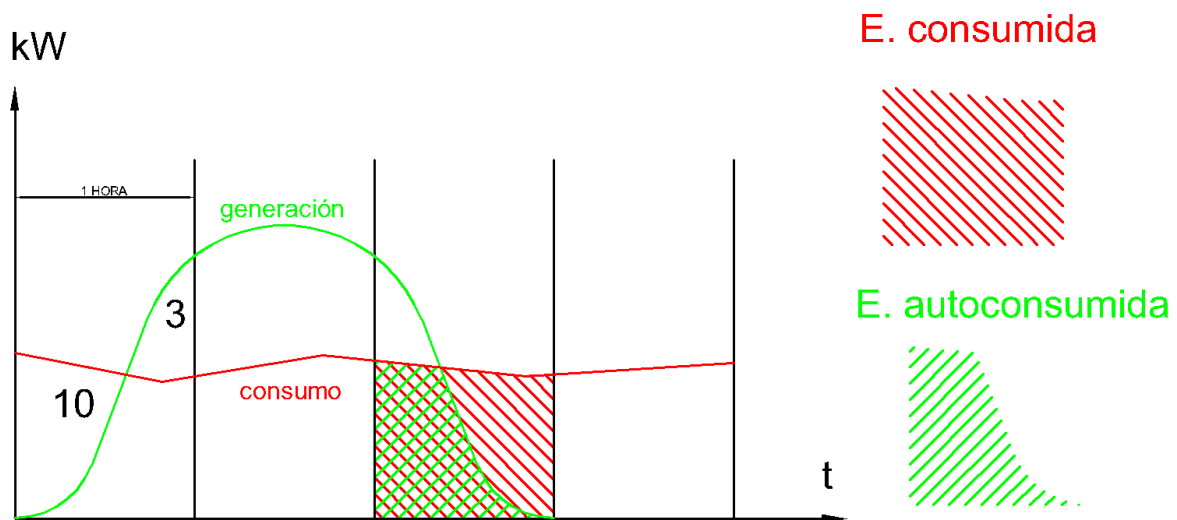


Ilustración 12. Gráfica con ejemplo de consumo y generación

Cuando a lo largo de una hora, solo se ha vertido energía excedentaria a la red –segunda hora- o cuando solo se ha consumido energía de la red –cuarta hora-, la facturación es intuitiva. La segunda hora te valoran la energía excedentaria a un precio y la cuarta hora te valoran la energía consumida a otro. Pero, ¿Qué ocurre cuando dentro de una misma hora se ha consumido de la red un rato y se ha vertido otro rato –primera y tercera hora?

Los contadores bidireccionales miden en “celdas” separadas, tanto la energía consumida de la red como la vertida a la red. Antes de esta legislación que se está analizando [9] se realizaba un **balance neto de energía dentro de cada hora**, esto es que se hace la diferencia entre ambas y el resultado se trata como la mayor de ellas. De esta manera se compensa dentro de cada hora, el kWh consumido con el excedentario.

La definición de energía horaria consumida de la red se define en el artículo 3, definición p) de este decreto [9] como “... saldo neto horario de energía eléctrica... En caso de no existir equipo de medida en el punto frontera, esta energía se calculará mediante la diferencia entre la energía horaria consumida por el consumidor asociado y la energía horaria autoconsumida por el consumidor asociado.”. La primera manera de calcularlo es como se ha hecho hasta ahora y la segunda no.

Esto afecta exclusivamente a las horas en las que haya a ratos consumo y vertido que por lo general suele ocurrir dos horas al día en instalaciones en las que se produce más energía horaria

que la consumida de la red. Sin embargo, días nublados en los que la generación se interrumpa varias veces a lo largo del día pueden verse más afectados.

Siguiendo el **ejemplo** de la ilustración 12, la facturación será:

- Con la primera definición. 7 kWh valorados a precio de energía consumida.
- Con la segunda definición. 10 kWh valorados a precio de energía consumida y 3 kWh valorados a precio de energía excedentaria.

La diferencia de precio principal entre kWh consumido o excedentario es el peaje de acceso a la red (unos 44 €/MWh para tarifas 2.0 A y entre 4 y 18 €/MWh para 3.0 A). Por tanto, con balance neto, el autoconsumidor ha obtenido ese beneficio por cada uno de los 3 kWh balanceados.

FLUJO ECONÓMICO HORARIO

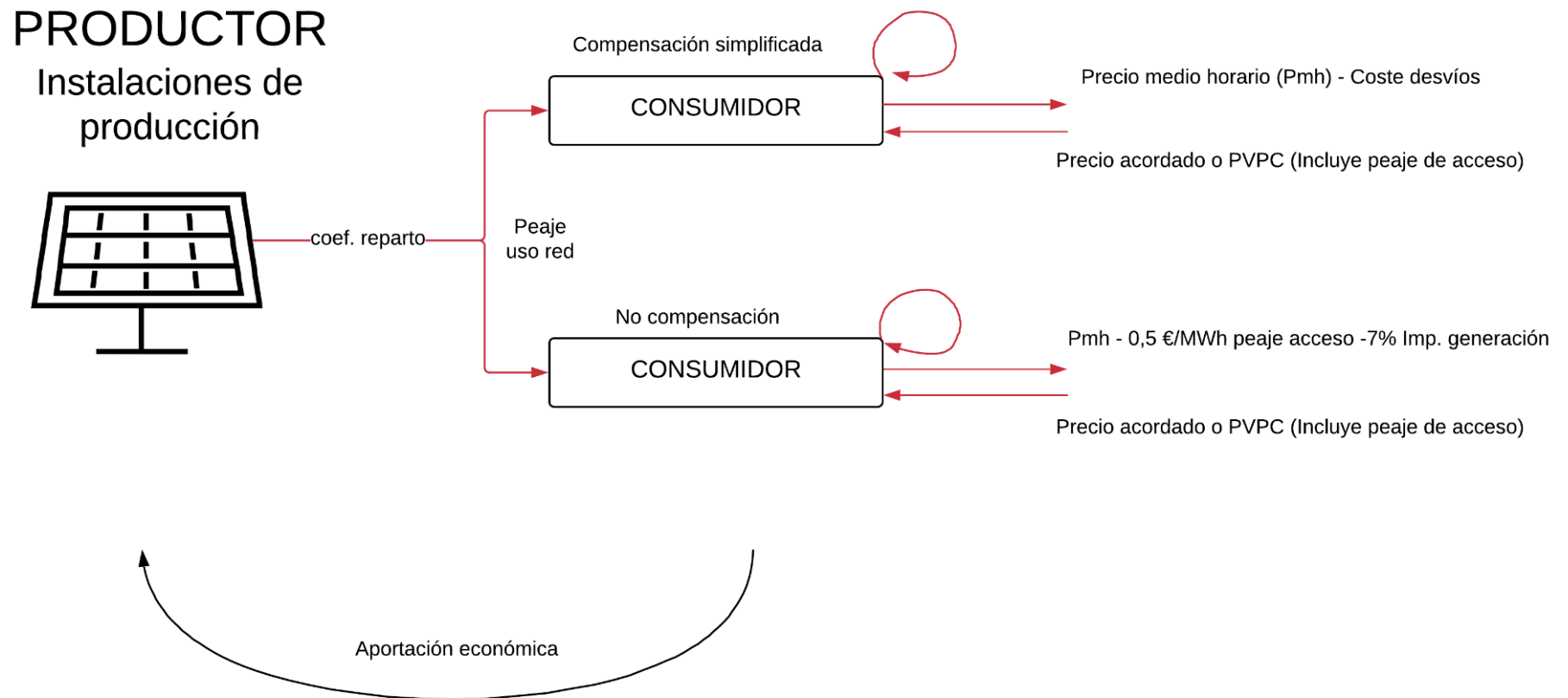


Ilustración 13. Flujo económico en autoconsumo

MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

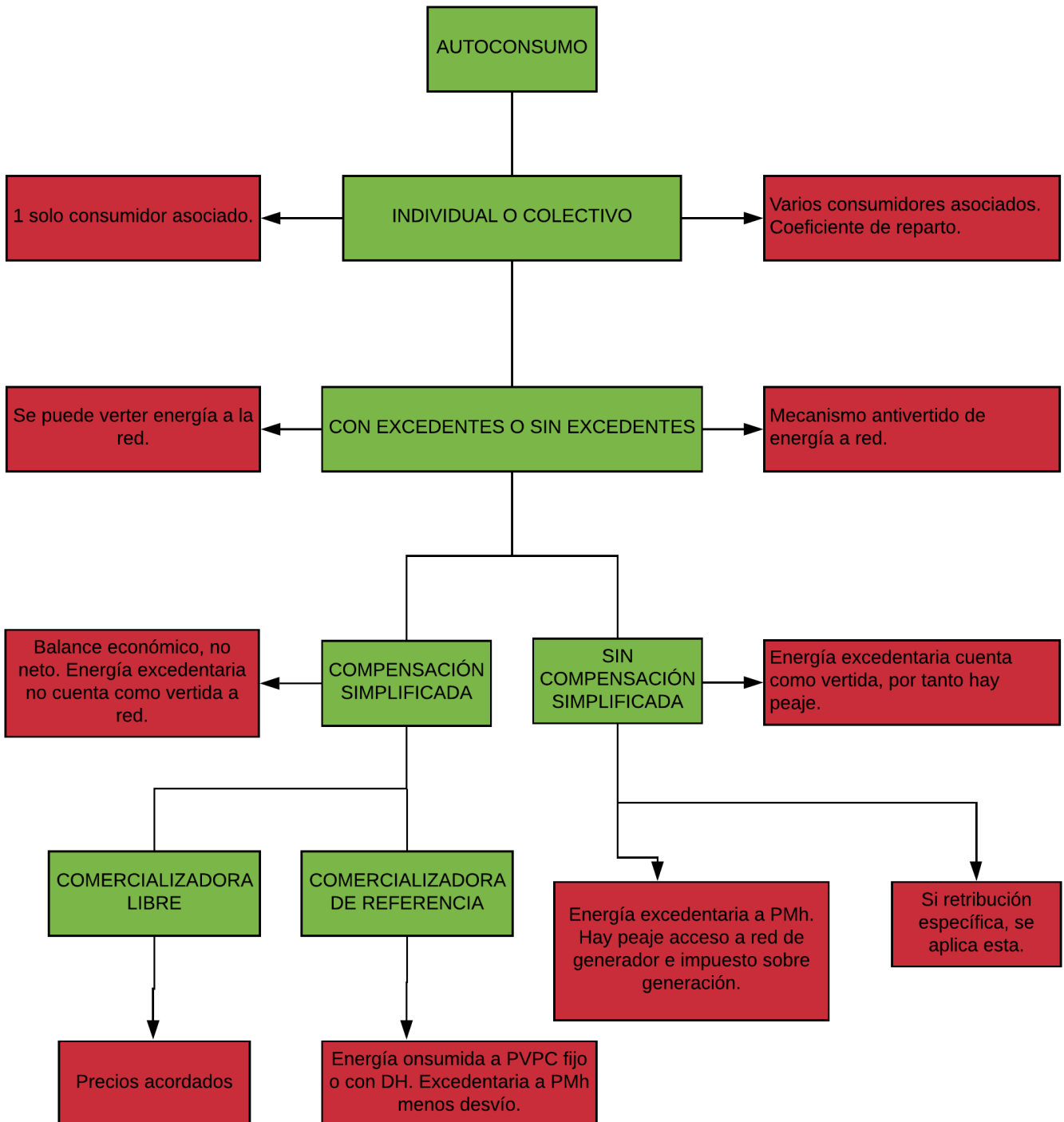


Ilustración 14. Modalidades de autoconsumo

5. ESCENARIOS DE ANÁLISIS

Dicho esto sobre el nuevo escenario del autoconsumo en España, se plantea un **análisis de diferentes escenarios** o situaciones para comprobar el impacto que el autoconsumo, concretamente el uso de paneles fotovoltaicos, puede tener en la factura eléctrica. El grueso de la factura proviene de la energía activa consumida, que además es, de los tres conceptos, el que más se ve afectado por la instalación fotovoltaica y por las distintas modalidades de autoconsumo.

Los diferentes escenarios que se plantean tienen en cuenta la modalidad del autoconsumo, la potencia fotovoltaica instalada y el uso de baterías de almacenamiento. Para cada escenario se trabaja con la **energía horaria autoconsumida**, la **energía horaria excedentaria** y la **energía consumida de la red**.

5.1 ESCENARIO 1

Este primer escenario es el caso del edificio que se ha analizado hasta ahora.

Energía horaria consumida

Actualmente, se han implantado los contadores inteligentes, capaces de medir de forma horaria, el consumo energético. Esto ayuda enormemente a establecer las curvas de consumo útiles tanto para la comercializadora como para el consumidor final dado que puede gestionar mejor su tarifa eléctrica. Sin embargo, no todos los contadores instalados son inteligentes y no disponen de medidas horarias. En el caso del edificio en el que se ha realizado el estudio, no se disponía de datos de consumo horarios por dificultades a la hora de acceder a ellos a través de la distribuidora. Dado que el análisis utiliza periodos horarios, es necesario realizar una simulación a partir de los periodos no horarios.

En el Boletín Oficial del Estado -BOE- publican todos los años el procedimiento para establecer los perfiles de consumo de energía. Es decir, **obtener las medidas horarias a partir de los datos de consumo no horarios**. Las primeras páginas están disponibles en el anexo 4. Se distinguen dos tipos de perfiles:

- Perfil inicial: es el perfil que se publica anualmente en el boletín y que sirve como partida para calcular los perfiles finales de carga (ilustración 15).
- Perfil final: perfil que se utiliza para obtener las medidas horarias de consumo a efectos de la liquidación de energía.

Mes	Día	Hora	Perfil Inicial 2017				Demanda de Referencia 2017
			$p^{a,d}_{m,d,h}$	$p^{b,d}_{m,d,h}$	$p^{c,d}_{m,d,h}$	$p^{d,d}_{m,d,h}$	(MW)
1	1	1	0,000112846837	0,000225562996	0,000086380692	0,000178968155	25.817
1	1	2	0,000094277564	0,000210735047	0,000081269654	0,000181227564	23.822
1	1	3	0,000080758601	0,000195227021	0,000078885682	0,000170639091	22.211
1	1	4	0,000072321466	0,000183983965	0,000077357705	0,000163810546	21.217
1	1	5	0,000067796319	0,000179748486	0,000076425239	0,000157337671	20.715
1	1	6	0,000066392436	0,000187068044	0,000077039752	0,000155599168	20.685
1	1	7	0,000068454577	0,000190066799	0,000079613710	0,000157618668	21.022
1	1	8	0,000073389688	0,000185481552	0,000082268747	0,000161867912	21.666
1	1	9	0,000084346447	0,000136358534	0,000076890538	0,000089775169	22.120
1	1	10	0,000105933456	0,000113531739	0,000075768162	0,000050939401	23.663
1	1	11	0,000128076672	0,000117161458	0,000081117230	0,000057052747	25.735
1	1	12	0,000141008627	0,000108075648	0,000086109500	0,000059579399	26.794
1	1	13	0,000146312077	0,000082915865	0,000089231544	0,000059040991	26.940
1	1	14	0,000150984111	0,000082010984	0,000088689295	0,000059322543	27.344
1	1	15	0,000150424279	0,000080575740	0,000085469631	0,000060164948	27.200
1	1	16	0,000136062811	0,000072507380	0,000081851940	0,000057145887	25.996
1	1	17	0,000129424317	0,000069142295	0,000079889746	0,000051862915	25.402

Ilustración 15. Perfiles iniciales (BOE)

Se publican perfiles distintos para cada tipo de tarifa:

- Consumidores 2.0 A y 2.1 A.
- Consumidores 2.0 DHA y 2.1 DHA.
- Consumidores 3.0 A y 3.1 A.
- Consumidores 2.0 DHS y 2.1 DHS.

A partir de los **perfiles iniciales** de cada tipo de consumidor, la demanda de referencia y la demanda real se obtienen los **perfiles finales**.

REE, como operador del sistema eléctrico de España, se encarga de calcular y publicar los perfiles finales de consumo, así como la demanda del sistema, válida exclusivamente a efectos de la determinación de estos perfiles finales. Desde la página web de Red Eléctrica de España [12] se puede obtener los perfiles finales.

Los valores de energía registrados aparecen en la tabla 5.

A partir de los perfiles finales y las medidas incrementales del contador se obtiene el consumo a cada hora de cada día del año. Este cálculo consiste en multiplicar a la medida incremental, la fracción que se obtiene de dividir el perfil final a una hora entre el sumatorio de todos los perfiles dentro de la franja temporal de esa medida incremental:

$$MCH^{c,i}_{m,d,h,p} = P^{i,f}_{m,d,h} * MC^{c}_{j,t,J,T,p} / \sum_{m=j}^{m=J} \sum_{\substack{d=T \leftrightarrow m=J \\ d=D_m \forall m \neq J}} \sum_{\substack{d=t \leftrightarrow m=j \\ d=1 \forall m \neq j}} \sum_{h \in p} P^{i,f}_{m,d,h}$$

Siendo:

$MC^{c}_{j,t,J,T,p}$ = Medida incremental obtenida del contador del cliente "c", entre el día "t" del mes "j" y el día "T" del mes "J" correspondiente al bloque horario "p".

$MCH^{c,i}_{m,d,h,p}$ = Medida horaria calculada del cliente "c" con perfil "i" en la hora "h" del día "d" del mes "m" correspondiente al bloque horario "p" registrado por el equipo de medida.

Ilustración 16. Fórmula para obtener registros horarios a partir de no horarios y perfiles finales

El contrato tiene un peaje de acceso 3.0 A y los registros de consumo se hacen en periodos de un mes. Aplicando esta fórmula se ha obtenido el consumo horario del edificio para el año 2018.

Se ha representado la energía horaria generada neta para cada mes de 2018, el valor medio horario. Se presenta la información de esta manera por comodidad para ver todo año junto:

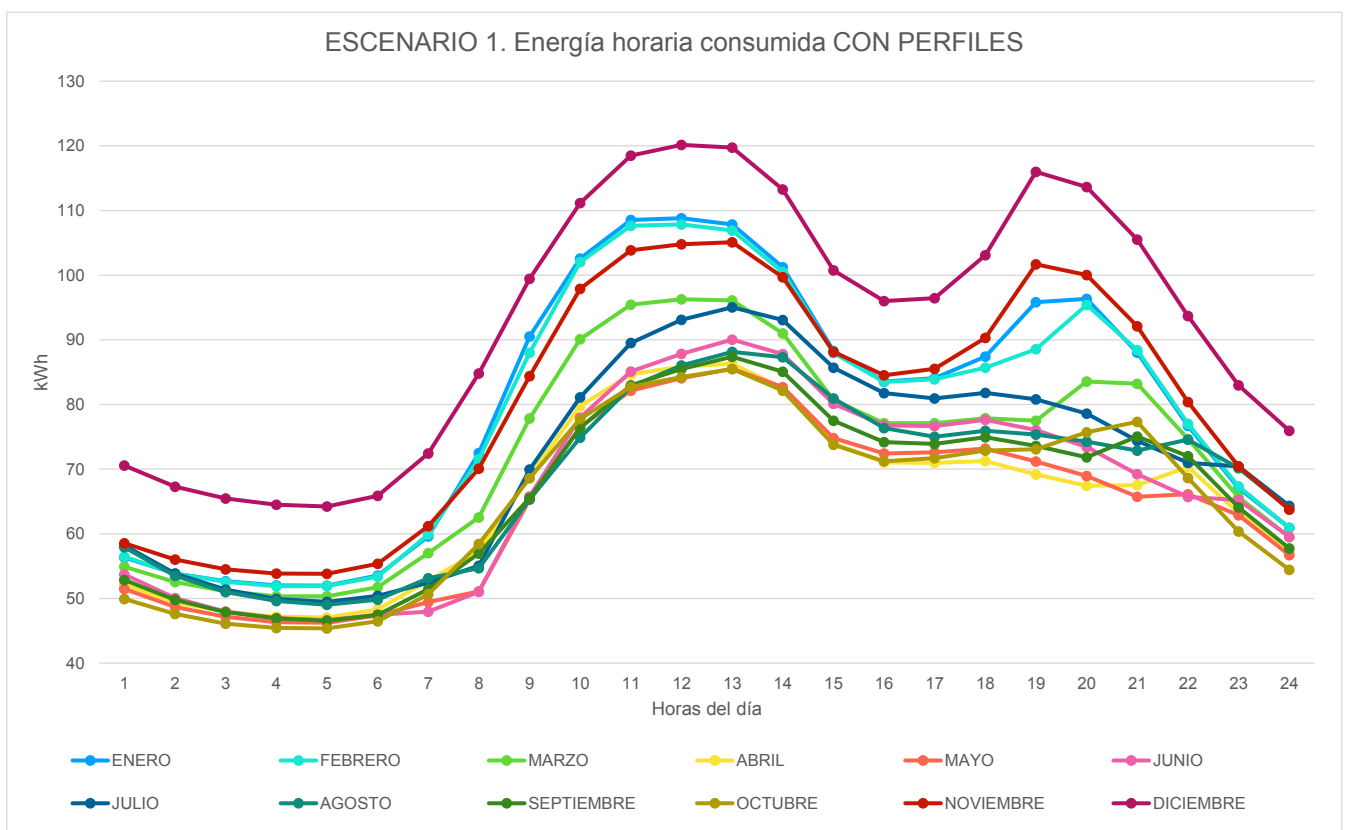


Ilustración 17. Energía horaria consumida predecida

Posteriormente a obtener los anteriores valores de energía horario consumida, **se pudo acceder a los valores de la distribuidora** de energía horaria consumida del edificio de entre marzo de 2018 y 2019. Estos valores, dado que el perfil de carga del edificio no ha variado significativamente, se aplican como los valores de **energía horaria consumida durante el año 2018**. El resultado es el siguiente:

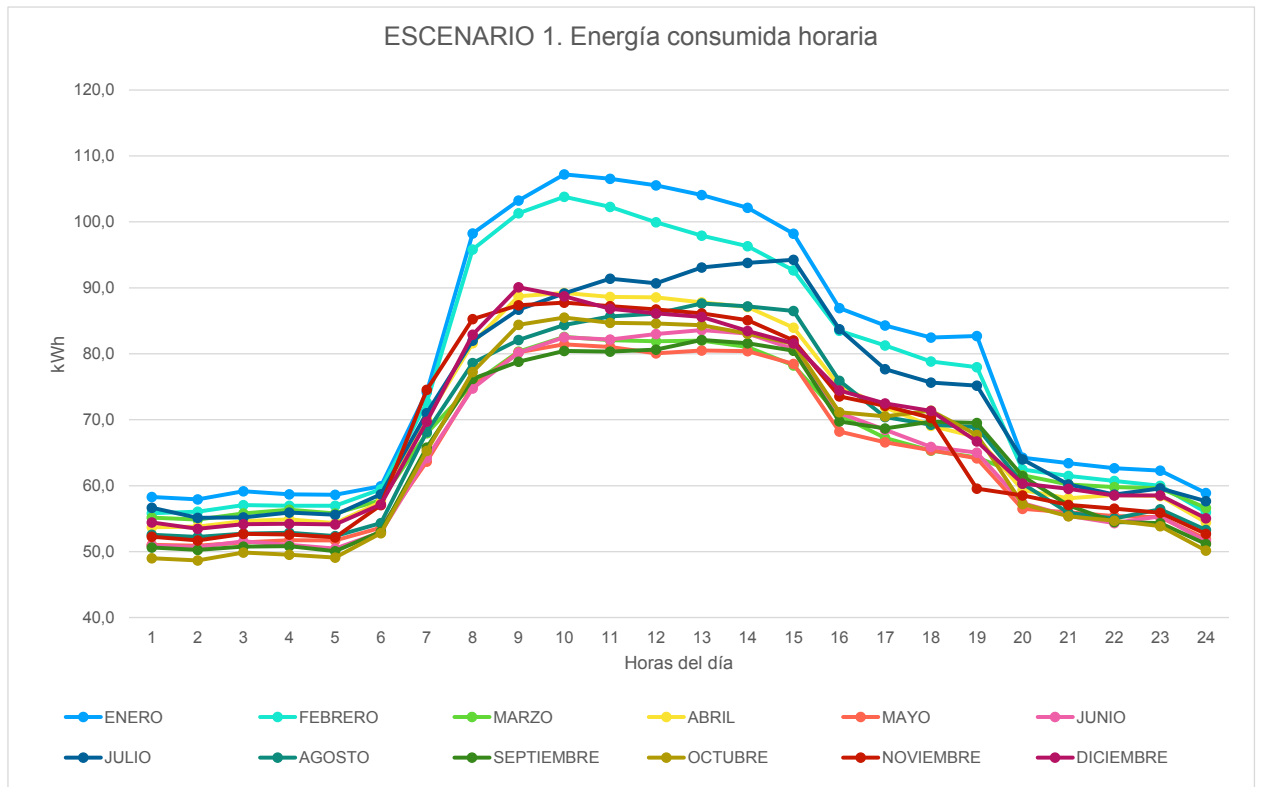


Ilustración 18. Escenario 1. Energía horaria consumida

Las diferencias más llamativas entre ambos perfiles es que, en el real, durante la mayoría de los meses el consumo prácticamente igual, siendo superior en enero y febrero mientras que en el simulado hay más meses con un consumo de energía superior. La otra gran diferencia es que el simulado tiene picos de 8 a 15 h y de 18 a 21 h mientras que el real de 7 a 15 h.

Energía horaria generada neta

Otro de los puntos esenciales para el análisis es conocer la energía horaria generada neta en la instalación de producción. Recordamos que la instalación fotovoltaica va a disponer una potencia de 75,81 kW pico. Dispone de 266 módulos de 285 Wp.

Para obtener la generación horaria se ha recurrido a una herramienta [13] llamada Renewables.ninja desarrollada por el Instituto Federal de Tecnología de Suiza (ETH Zurich) y el Imperial College de Londres. Toman datos meteorológicos de estaciones y satélites y lo convierte en potencia de salida a través de un modelo matemático GSEE (Global Solar Energy Estimator).

Como con la energía horaria consumida, se ha representado en la siguiente gráfica, para cada mes la media de energía horaria generada neta para el año 2018.

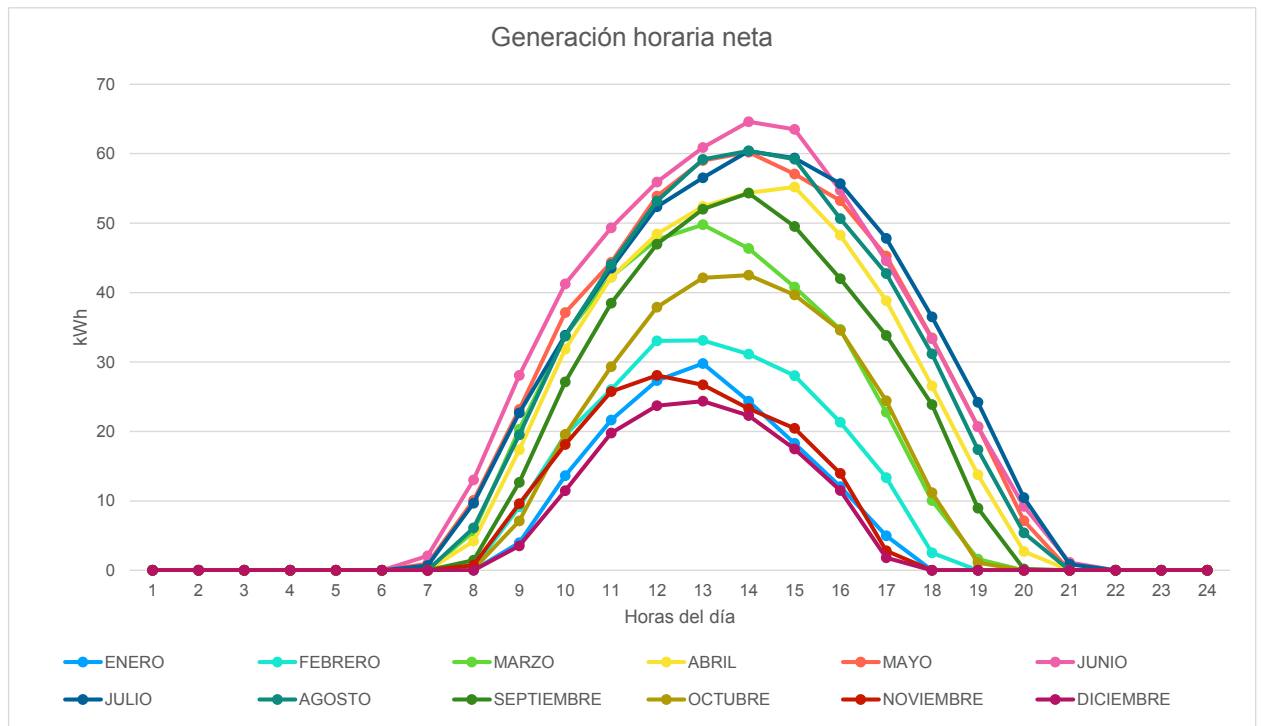


Ilustración 19. Energía horaria generada

Baterías

En este escenario no se contempla el uso de baterías porque la energía autoconsumida anual supera el 99% como se demuestra más adelante.

Análisis de energías

Se representa cada gráfica con el día medio de cada mes por comodidad de visualización.

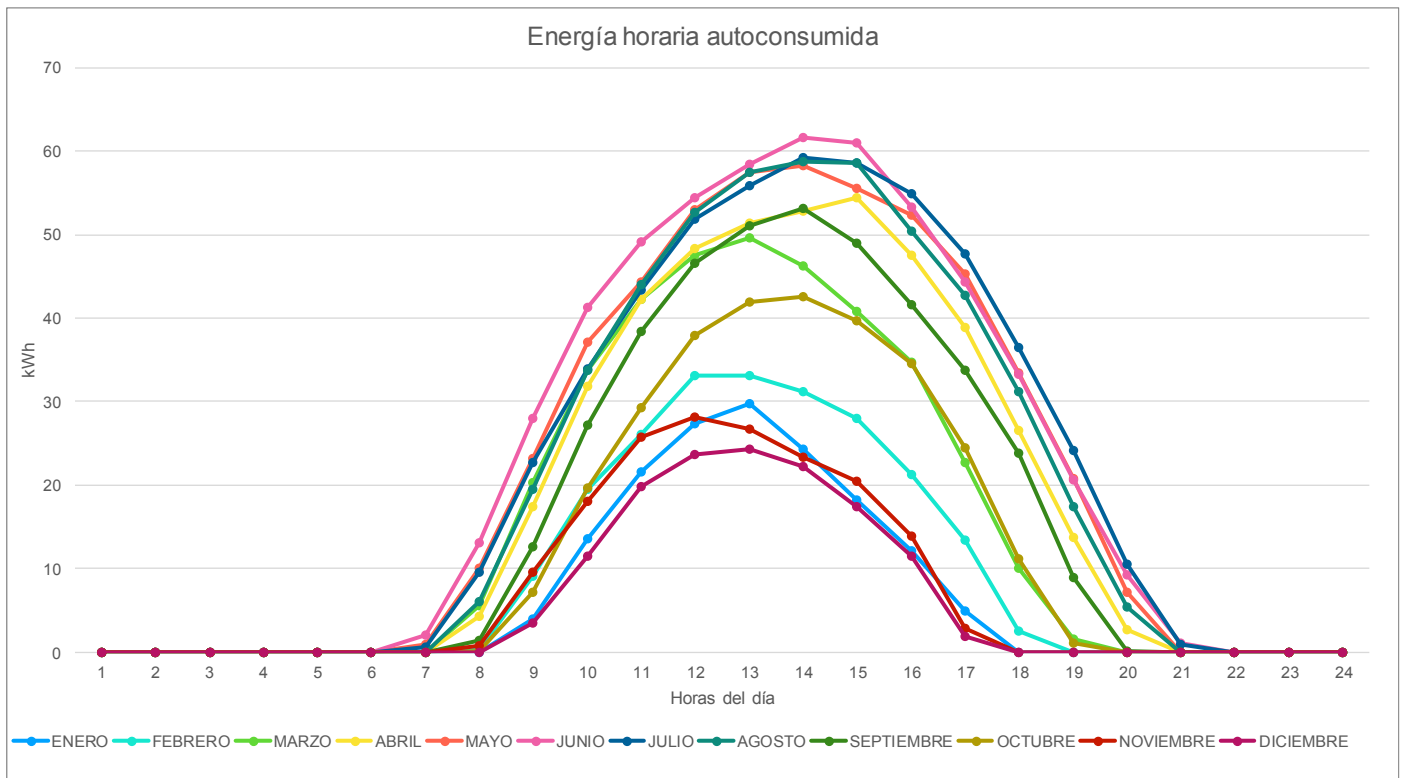


Ilustración 21. Escenario 1. Energía horaria autoconsumida

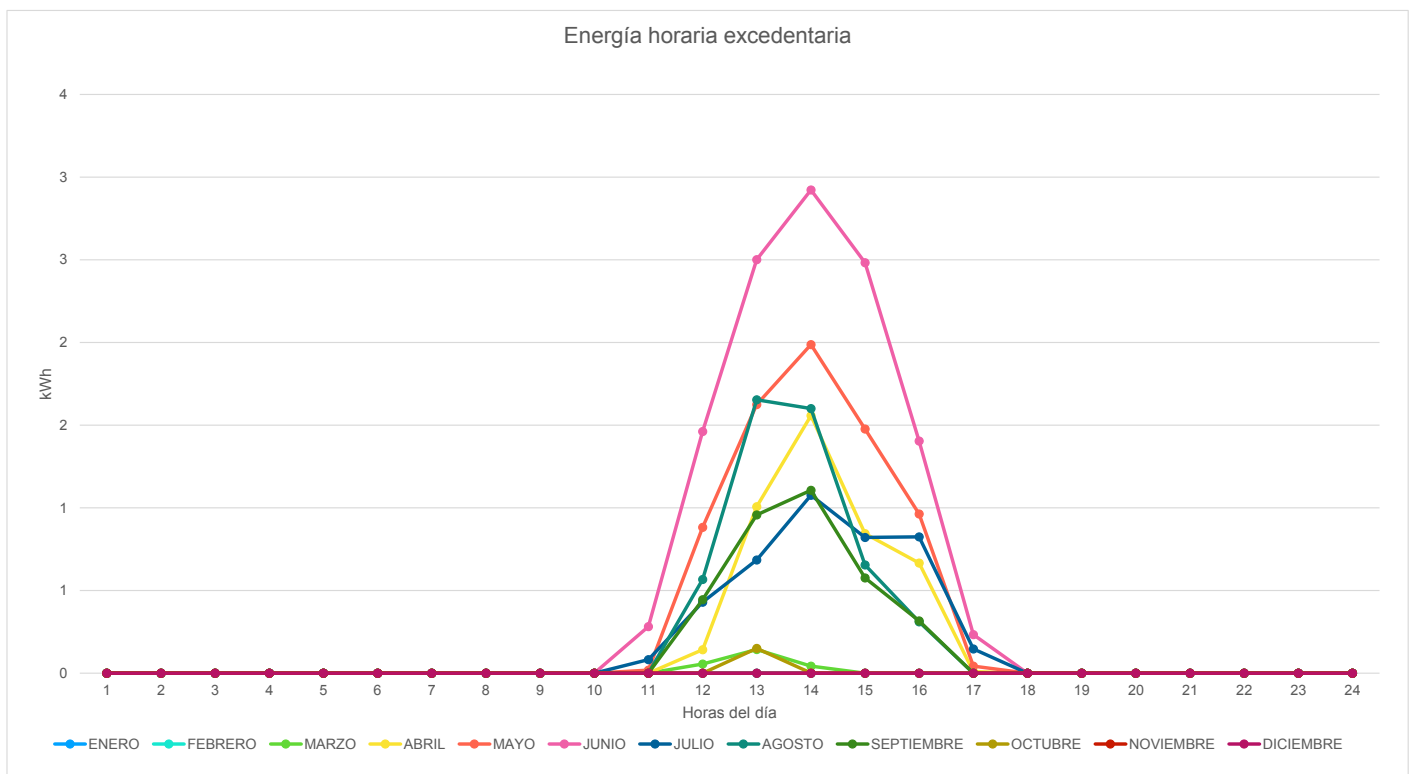


Ilustración 20. Escenario 1. Energía horaria excedentaria

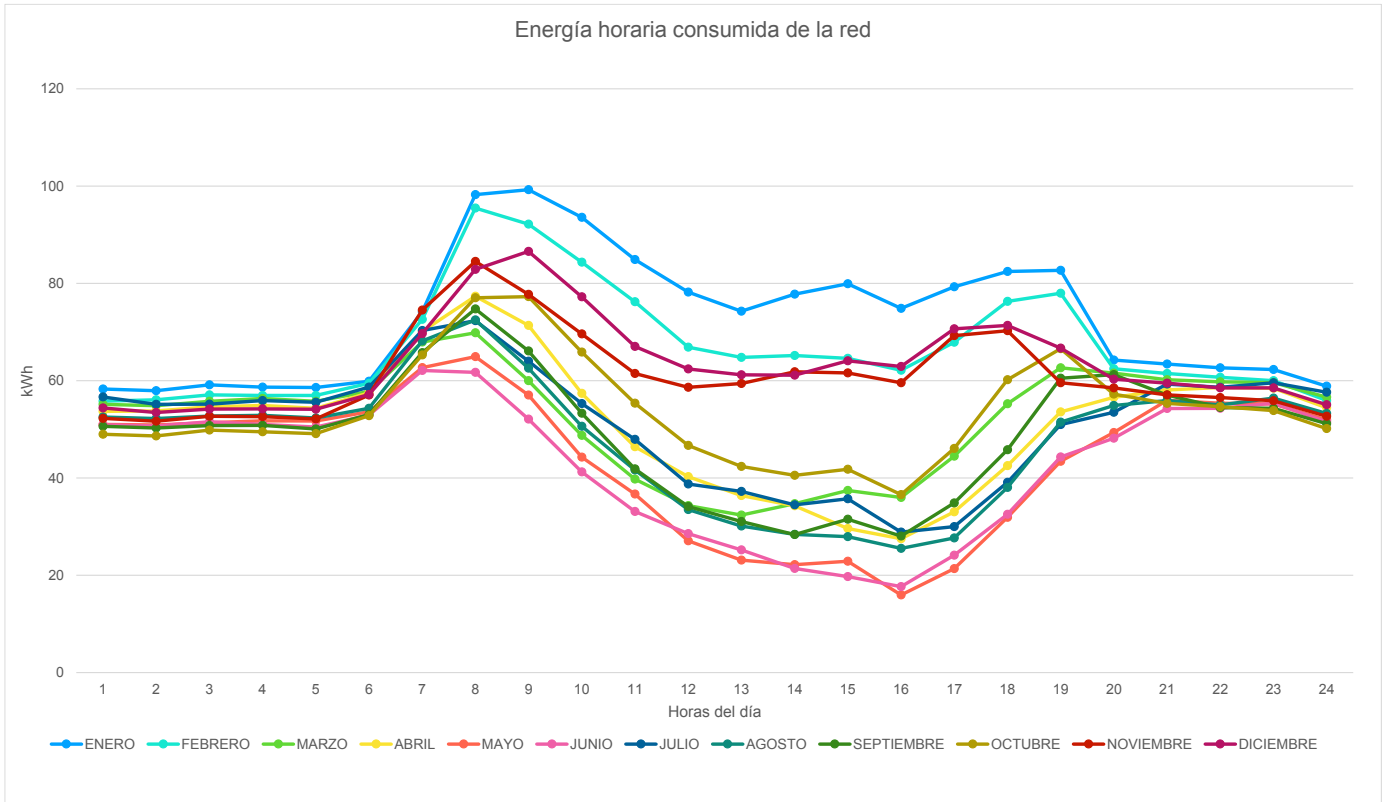


Ilustración 23. Escenario 1. Energía horaria consumida de la red

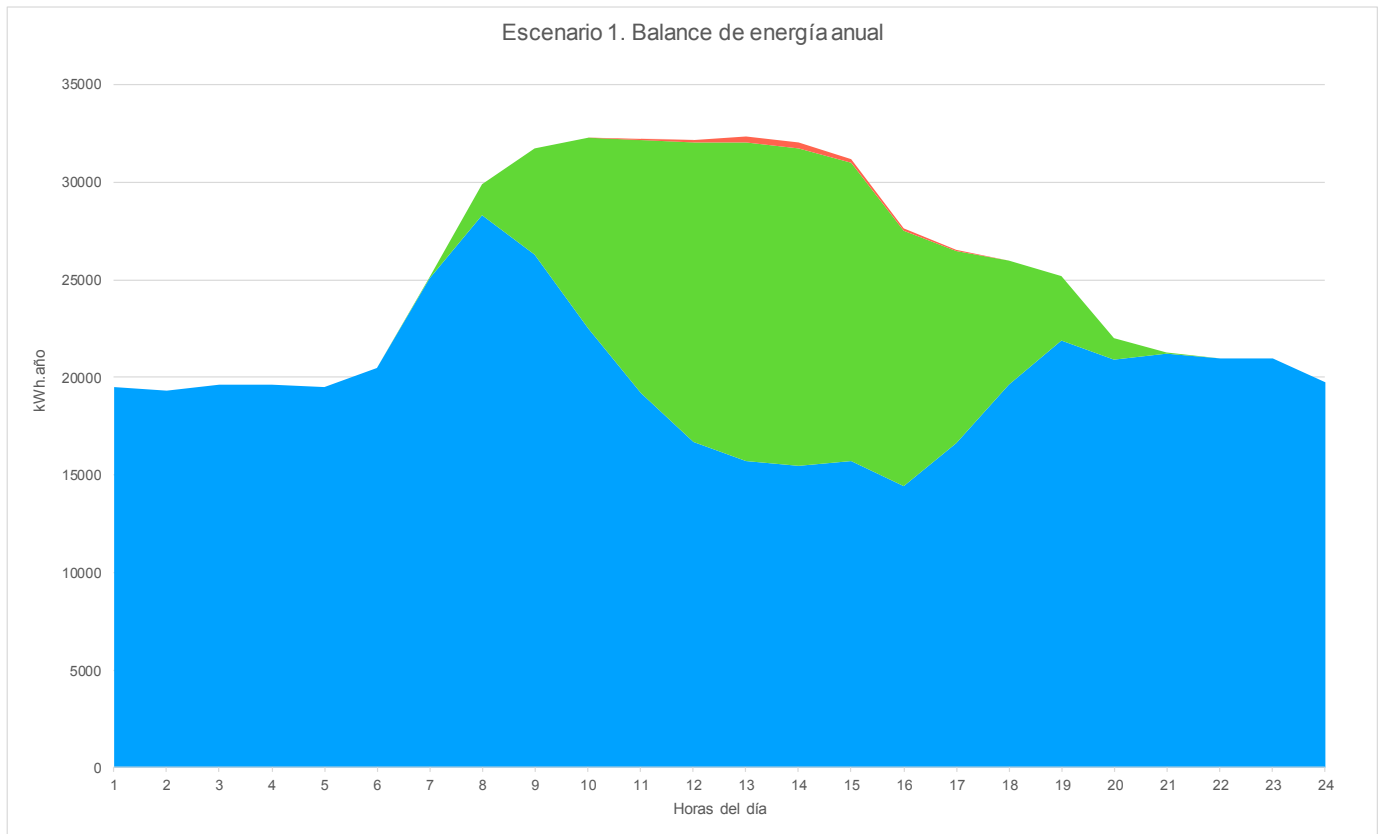


Ilustración 22. Escenario 1. Balance anual de energías

Como se puede ver en la gráfica anterior, apenas hay energía excedentaria (<1%), lo que limita las conclusiones que se pueden obtener. Por tanto, se va a plantear un nuevo escenario con la mitad de consumo y la misma generación.

5.2 ESCENARIO 2

Energía horaria consumida

Se representa en la siguiente gráfica:

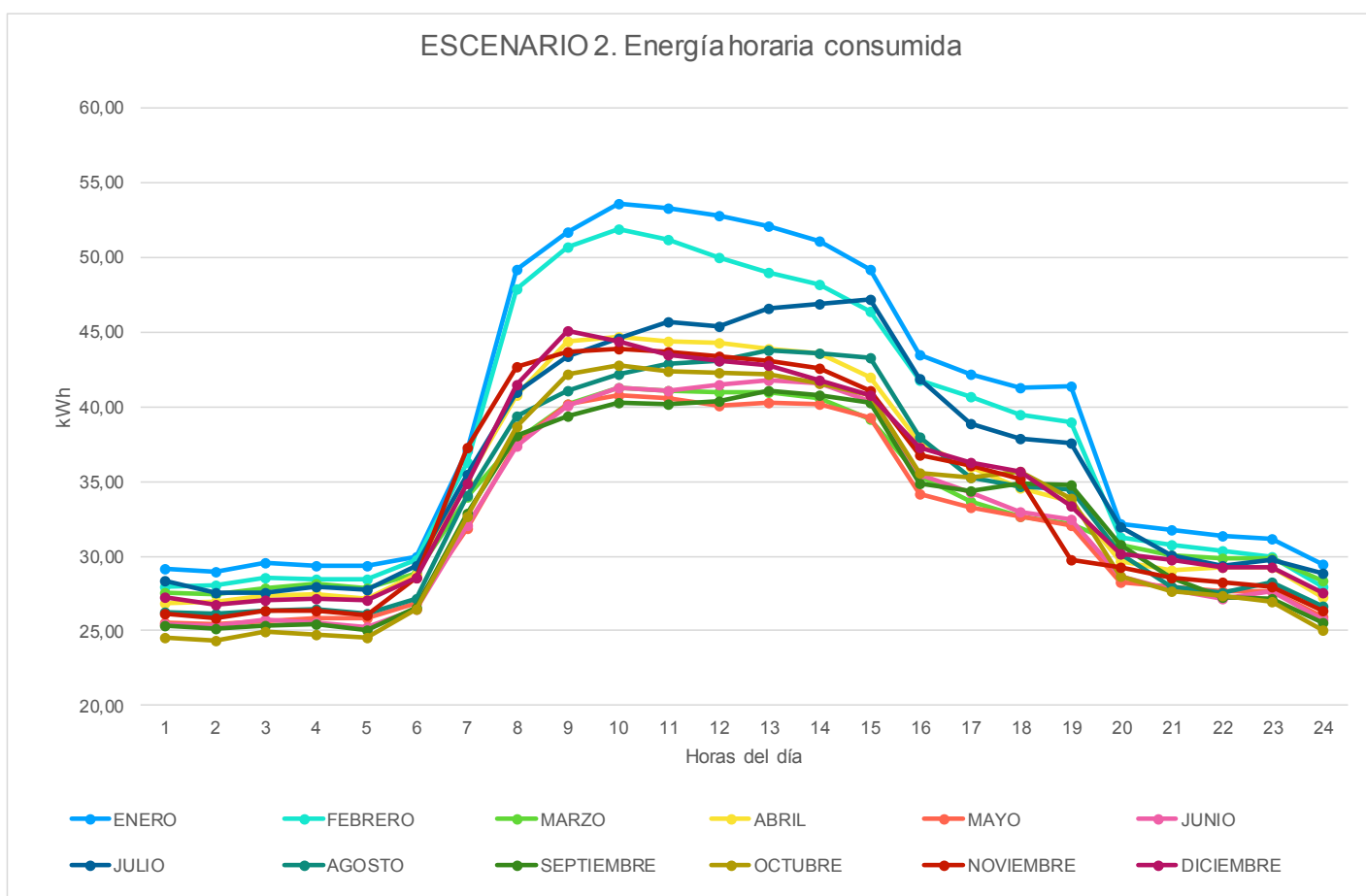


Ilustración 24. Escenario 2 y 3. Energía horaria consumida

Energía horaria generada

La misma que en el escenario 1, en la ilustración 19.

Baterías

En este escenario tampoco se utilizan baterías.

Análisis de energías

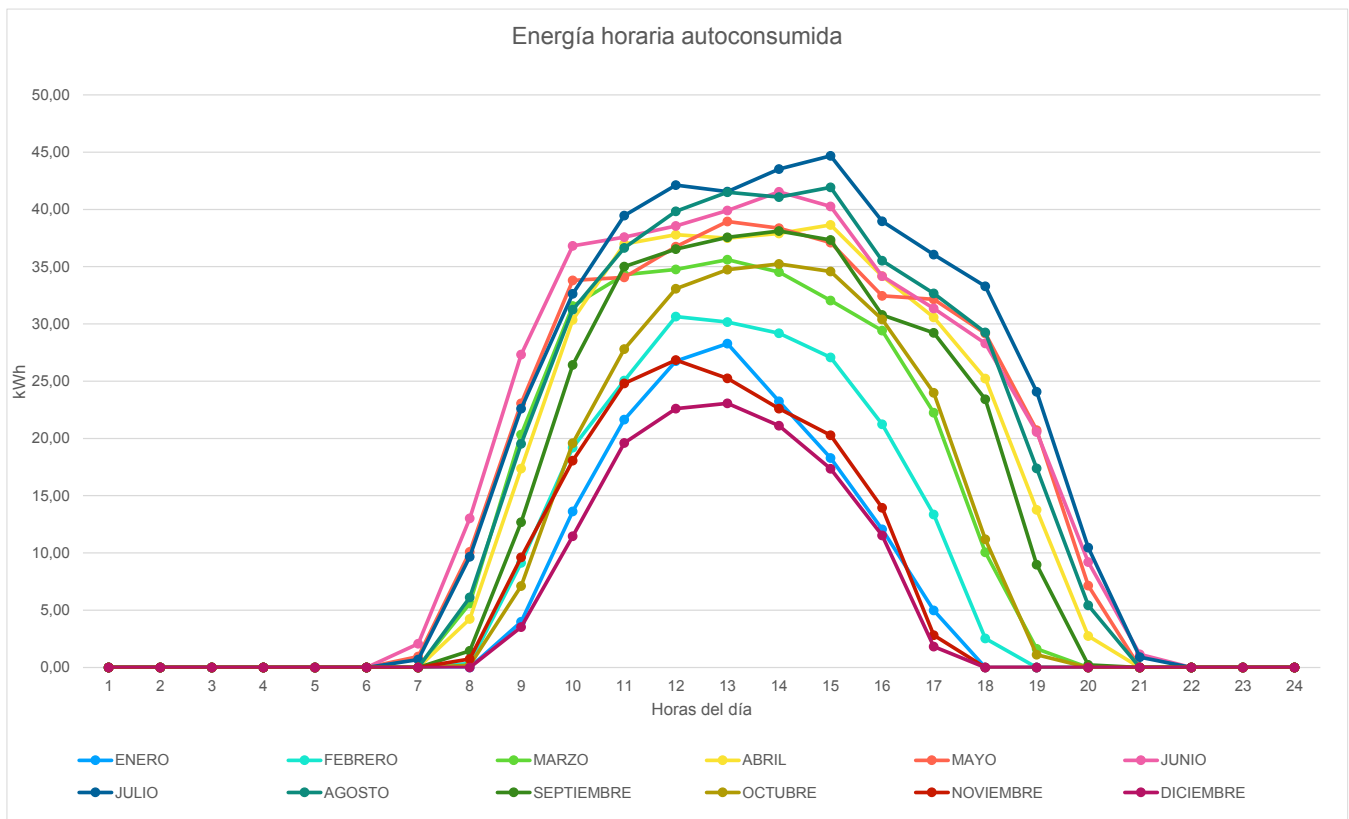


Ilustración 25. Escenario 2. Energía horaria autoconsumida

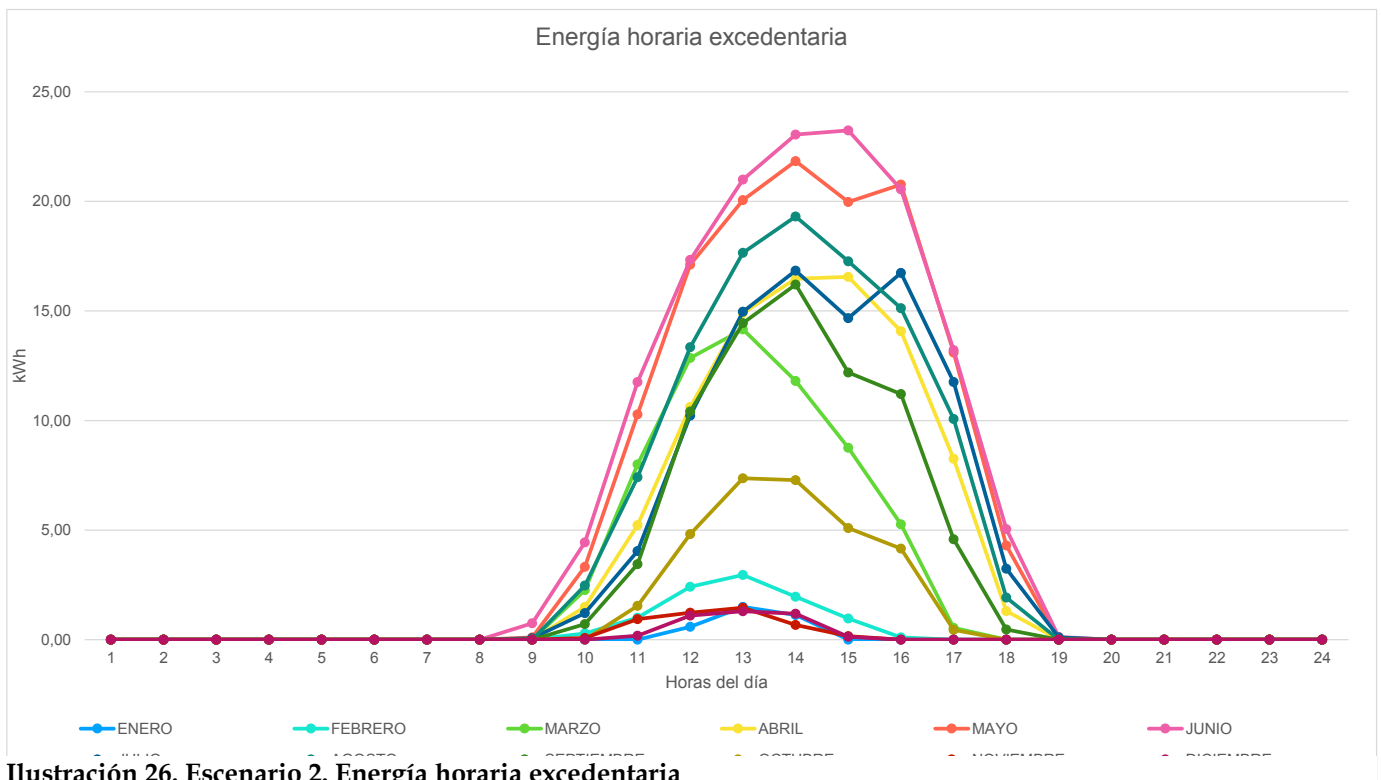


Ilustración 26. Escenario 2. Energía horaria excedentaria

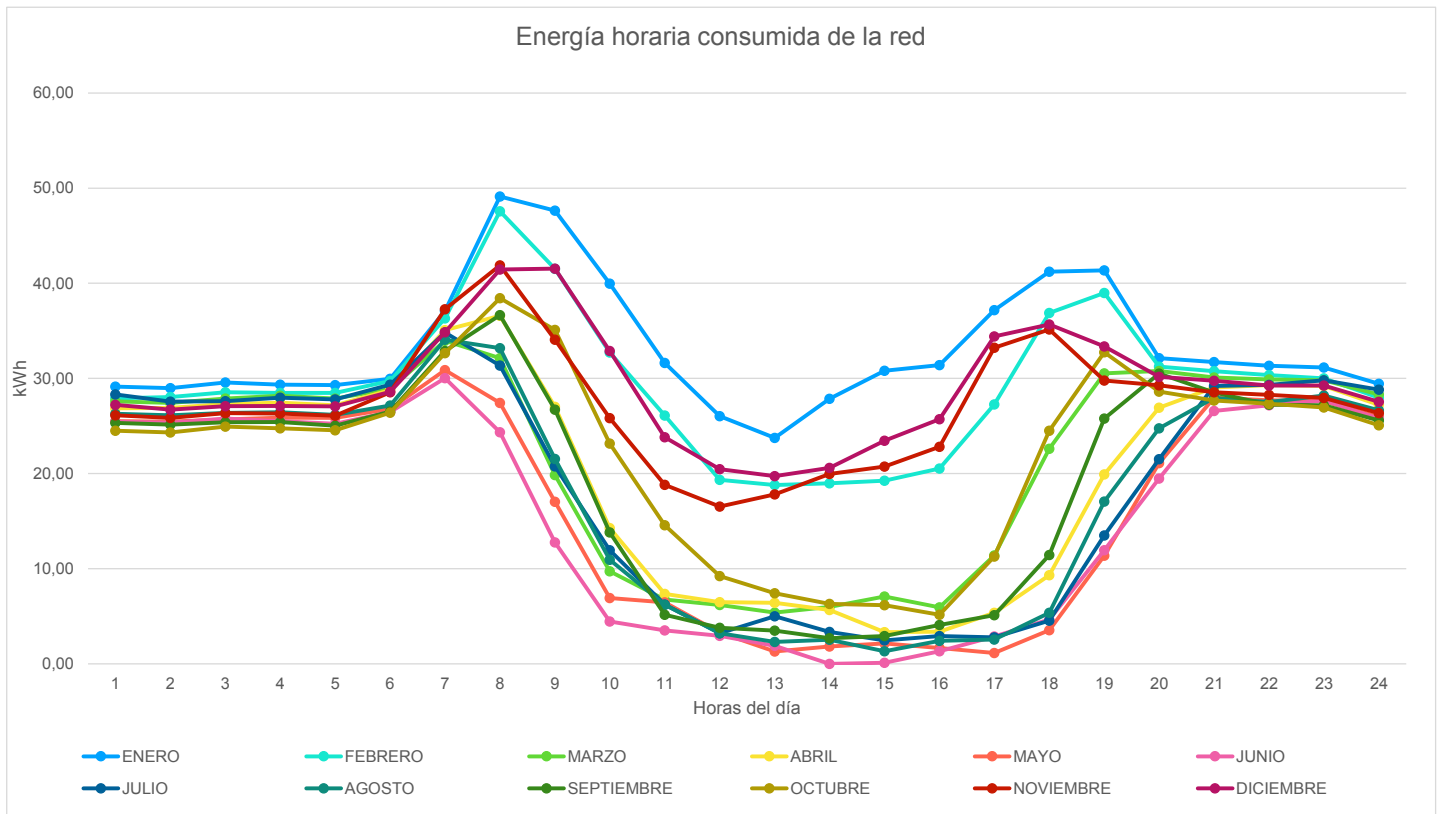


Ilustración 28. Escenario 2. Energía horaria consumida de la red

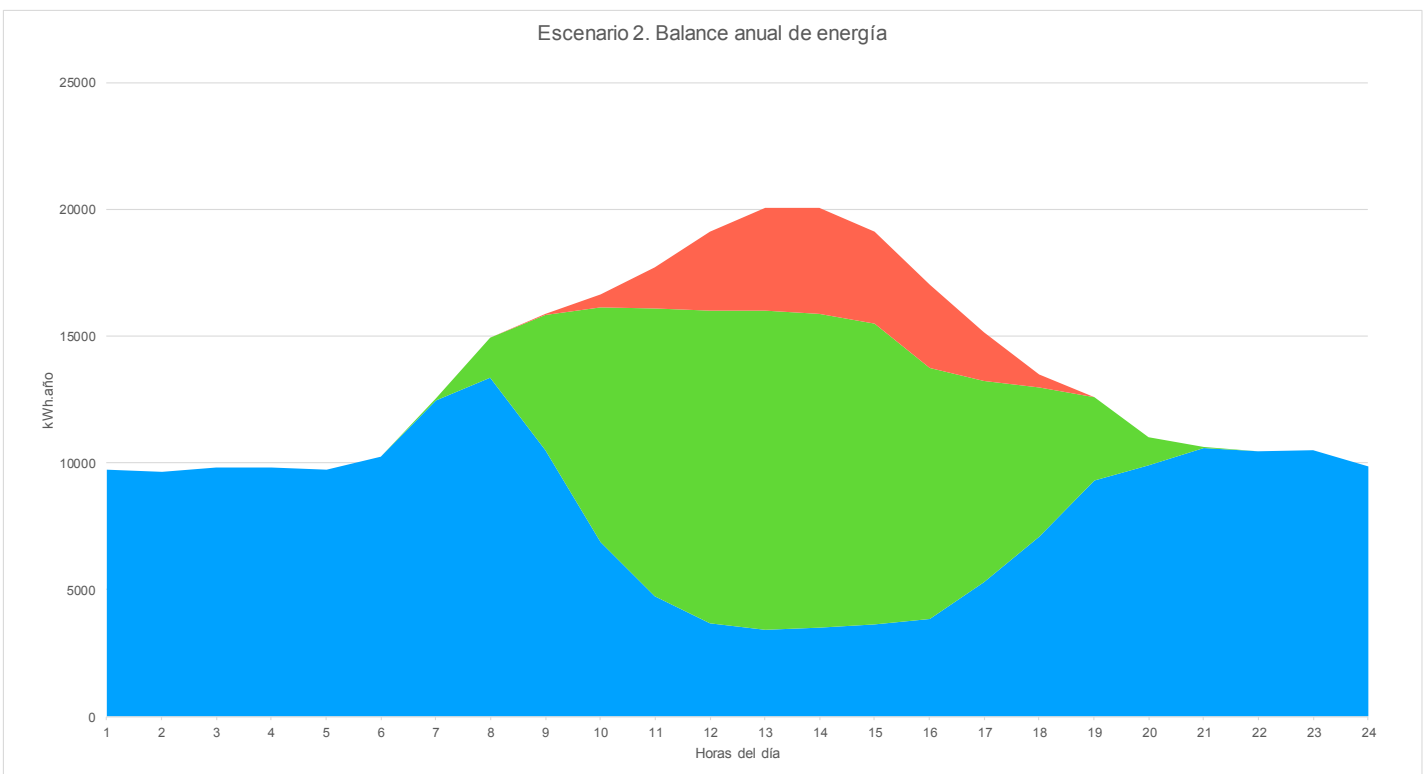


Ilustración 27. Escenario 2. Balance anual de energías

Como se comprueba en la anterior gráfica, la energía excedentaria cobra mayor peso. Para comprobar el partido que se puede obtener de la energía excedentaria, se va a analizar un nuevo escenario, igual que este pero con baterías.

5.3 ESCENARIO 3

Energía horaria consumida

La misma que en el Escenario 2 (ilustración 24).

Energía horaria generada neta

La misma que en los escenarios 1 y 2 en la ilustración 19.

Baterías

Las baterías simuladas tienen una capacidad de 150 kWh. Se ha considerado que los 150 kWh están dentro del umbral mínimo y máximo de carga.

La gestión de la batería se ha simulado con el software Excel, que es el que se ha utilizado para el análisis y por tanto está limitado por los registros de energía horarios. La gestión de la energía que se ha utilizado se resume en el siguiente diagrama (ilustración 29):

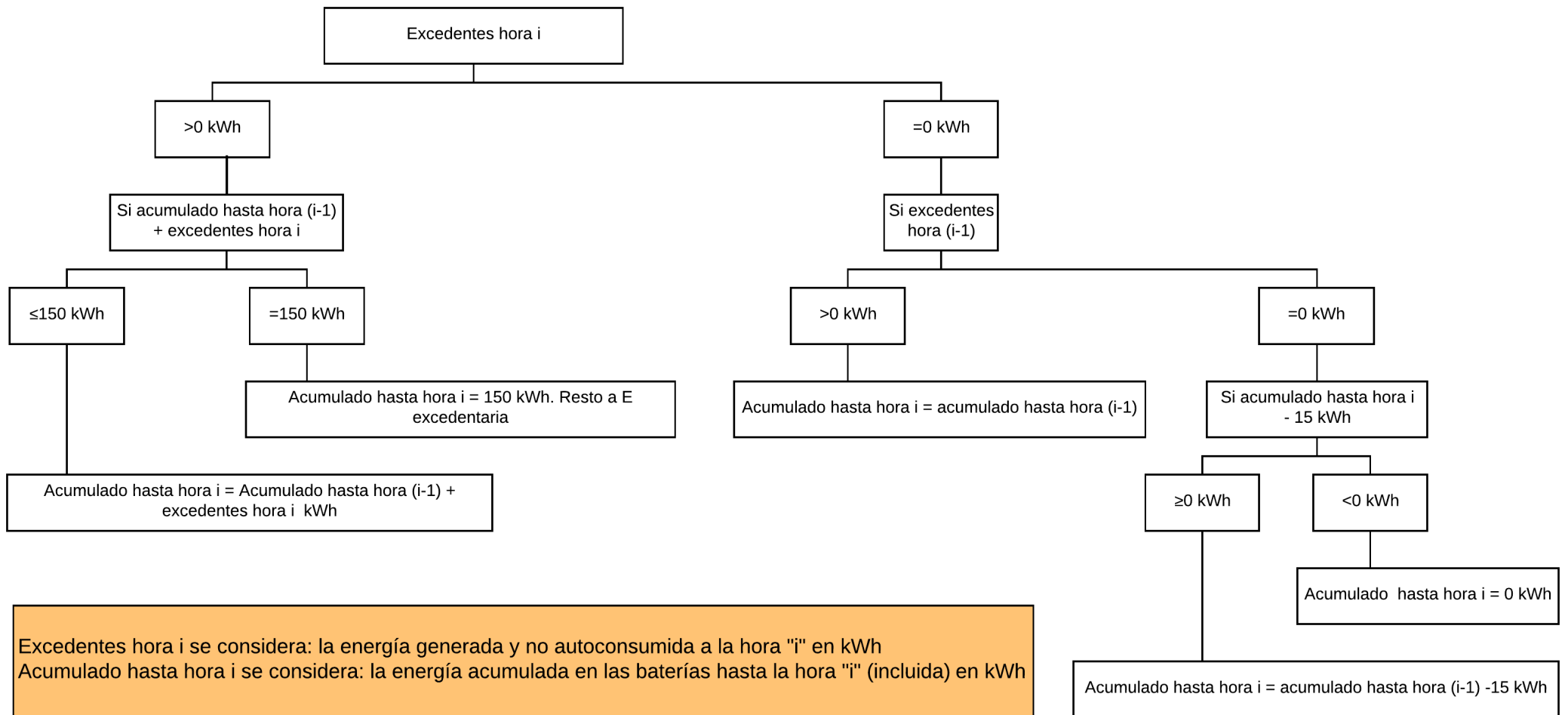


Ilustración 29. Esquema de gestión de la batería

Análisis de energías

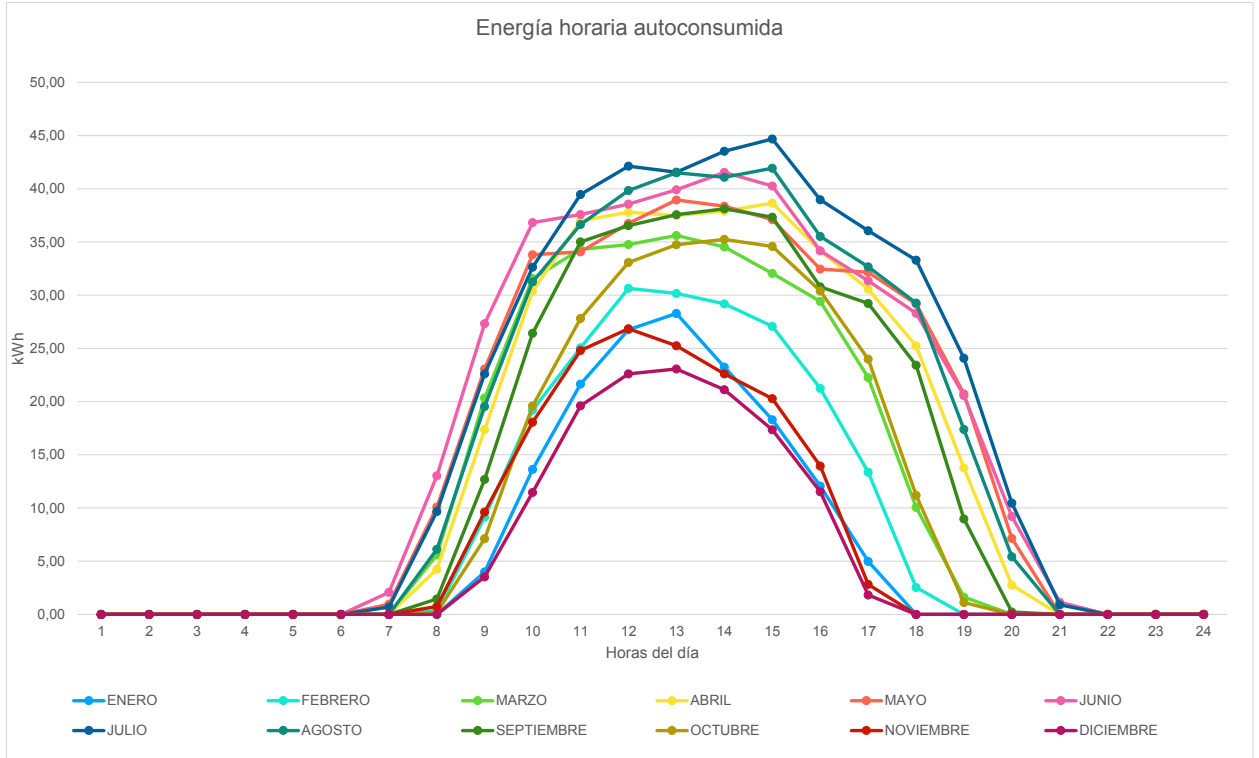


Ilustración 30. Escenario 3: Energía horaria autoconsumida

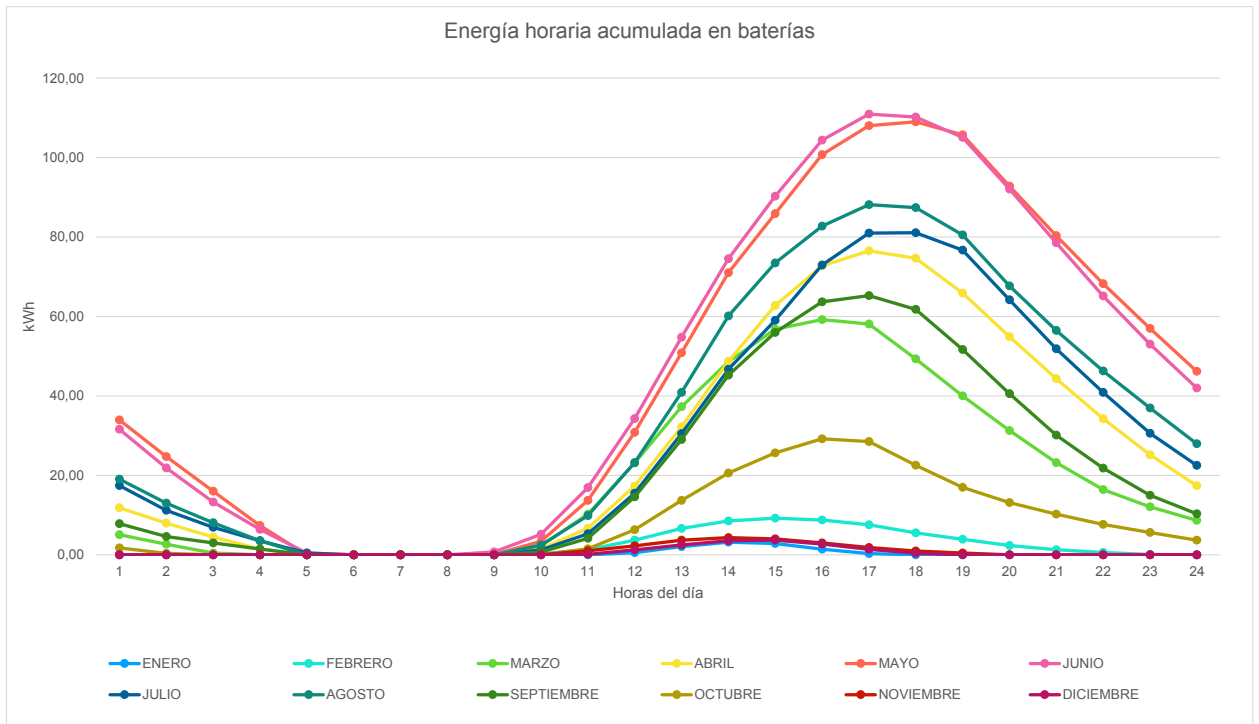


Ilustración 31. Escenario 3: Energía horaria acumulada en las baterías

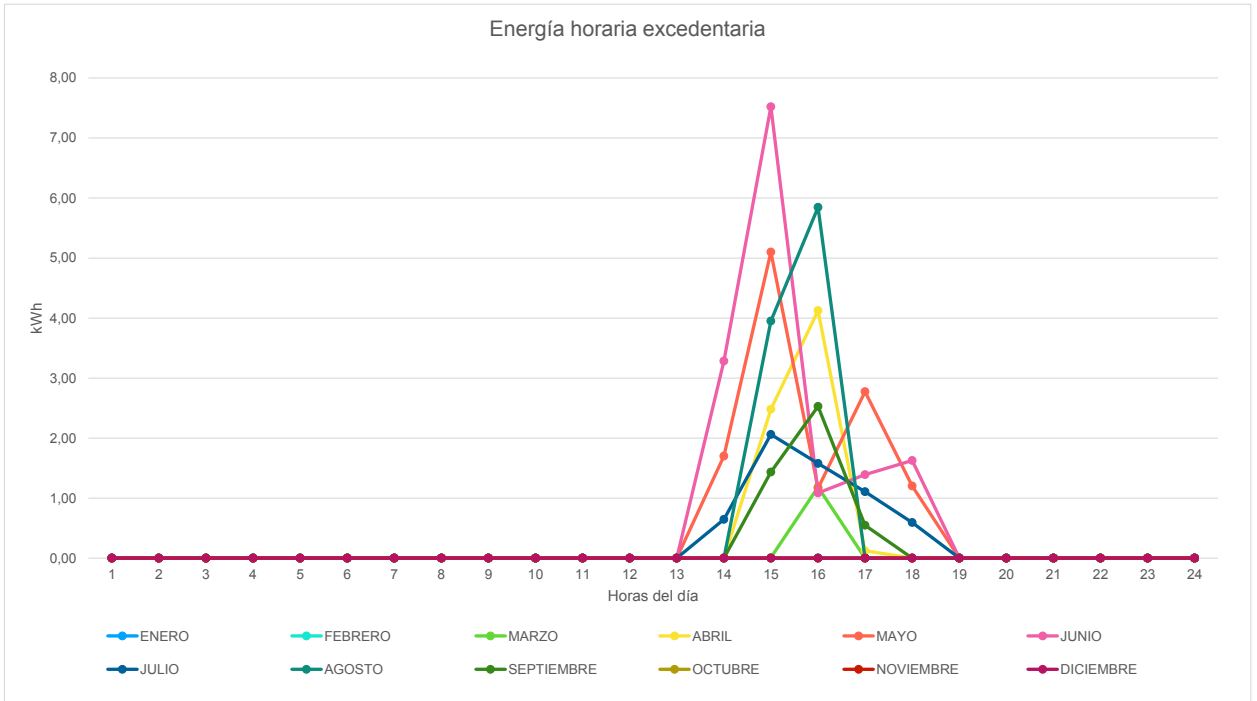


Ilustración 32. Escenario 3: Energía horaria excedentaria

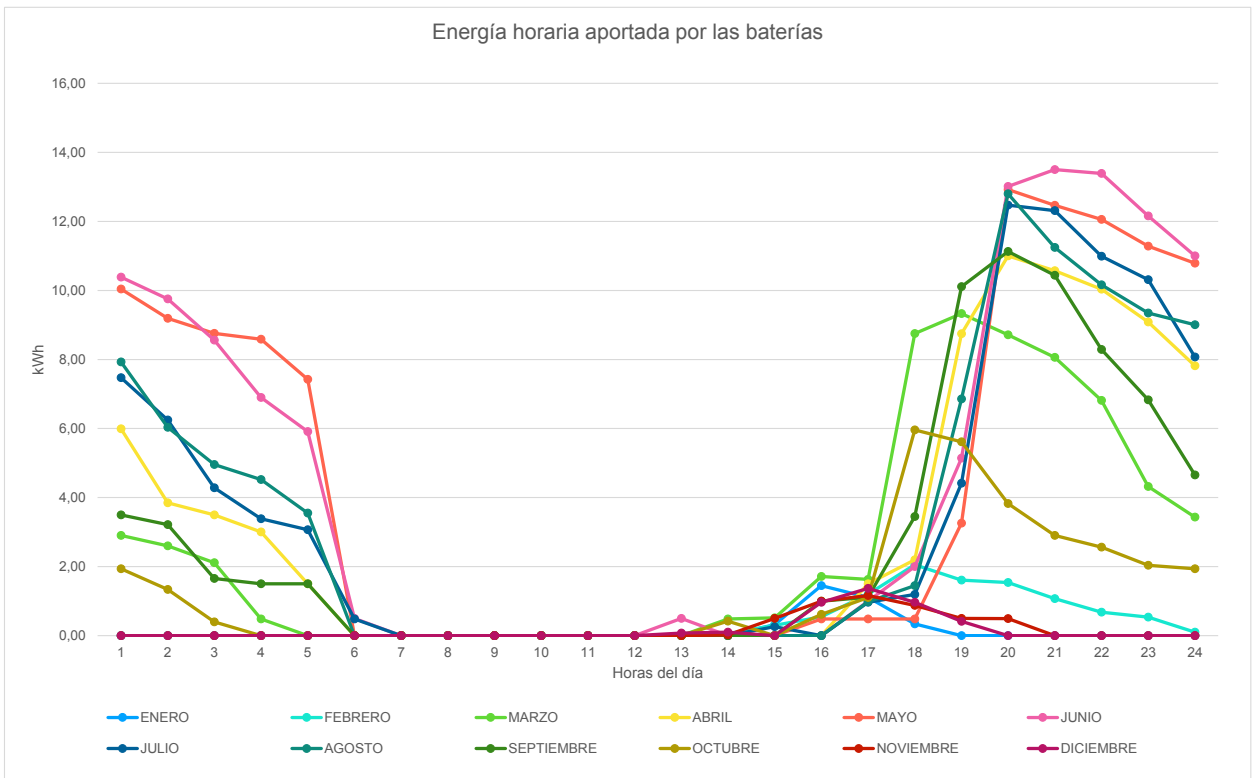


Ilustración 33. Escenario 3: Energía aportada por las baterías

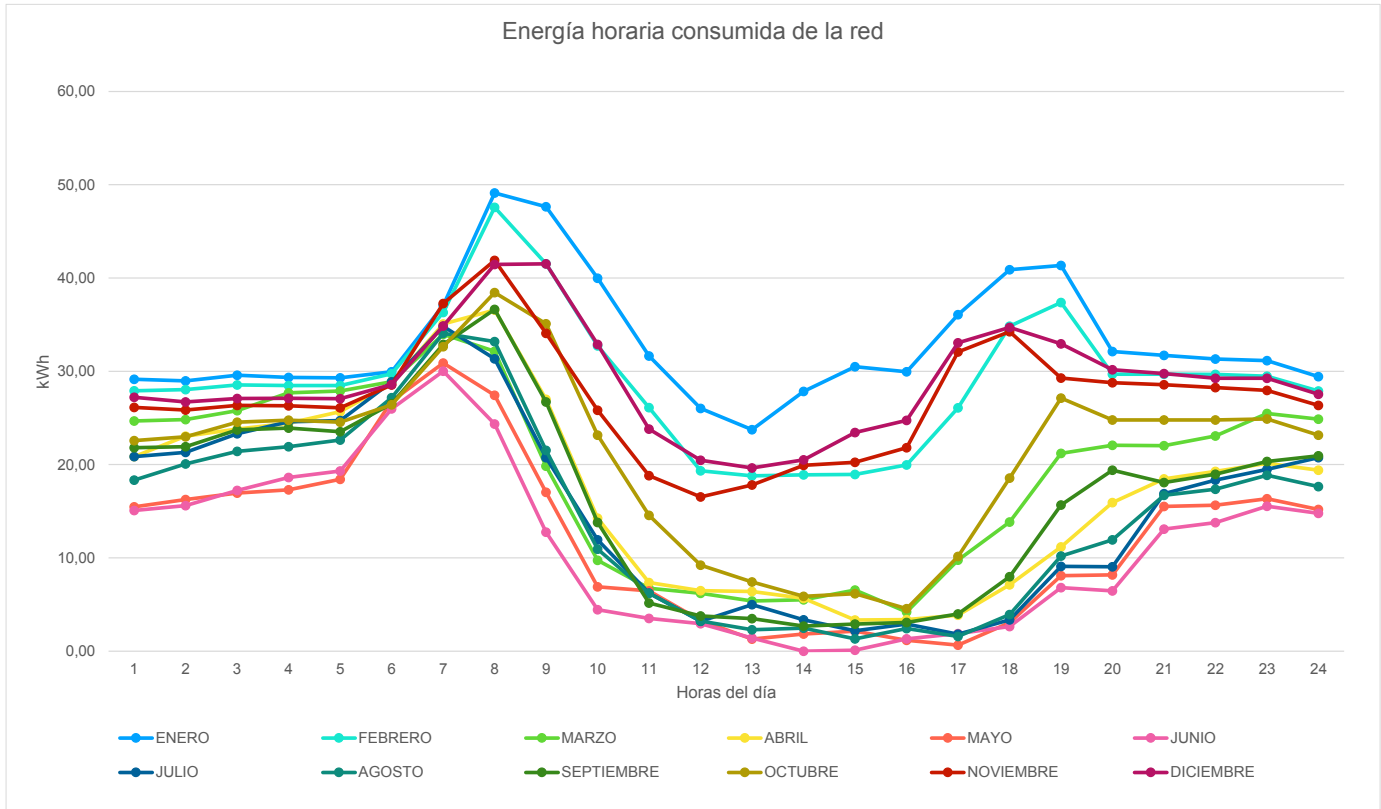


Ilustración 35. Escenario 3: Energía horaria consumida de la red

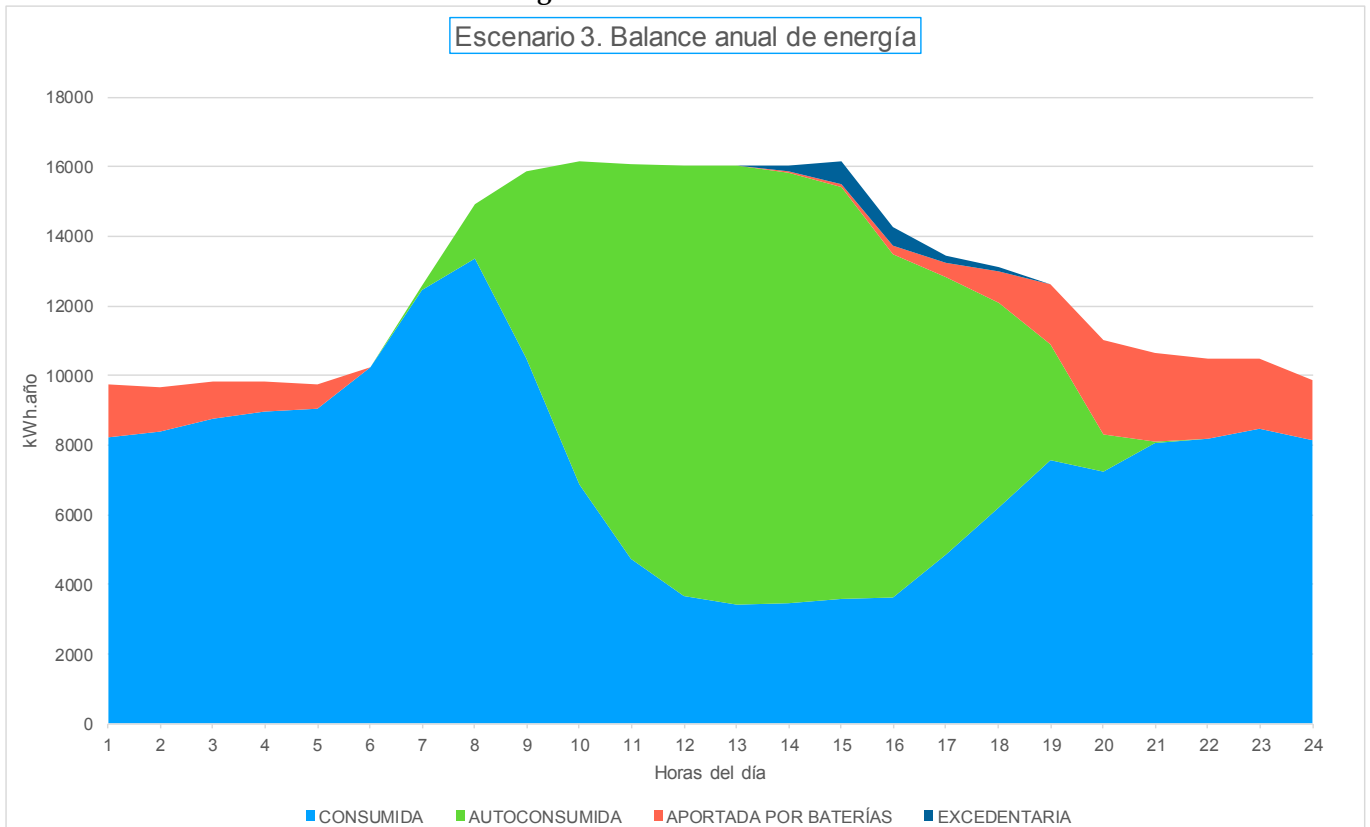


Ilustración 34. Escenario 3. Balance anual de energías

Para cada uno de estos escenarios se va a comparar tres modalidades distintas de autoconsumo:

- Autoconsumo con excedentes acogido a compensación simplificada con comercializadora libre.
- Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación con comercializadora libre.
- Autoconsumo sin excedentes.

5.4 RESULTADOS DEL MERCADO

Datos de la red eléctrica

Actualmente, está establecido que el operador del sistema eléctrico debe publicar obligatoriamente los datos y resultados del mercado de los procesos llevados a cabo. Se debe garantizar la privacidad de los usuarios del mercado eléctricos en todo momento. Por tanto, REE ha desarrollado un sistema de información denominado Sistema de Información del Operador del Sistema (E.SIOS) para realizar las tareas de información y gestionar los procesos relacionados específicamente con el mercado eléctrico.

Desde la página web de E.SIOS [14] se puede buscar de forma intuitiva la información deseada, el rango de tiempo, así como la frecuencia de los datos. Se ha utilizado los siguientes resultados del mercado de cada hora del año 2018:

- Precio medio horario de la energía tras mercado diario e intradiario.
- Peaje de acceso a redes de transporte y distribución para generadores. El valor es de 0,5 € por cada MWh de energía vertido, según lo establecido en el Real Decreto 1544/2011 [15].
- Impuesto sobre generación. El 7% sobre el valor de la energía vertida.
- Peajes de acceso a redes de transporte y distribución para consumidores.

Por comodidad para la visualización, se ha presentado en una gráfica, para cada mes, el valor medio horario.

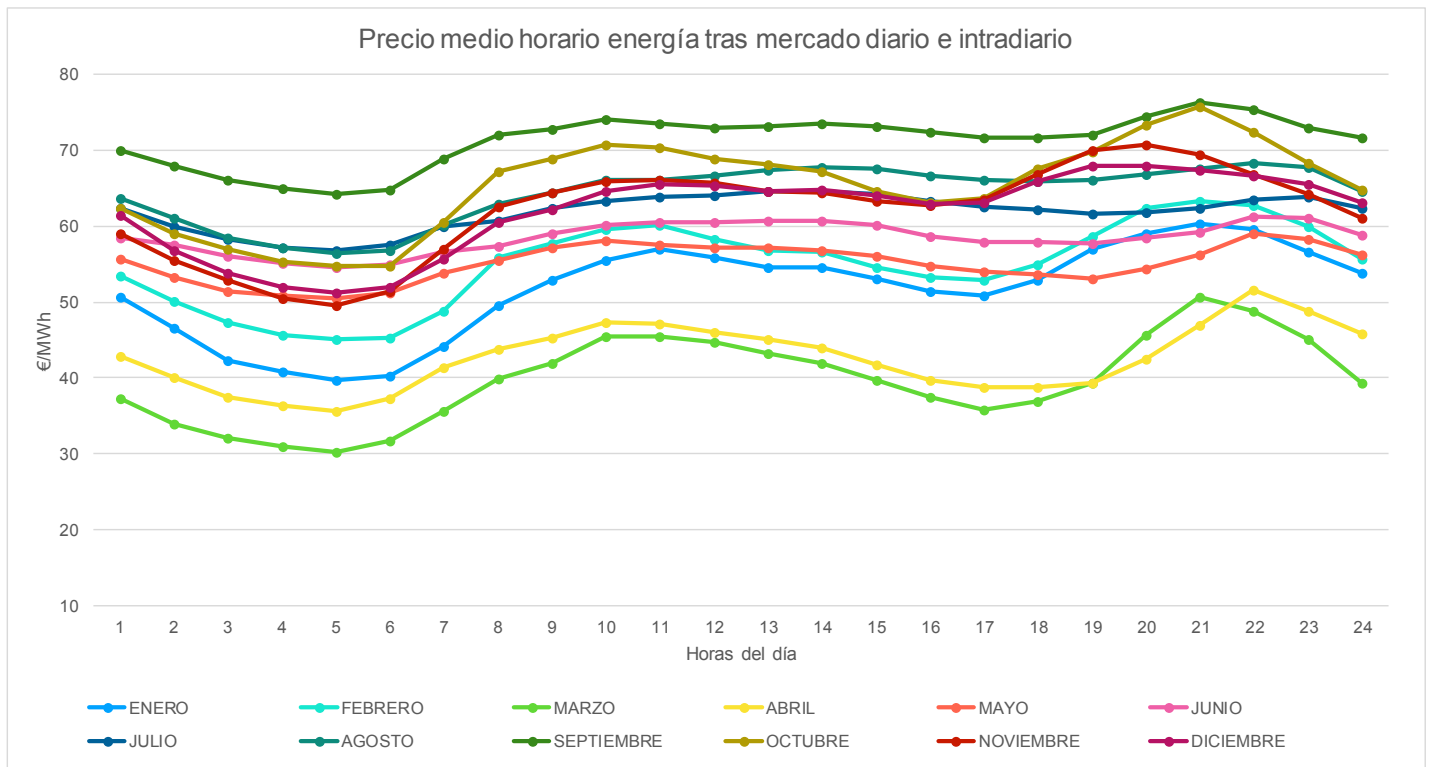


Ilustración 36. Precio medio horario kWh tras mercado diario e intradiario

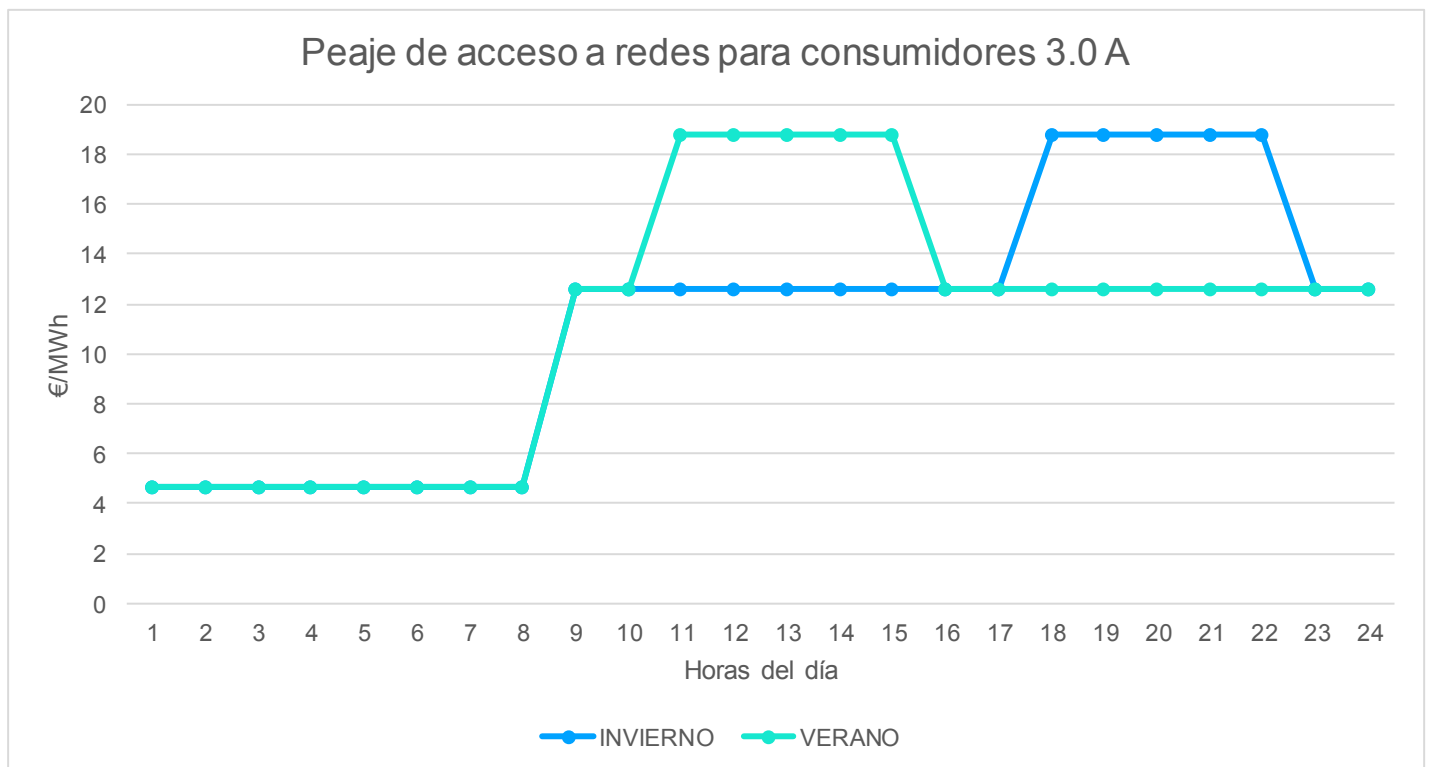


Ilustración 37. Peaje de acceso a redes para consumidores 3.0 A

Precio del kWh con comercializadora libre

La comercializadora libre no tiene precios regulados, sino acordados entre consumidor y comercializadora, varían entre diferentes comercializadoras y tarifa contratada. Los precios se han cogido para el 2019. En la siguiente tabla aparecen el precio del término de energía (TE) del orden que ofrecen las comercializadoras libres:

PRECIO TÉRMINO ENERGÍA €/MWh	
P1	142,496 €/MWh
P2	120,042 €/MWh
P3	105,416 €/MWh

Tabla 9. Precio energía consumida de comercializadora libre

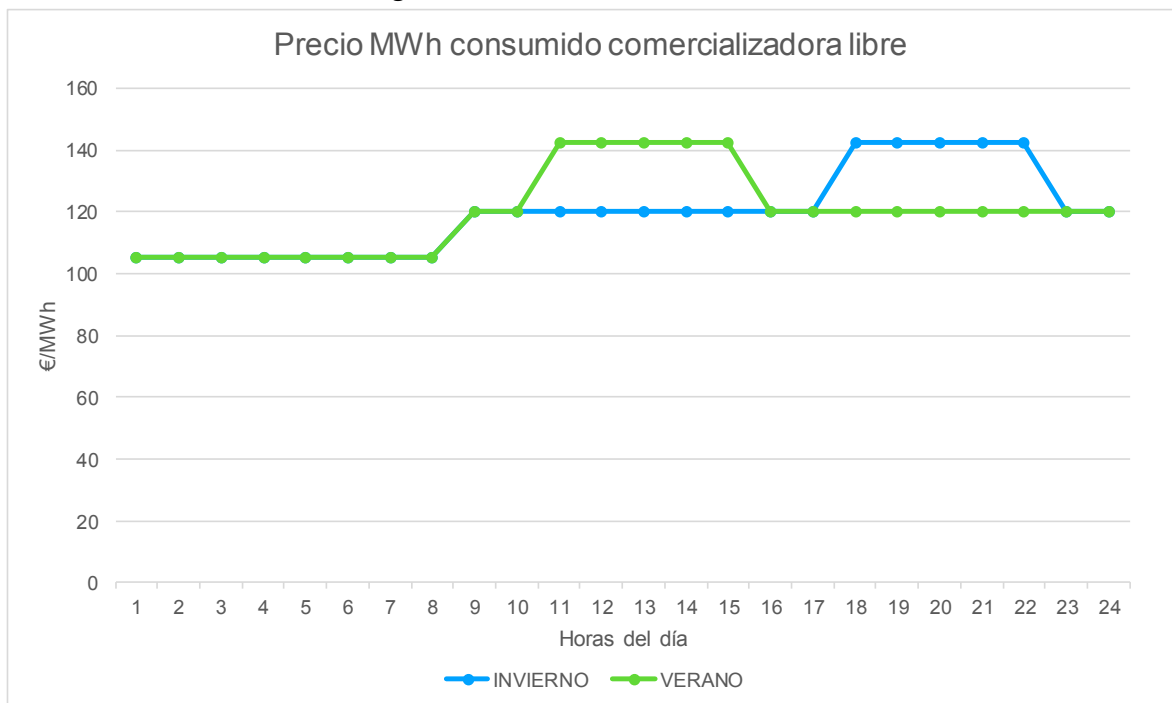


Ilustración 38. Precio MWh consumido con comercializadora libre

Las horas de los periodos se establecen según la normativa [11]. Para el precio de **la energía excedentaria** vertida en la red se va a considerar el valor o **precio medio de la energía en el mercado diario e intradiario**. El valor económico de la energía excedentaria es pactado con la comercializadora y por tanto no tiene porqué ser este.

6. RESULTADOS DEL ANÁLISIS

6.1 ENERGÍA ACTIVA

Los totales anuales de energía se representan en la siguiente tabla para cada modalidad.

	DEMANDA	E. AUTOCONSUMIDA		E. EXCEDENTARIA	E. CONSUMIDA DE LA RED		E. ACUMULADA	
ESCENARIO 1	606.199 kWh	126.853 kWh	20,93%	1.071 kWh	479.346 kWh	79,07%	kWh	0,00%
ESCENARIO 2	303.100 kWh	105.072 kWh	32,24%	22.852 kWh	198.027 kWh	60,75%	kWh	0,00%
ESCENARIO 3		105.072 kWh	34,67%	1.680 kWh	177.930 kWh	58,70%	20.097 kWh	6,63%

Tabla 10. Resumen de balance de energía anual

6.2 FACTURAS

ESCENARIO 1	FACTURA INICIAL	COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA	NO COMPENSACIÓN	CON ANTIVERTIDO
TÉRMINO ENERGÍA ACTIVA	72.720,33 €	56.487,83 €	56.487,83 €	56.487,83 €
TÉRMINO ENERGÍA REACTIVA	- €	- €	- €	- €
TÉRMINO ENERGÍA EXCEDENTARIA	- €	58,11 €	53,68 €	- €
TÉRMINO POTENCIA	9.309,76 €	9.309,76 €	9.309,76 €	9.309,76 €
IMPUESTO SOBRE ELECTRICIDAD 5,11269632%	4.193,95 €	3.361,06 €	3.361,29 €	3.364,03 €
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	9,72 €	9,72 €	9,72 €	9,72 €
IVA 21%	18.109,09 €	14.513,15 €	14.514,13 €	14.525,98 €
TOTAL	104.342,84 €	83.623,42 €	83.629,05 €	83.697,32 €
AHORRO	- €	20.719,42 €	20.713,79 €	20.645,52 €
	-	19,86%	19,85%	19,79%

Tabla 11. Escenario 1. Comparación facturas

ESCENARIO 2	FACTURA INICIAL	COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA	NO COMPENSACIÓN	CON ANTIVERTIDO
TÉRMINO ENERGÍA ACTIVA	36.360,16 €	23.017,31 €	23.017,31 €	23.017,31 €
TÉRMINO ENERGÍA REACTIVA	- €	- €	- €	- €
TÉRMINO ENERGÍA EXCEDENTARIA	- €	1.311,79 €	1.211,86 €	- €
TÉRMINO POTENCIA	4.654,88 €	4.654,88 €	4.654,88 €	4.654,88 €
IMPUESTO SOBRE ELECTRICIDAD 5,11269632%	2.096,97 €	1.347,73 €	1.352,84 €	1.414,80 €
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	9,72 €	9,72 €	9,72 €	9,72 €
IVA 21%	9.055,56 €	5.820,75 €	5.842,81 €	6.110,31 €
TOTAL	52.177,30 €	33.538,60 €	33.665,70 €	35.207,02 €
AHORRO	- €	18.638,70 €	18.511,60 €	16.970,28 €
	-	35,72%	35,48%	32,52%

Tabla 12. Escenario 2. Comparación facturas

ESCENARIO 3	FACTURA INICIAL	COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA	NO COMPENSACIÓN	CON ANTIVERTIDO
TÉRMINO ENERGÍA ACTIVA	36.360,16 €	20.659,89 €	20.659,89 €	20.659,89 €
TÉRMINO ENERGÍA REACTIVA	- €	- €	- €	- €
TÉRMINO ENERGÍA EXCEDENTARIA	- €	90,03 €	83,21 €	- €
TÉRMINO POTENCIA	4.654,88 €	4.654,88 €	4.654,88 €	4.654,88 €
IMPUESTO SOBRE ELECTRICIDAD 5,11269632%	2.096,97 €	1.289,66 €	1.290,01 €	1.294,27 €
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	9,72 €	9,72 €	9,72 €	9,72 €
IVA 21%	9.055,56 €	5.570,07 €	5.571,57 €	5.589,94 €
TOTAL	52.177,30 €	32.094,20 €	32.102,87 €	32.208,70 €
AHORRO	- €	20.083,10 €	20.074,43 €	19.968,60 €
	-	38,49%	38,47%	38,27%

Tabla 13. Escenario 3. Comparación facturas

6.3 RETORNO DE INVERSIÓN

Los presupuestos que se van a dar son aproximados. Estas acciones se llevan a cabo dentro de un proyecto europeo y la fecha límite para la que estén terminadas es junio de 2020. De los elementos que no se hayan acordado el modelo, el precio es orientativo teniendo en cuenta precios medios de instalación y los presupuestos europeos para cada acción de este proyecto.

Hay que tener en cuenta que el precio de las instalaciones fotovoltaicas en edificios tiene mayor coste que las instalaciones en el suelo por tres motivos: la incertidumbre de si hay que adaptar el tejado antes de instalar los paneles fotovoltaicos, la complejidad añadida de transportar los paneles hasta el tejado (conlleva mayor coste de mano de obra) y sobretodo la economía de escala.

Hay dos presupuestos: uno para el escenario 1 y otro para los escenarios 2 y 3 (difieren en el uso de baterías).

PRESUPUESTOS CON BATERÍAS	
<i>Instalación fotovoltaica</i>	
Paneles fotovoltaicos DAS Energy	75.000,00 €
Proyecto de instalación de obras	10.000,00 €
Subtotal	85.000,00 €
<i>Regulación</i>	
Inversor INGECON SUN 3PLAY 100 kW	10.000,00 €
Convertidor batería	10.000,00 €
Subtotal	20.000,00 €
<i>Baterías</i>	
Baterías	75.000,00 €
Subtotal	75.000,00 €
Total inversión	180.000,00 €

Tabla 14. Presupuesto instalación con baterías

PRESUPUESTOS SIN BATERÍAS	
<i>Instalación fotovoltaica</i>	
Paneles fotovoltaicos DAS Energy	75.000,00 €
Proyecto de instalación de obras	10.000,00 €
Subtotal	85.000,00 €
<i>Regulación</i>	
Inversor INGECON SUN 3PLAY 100 kW	10.000,00 €
Subtotal	10.000,00 €
Total inversión	95.000,00 €

Tabla 15. Presupuesto instalación sin baterías

Para conocer los años que se tarda en recuperar el dinero invertido en cada uno de los tres escenarios es necesario el ahorro anual (véase punto 5.2) y el coste de la inversión (véase punto 2.4)

ESCENARIO 1. RETORNO DE LA INVERSIÓN			
	COMP. SIMPLIFICADA	NO COMPENSACIÓN	CON ANTI VERTIDO
Total inversión	95.000,00 €		
Ahorro anual	20.719,42 €	20.713,79 €	20.645,52 €
Años de retorno	4,6 Años	4,6 Años	4,6 Años

ESCENARIO 2. RETORNO DE LA INVERSIÓN			
	COMP. SIMPLIFICADA	NO COMPENSACIÓN	CON ANTI VERTIDO
Total inversión	95.000,00 €		
Ahorro anual	18.638,70 €	18.511,60 €	16.970,28 €
Años de retorno	5,1 Años	5,1 Años	5,6 Años

ESCENARIO 3. RETORNO DE LA INVERSIÓN			
	COMP. SIMPLIFICADA	NO COMPENSACIÓN	CON ANTI VERTIDO
Total inversión	180.000,00 €		
Ahorro anual	20.083,10 €	20.074,43 €	19.968,60 €
Años de retorno	9,0 Años	9,0 Años	9,0 Años

Tabla 16. Retorno de la inversión

7. CONCLUSIONES

7.1 ESCENARIOS

1. En el **escenario 1**, como se ha comprobado antes, la energía excedentaria es menor al 1%, despreciable y se refleja en los resultados. **Con las tres modalidades el ahorro es prácticamente el mismo**. En este caso, la modalidad adecuada es la que resulte más cómoda desde el punto de vista de la gestión (relación con la distribuidora, comercializadora, registros, etc.).
2. Resulta muy interesante y positivo realizar una instalación de este tipo **que aprovecha la energía generada (>20%) de una forma tan eficiente** (lo justo para que no haya excedentes), obteniendo un rendimiento óptimo del kWh sin necesidad de baterías.
3. **El retorno de la inversión es menor a 5 años sin haber tenido ningún tipo de financiación, retribución específica o ayuda**. Esto quiere decir que el autoconsumo, la generación distribuida tiene un potencial muy grande.
4. El Escenario 1 analizado demuestra como desde el punto de vista de rentabilidad y eficiencia en la inversión **cuanto mayor sea el % de energía autoconsumida directamente mejor serán estos indicadores**.
5. En el **escenario 2**, hay 22852 kWh de energía excedentaria. Las modalidades con vertido de excedentes suponen un ahorro de entre 1540 y 1670 € anuales más que la modalidad con anti vertido. Esa cantidad justifica cualquier gestión administrativa que se ahorre con la modalidad de anti vertido.
6. El escenario 2 refleja como el mecanismo de anti-vertido condiciona negativamente la rentabilidad de la instalación; fundamentalmente porque no permite aprovechar todo el potencial de generación de la misma
7. Entre modalidad con compensación simplificada y la modalidad sin compensación. La diferencia se encuentra en que la máxima potencia del inversor debe ser menor a 100 kW. La diferencia de valor que se obtiene por cada kWh está en torno a Pmh para compensación simplificada y $0,93 \cdot Pmh$ para modalidad sin compensación debido principalmente al impuesto de generación del 7%. **Si existe la posibilidad de instalar una potencia fotovoltaica superior a 100 kW tal que el menor beneficio de cada kWh se ve compensado por la mayor cantidad de energía vendida**, puede ser una opción viable, teniendo también en cuenta el tiempo de retorno de la inversión.
8. Otra opción en caso de tener la posibilidad de instalar mucho más de 100 kW es **dividir la instalación de producción en dos**. Una de ellas asociarla al consumo de red interior con la modalidad de compensación simplificada y con el resto darse de alta como instalación de producción.

9. En cuanto al **escenario 3**: sigue habiendo un excedente de energía, una remuneración por energía excedentaria. Esto se debe a que –sobre todo en verano- las baterías de 150 kWh se llenan y hay que verter la energía sobrante a red.
10. También se observa que, de cada kWh acumulado en las baterías (que es autoconsumido más tarde), se ha obtenido más partido. Por tanto, se deduce que **se obtiene mayor beneficio de cada kWh si se consume que si se vierte a la red como excedente**. Esto también se puede comprobar fácilmente comparando el precio de la energía consumida de la red con el precio de la energía excedentaria.
11. A pesar de que las baterías han supuesto un aumento de los ahorros, **el tiempo de retorno de la inversión es mayor que en los escenarios 1 y 2 debido al elevado coste de las baterías**.

7.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL AUTOCONSUMO

1. Se demuestra el **gran potencial de este tipo de instalaciones para el desarrollo de la generación distribuida**. La capacidad de generar parte de la energía demandada por un edificio en el mismo punto de consumo se demuestra viable y muy recomendable para cumplir tanto con la legislación vigente como con los objetivos estratégicos marcados tanto desde Europa como a nivel nacional.
2. El impacto que se prevé sobre el sistema eléctrico es positivo. El autoconsumo forma parte de la generación distribuida, **reduce el flujo de energía por las redes de transporte, las pérdidas** que se dan y ayuda a suministrar energía eficientemente en periodos de gran demanda. Con el autoconsumo se reduce la energía demandada de la red y se aumenta la energía ofertada debido a los excedentes de energía. Esto reduce el precio de tasación del kWh en el *pool*.
3. El fomento de las energías renovables como fuente de generación reduce indirectamente las emisiones de CO₂ a la atmósfera.
4. El cambio en la clasificación de modalidades de autoconsumo permite que aquellos con una instalación de menos de 15 kW obtengan remuneración por la energía vertida a red. La mayoría de los hogares están dentro de este límite de potencia lo que permite que muchos más usuarios se beneficien de esto.
5. El aspecto más positivo es la eliminación del **peaje de respaldo**, cargo que se aplicaba a la energía autoconsumida.
6. Uno de los puntos negativos que llama la atención, es la manera de repartir la potencia de una instalación de producción asociada a través de red. Los **coeficientes que hay que remitir a la empresa distribuidora deben ser constantes**, son valores estáticos ya que para cada hora de un mismo periodo de facturación se reparte de la misma manera. Lo lógico

sería disponer de coeficientes dinámicos, que se reparta en función de lo que está consumiendo en cada momento cada consumidor asociado.

7. Los coeficientes dinámicos permitirían que un mayor porcentaje de la energía fuera autoconsumida en vez de excedentaria, obteniendo así un mayor beneficio de la energía generada.
8. El otro punto que podría mejorarse, es el de la compensación simplificada. Esta compensación como ya se ha dicho consiste en un balance económico. En otros países, se aplica un **balance neto de energía**, con el que la energía excedentaria se compensa con la consumida de la red kWh a kWh en vez de valorar económicamente cada una de ellas.
9. Dado que el precio de la energía excedentaria es menor al de la consumida, **el balance neto proporciona más ventajas a los autoconsumidores**. La diferencia principal entre ambos precios es el peaje de acceso a redes incluido en cada kWh consumido y cuya finalidad es cubrir los costes del sistema eléctrico. Por tanto, no considero que sea un valor legítimo que haya que añadir al precio de la energía excedentaria (balance neto de energía) pero sí necesario para impulsar las energías renovables y el autoconsumo.

Pamplona, a 7 de junio de 2019,

Mateo Giné Munárriz

BIBLIOGRAFÍA

- [1] STARDUST, “Enlightening european cities” 2019. [En línea]. Disponible en: <https://stardustproject.eu/>. [Accedido: 04-febrero-2019]
- [2] *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*, IDAE:2011.
- [3] *Instalaciones eléctricas de baja tensión*, UNE-HD 60364:2014.
- [4] *Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos*, UNE-EN 50618:2015.
- [5] Energías Renovables “El periodismo de las energías limpias”. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/panorama/publicada-en-el-boe-la-ley-del-20131227>. [Accedido: 20-mayo-2019]
- [6] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- [7] Real Decreto 900/2015, de 9, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- [8] Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- [9] Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- [10] Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.
- [11] Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía enéctrica.
- [12] REE, “Red Eléctrica de España”. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es>. [Accedido: 08-abril-2019]
- [13] Renewables.ninja. [En línea]. Disponible en: <https://www.renewables.ninja>. [Accedido: 05-abril-2019]
- [14] E·SIOS, “Sistema de Información del Operador del Sistema”. [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es?locale=es>. [Accedido: 10-abril-2019]
- [15] Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

ANEXOS

ANEXO 1: OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA

		Potencia contratada (kW)																				Potencia contratada óptima P1 (kW)					
		65 kWh	70 kWh	75 kWh	80 kWh	85 kWh	90 kWh	95 kWh	100 kWh	105 kWh	110 kWh	115 kWh	120 kWh	125 kWh	130 kWh	135 kWh	140 kWh	145 kWh	150 kWh	155 kWh	160 kWh	165 kWh	125 kWh				
CUPs	Fecha Lectura Actual	Días de lectura	Lectura Max P1 (kW)	Potencia facturada																				Potencia facturada óptima P1 (kW)	Precio P1 (€/kW)	Factura P1 (€)	
ES002100006710749HJ	23/01/2018	34	101 kWh	167 kWh	156 kWh	146 kWh	135 kWh	125 kWh	114 kWh	104 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	102 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	106 kWh	3,394074	360,62 €	
ES002100006710749HJ	20/02/2018	28	100 kWh	164 kWh	153 kWh	143 kWh	132 kWh	122 kWh	111 kWh	101 kWh	100 kWh	100 kWh	100 kWh	100 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	106 kWh	3,394074	360,62 €	
ES002100006710749HJ	22/03/2018	30	87 kWh	124 kWh	114 kWh	103 kWh	93 kWh	87 kWh	87 kWh	87 kWh	89 kWh	94 kWh	98 kWh	102 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	106 kWh	3,394074	360,62 €	
ES002100006710749HJ	18/04/2018	27	108 kWh	188 kWh	177 kWh	167 kWh	156 kWh	146 kWh	135 kWh	125 kWh	114 kWh	108 kWh	108 kWh	108 kWh	108 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	108 kWh	3,394074	366,56 €	
ES002100006710749HJ	23/05/2018	35	105 kWh	179 kWh	168 kWh	158 kWh	147 kWh	137 kWh	126 kWh	116 kWh	105 kWh	105 kWh	105 kWh	105 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	106 kWh	3,394074	360,62 €	
ES002100006710749HJ	20/06/2018	28	95 kWh	149 kWh	138 kWh	128 kWh	117 kWh	107 kWh	96 kWh	95 kWh	95 kWh	95 kWh	98 kWh	102 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	106 kWh	3,394074	360,62 €	
ES002100006710749HJ	26/07/2018	36	131 kWh	257 kWh	246 kWh	236 kWh	225 kWh	215 kWh	204 kWh	194 kWh	183 kWh	173 kWh	162 kWh	152 kWh	141 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	3,394074	444,62 €
ES002100006710749HJ	28/08/2018	33	131 kWh	257 kWh	246 kWh	236 kWh	225 kWh	215 kWh	204 kWh	194 kWh	183 kWh	173 kWh	162 kWh	152 kWh	141 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	3,394074	444,62 €
ES002100006710749HJ	20/09/2018	23	131 kWh	257 kWh	246 kWh	236 kWh	225 kWh	215 kWh	204 kWh	194 kWh	183 kWh	173 kWh	162 kWh	152 kWh	141 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	3,394074	444,62 €
ES002100006710749HJ	19/10/2018	29	115 kWh	209 kWh	198 kWh	188 kWh	177 kWh	167 kWh	156 kWh	146 kWh	135 kWh	125 kWh	115 kWh	115 kWh	115 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	115 kWh	3,394074	390,32 €		
ES002100006710749HJ	24/11/2018	36	107 kWh	185 kWh	174 kWh	164 kWh	153 kWh	143 kWh	132 kWh	122 kWh	111 kWh	107 kWh	107 kWh	107 kWh	107 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	107 kWh	3,394074	363,17 €	
ES002100006710749HJ	19/12/2018	25	kWh	55 kWh	60 kWh	64 kWh	68 kWh	72 kWh	77 kWh	81 kWh	85 kWh	89 kWh	94 kWh	98 kWh	102 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	106 kWh	3,394074	360,62 €
			Suma(kW)	2.186 kWh	2.075 kWh	1.964 kWh	1.853 kWh	1.746 kWh	1.645 kWh	1.554 kWh	1.482 kWh	1.437 kWh	1.404 kWh	1.384 kWh	1.368 kWh	1.361 kWh	1.392 kWh	1.426 kWh	1.464 kWh	1.502 kWh	1.541 kWh	1.581 kWh	1.632 kWh	1.683 kWh	Total (€)	4.617,64 €	

		Potencia contratada																				Potencia contratada óptima P1 (kW)					
		65 kWh	70 kWh	75 kWh	80 kWh	85 kWh	90 kWh	95 kWh	100 kWh	105 kWh	110 kWh	115 kWh	120 kWh	125 kWh	130 kWh	135 kWh	140 kWh	145 kWh	150 kWh	155 kWh	160 kWh	165 kWh	125 kWh				
CUPs	Fecha Lectura Actual	Días de lectura	Lectura Max P2 (kW)	Potencia facturada																				Potencia facturada óptima P1 (kW)	Precio P3 (€/kW)	Factura P3 (€)	
ES002100006710749HJ	23/01/2018	34	127 kWh	245 kWh	234 kWh	224 kWh	213 kWh	203 kWh	192 kWh	182 kWh	171 kWh	161 kWh	150 kWh	140 kWh	129 kWh	127 kWh	127 kWh	127 kWh	127 kWh	127 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	127 kWh	2,036457	258,63 €
ES002100006710749HJ	20/02/2018	28	131 kWh	257 kWh	246 kWh	236 kWh	225 kWh	215 kWh	204 kWh	194 kWh	183 kWh	173 kWh	162 kWh	152 kWh	141 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	2,036457	266,78 €
ES002100006710749HJ	22/03/2018	30	131 kWh	257 kWh	247 kWh	236 kWh	226 kWh	215 kWh	205 kWh	194 kWh	184 kWh	173 kWh	163 kWh	152 kWh	142 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	131 kWh	2,036457	267,28 €
ES002100006710749HJ	18/04/2018	27	129 kWh	251 kWh	240 kWh	230 kWh	219 kWh	209 kWh	198 kWh	188 kWh	177 kWh	167 kWh	156 kWh	146 kWh	135 kWh	129 kWh	129 kWh	129 kWh	129 kWh	129 kWh	129 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	129 kWh	2,036457	262,70 €
ES002100006710749HJ	23/05/2018	35	104 kWh	176 kWh	165 kWh	155 kWh	144 kWh	134 kWh	123 kWh	113 kWh	104 kWh	104 kWh	104 kWh	104 kWh	104 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	106 kWh	2,036457	216,37 €
ES002100006710749HJ	20/06/2018	28	100 kWh	164 kWh	153 kWh	143 kWh	132 kWh	122 kWh	111 kWh	101 kWh	100 kWh	100 kWh	100 kWh	100 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	106 kWh	2,036457	216,37 €	
ES002100006710749HJ	26/07/2018	36	111 kWh	197 kWh	186 kWh	176 kWh	165 kWh	155 kWh	144 kWh	134 kWh	123 kWh	113 kWh	111 kWh	111 kWh	111 kWh	111 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	111 kWh	2,036457	226,05 €
ES002100006710749HJ	28/08/2018	33	125 kWh	239 kWh	228 kWh	218 kWh	207 kWh	197 kWh	186 kWh	176 kWh	165 kWh	155 kWh	144 kWh	134 kWh	125 kWh	125 kWh	125 kWh	125 kWh	125 kWh	125 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	125 kWh	2,036457	254,56 €
ES002100006710749HJ	20/09/2018	23	122 kWh	230 kWh	219 kWh	209 kWh	198 kWh	188 kWh	177 kWh	167 kWh	156 kWh	146 kWh	135 kWh	125 kWh	122 kWh	122 kWh	122 kWh	122 kWh	123 kWh	122 kWh	122 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	122 kWh	2,036457	248,45 €
ES002100006710749HJ	19/10/2018	29	111 kWh	197 kWh	186 kWh	176 kWh	165 kWh	155 kWh	144 kWh	134 kWh	123 kWh	113 kWh	111 kWh	111 kWh	111 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	111 kWh	2,036457	226,05 €	
ES002100006710749HJ	24/11/2018	36	117 kWh	215 kWh	204 kWh	194 kWh	183 kWh	173 kWh	162 kWh	152 kWh	141 kWh	131 kWh	120 kWh	117 kWh	117 kWh	117 kWh	117 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	117 kWh	2,036457	238,27 €	
ES002100006710749HJ	19/12/2018	25	kWh	55 kWh	60 kWh	64 kWh	68 kWh	72 kWh	77 kWh	81 kWh	85 kWh	89 kWh	94 kWh	98 kWh	102 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	106 kWh	2,036457	216,37 €
			Suma(kW)	2.479 kWh	2.367 kWh	2.256 kWh	2.145 kWh	2.034 kWh	1.922 kWh	1.811 kWh	1.712 kWh	1.622 kWh	1.549 kWh	1.488 kWh	1.441 kWh	1.423 kWh	1.436 kWh	1.456 kWh	1.479 kWh	1.506 kWh	1.539 kWh	1.581 kWh	1.632 kWh	1.683 kWh	Total (€)	2.897,88 €	

		Potencia contratada																				Potencia contratada óptima P1 (kW)					
		65 kWh	70 kWh	75 kWh	80 kWh	85 kWh	90 kWh	95 kWh	100 kWh	105 kWh	110 kWh	115 kWh	120 kWh	125 kWh	130 kWh	135 kWh	140 kWh	145 kWh	150 kWh	155 kWh	160 kWh	165 kWh	115 kWh				
CUPs	Fecha Lectura Actual	Días de lectura	Lectura Max P3 (kW)	Potencia facturada																				Potencia facturada óptima P1 (kW)	Precio P3 (€/kW)	Factura P3 (€)	
ES002100006710749HJ	23/01/2018	34	119 kWh	221 kWh	210 kWh	200 kWh	189 kWh	179 kWh	168 kWh	158 kWh	147 kWh	137 kWh	126 kWh	119 kWh	119 kWh	119 kWh	119 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	119 kWh	1,357618	161,56 €	
ES002100006710749HJ	20/02/2018	28	123 kWh	233 kWh	222 kWh	212 kWh	201 kWh	191 kWh	180 kWh	170 kWh	159 kWh	149 kWh	138 kWh	128 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	128 kWh	1,357618	173,10 €
ES002100006710749HJ	22/03/2018	30	123 kWh	233 kWh	222 kWh	212 kWh	201 kWh	191 kWh	180 kWh	170 kWh	159 kWh	149 kWh	138 kWh	128 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	123 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	128 kWh	1,357618	173,59 €
ES002100006710749HJ	18/04/2018	27	119 kWh	221 kWh	210 kWh	200 kWh	189 kWh	179 kWh	168 kWh	158 kWh	147 kWh	137 kWh	126 kWh	119 kWh	119 kWh	119 kWh	119 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	119 kWh	1,357618	161,56 €	
ES002100006710749HJ	23/05/2018	35	92 kWh	140 kWh	129 kWh	119 kWh	108 kWh	98 kWh	92 kWh	92 kWh	92 kWh	92 kWh	94 kWh	98 kWh	102 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	98 kWh	1,357618	132,71 €
ES002100006710749HJ	20/06/2018	28	93 kWh	143 kWh	132 kWh	122 kWh	111 kWh	101 kWh	93 kWh	93 kWh	93 kWh	94 kWh	98 kWh	102 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	98 kWh	1,357618	132,71 €	
ES002100006710749HJ	26/07/2018	36	101 kWh	167 kWh	156 kWh	146 kWh	135 kWh	125 kWh	114 kWh	104 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	1,357618	137,12 €
ES002100006710749HJ	28/08/2018	33	113 kWh	203 kWh	192 kWh	182 kWh	171 kWh	161 kWh	150 kWh	140 kWh	129 kWh	119 kWh	113 kWh	113 kWh	113 kWh	113 kWh	113 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	113 kWh	1,357618	153,41 €
ES002100006710749HJ	20/09/2018	23	110 kWh	194 kWh	183 kWh	173 kWh	162 kWh	152 kWh	141 kWh	131 kWh	120 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	1,357618	149,34 €
ES002100006710749HJ	19/10/2018	29	101 kWh	167 kWh	156 kWh	146 kWh	135 kWh	125 kWh	114 kWh	104 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	101 kWh	1,357618	137,12 €
ES002100006710749HJ	24/11/2018	36	110 kWh	194 kWh	183 kWh	173 kWh	162 kWh	152 kWh	141 kWh	131 kWh	120 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	110 kWh	1,357618	149,34 €
ES002100006710749HJ	19/12/2018	25	kWh	55 kWh	60 kWh	64 kWh	68 kWh	72 kWh	77 kWh	81 kWh	85 kWh	89 kWh	94 kWh	98 kWh	102 kWh	106 kWh	111 kWh	115 kWh	119 kWh	123 kWh	128 kWh	132 kWh	136 kWh	140 kWh	98 kWh	1,357618	132,71 €
			Suma(kW)	2.166 kWh	2.055 kWh	1.944 kWh	1.832 kWh	1.721 kWh	1.618 kWh	1.528 kWh	1.453 kWh	1.385 kWh	1.344 kWh	1.322 kWh	1.327 kWh	1.348 kWh	1.371 kWh	1.402 kWh	1.436 kWh	1.479 kWh	1.530 kWh	1.581 kWh	1.632 kWh	1.683 kWh	Total (€)	1.794,24 €	

AS FLEXIBLE AS YOUR IMAGINATION

PROJECT SERIES

DAS Energy supplies modules in any size, up to the 72-cell high-performance module *glass-free, flexible and extremely lightweight.*



ULTRA-LIGHTWEIGHT

Module weight as low as 2.5 kg per square meter.



PATENTED DESIGN

The patented design of our modules guarantees their long-term durability and performance



HIGHER ENERGY YIELD

The surface texture of the modules induces a light trapping effect. This effect ensures increased efficiency and thus a higher energy yield.



CUSTOMIZED

Model size, shape, and color are customizable.



FLEXIBILITY

Their flexibility ensures that the DAS Energy modules conform to the corresponding substructure.



EASILY MOUNTED

The DAS Energy modules can be glued, screwed, riveted, or mounted onto the substructure using existing eyelets or holes.



APPLICATIONS

Building-integrated and building-applied PV (rooftop, facade)

POWER RANGE 110 Wp - 335 Wp

Tolerances
 ≥ 250 Wp: -0 / +5W
 110 - 250 Wp: -3.5 / +3.5W

HIGH RELIABILITY

IEC 61730 | IEC 61215
 IEC 62804-1 Potential-induced degradation
 IEC 61701 Salt mist corrosion
 IEC 62716 Ammonia corrosion
 EN 13501-5 B_{ROOF}(t1) "Flying sparks test"

WARRANTY

10-year product warranty
 25-year linear performance warranty for building-integrated and building-applied installations



PROJECT SERIES

TECHNICAL DATA

Product	10x6	12x6	12x2
Number of cells	60	72	24
Dimensions „front junction box“ (L x W x T)	1706 x 991 x 2 mm	2024 x 991 x 2 mm	2027 x 354 x 2 mm
Dimensions „rear junction box“ (L x W x T)	1657 x 991 x 2 mm	1975 x 991 x 2 mm	1968 x 354 x 2 mm
Weight	5.7 kg	6.7 kg	2.5 kg
Solar cells	5BB monocrystalline solar cells (optional polycrystalline)		
Maximum system voltage	1000 V		
Maximum reverse current	20 A		
Front sheet	Soil-resistant ETFE-Film		
Encapsulation	Patented fiberglass-reinforced plastic		
Back sheet	High-resistance PET		
Junction box	TÜV-certified (IP67/68) with bypass-diodes		
Cables	2 x 4 mm ² , 900 mm		
Connector	PV4S		

ELECTRIC CHARACTERISTICS - MONOCRYSTALLINE CELLS

Name	Cells	Power (Wp)	Isc (A)	Voc (V)	I _{mp} (A)	V _{mp} (V)
10x6	60	280	9.15	40.02	8.63	32.59
12x6	72	335	9.15	48.03	8.63	39.11
12x2	24	110	9.15	16.01	8.63	13.04

All module sizes available with polycrystalline cells upon request.

THERMAL CHARACTERISTICS

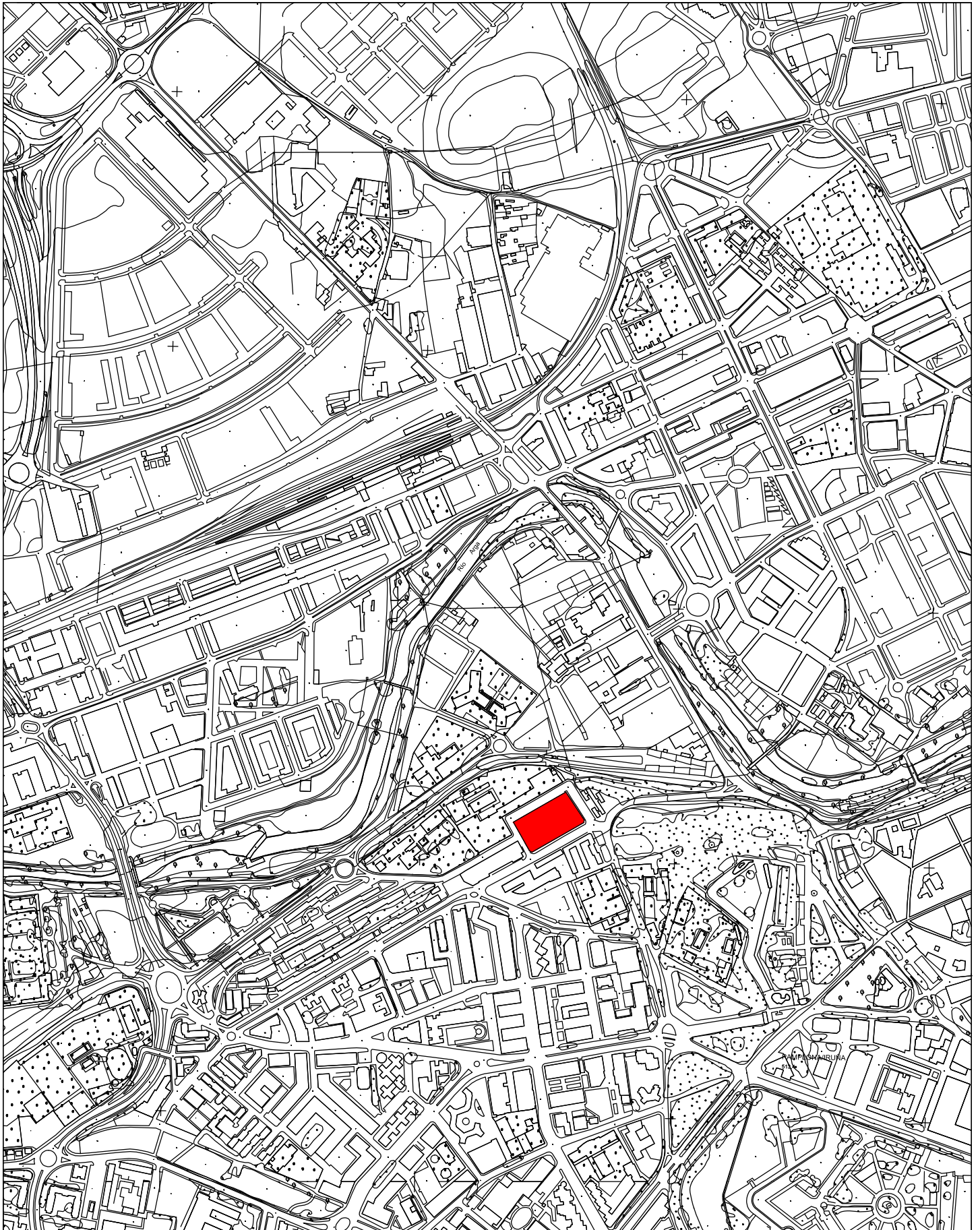
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Temperature coefficient P _{mp}	-0.393 % / °C
Temperature coefficient V _{oc}	-0.310 % / °C
Temperature coefficient I _{sc}	0.051 % / °C

SCIENTIFIC PARTNERS AND ASSOCIATIONS



DAS Energy GmbH

Ferdinand Graf von Zeppelin-Strasse 18 | 2700 Wiener Neustadt, Austria
 Phone +43 2622 35035 | office@das-energy.com | www.das-energy.com



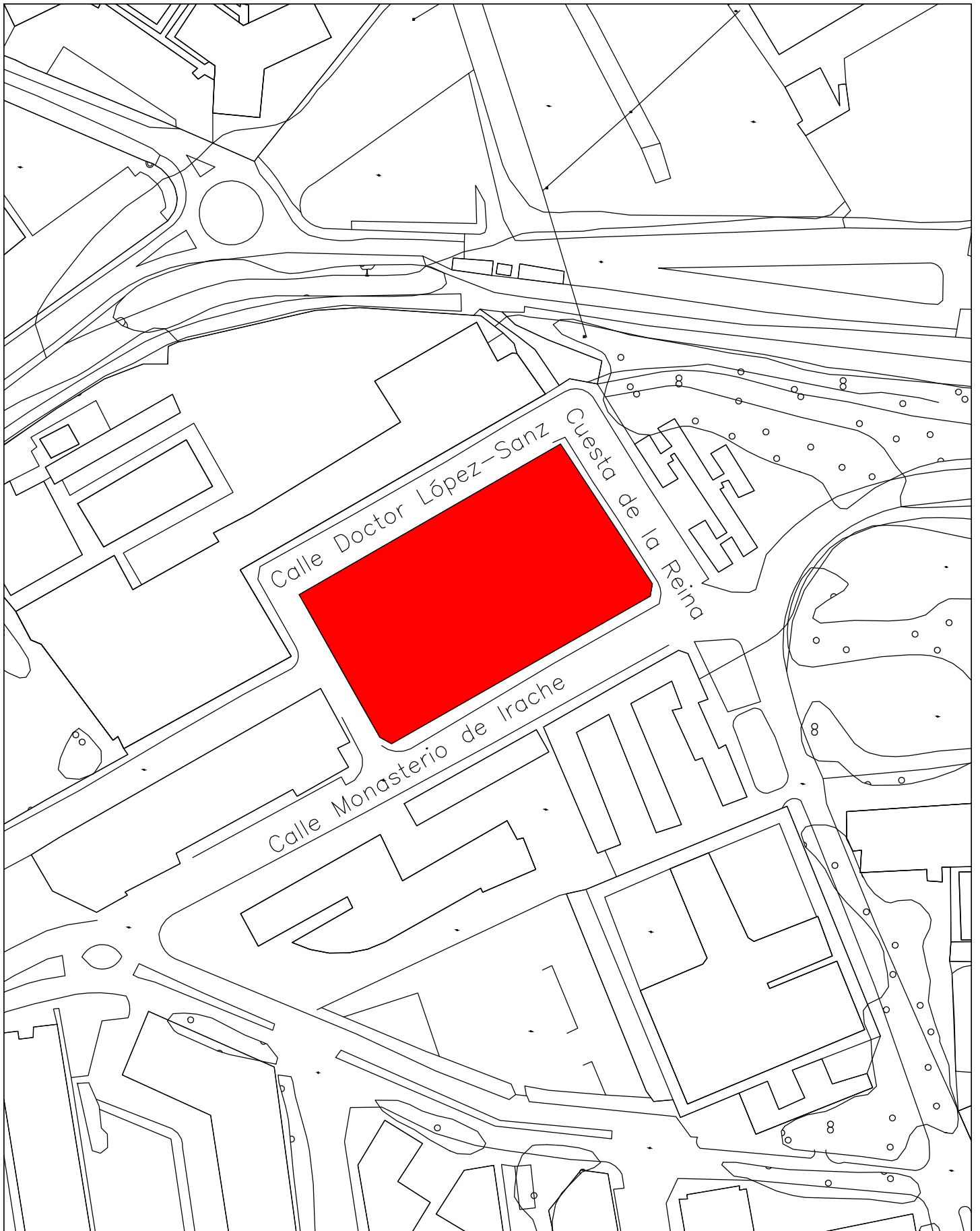
AYUNTAMIENTO DE PAMPLONA
OFICINA ESTRATÉGICA
PROYECTO: STARDUST H2020

ESCALA:
1/10000

PLANO N° 1

PLANO DE: Situación

FECHA 27.3.19



AYUNTAMIENTO DE PAMPLONA

OFICINA ESTRATÉGICA

PROYECTO: STARDUST H2020

PLANO DE: Emplazamiento

ESCALA:

1/2000

PLANO N° 2

FECHA 27.3.19



CANALIZACIÓN HASTA
PARKING C. URBANA

CONTADORES

C/ MONASTERIO DE IRACHE



AYUNTAMIENTO DE PAMPLONA

OFICINA ESTRATÉGICA

PROYECTO: STARDUST H2020

PLANO DE: Planta -1 (aparcamentos)

ESCALA:

1/300

PLANO N° 3

FECHA 25.3.19

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL

- 15609** *Resolución de 26 de diciembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba para el año 2018, el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*

El artículo 9 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión establece que «para aquellos puntos de suministro que, de acuerdo con la normativa aplicable, no tengan la obligación de disponer de registro de consumo horario en sus equipos de medida, la Dirección General de Política Energética y Minas determinará, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía (actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) y a efectos de liquidación de la energía, el perfil de consumo y el método de cálculo aplicables a cada grupo de consumidores, en función de la tarifa de acceso contratada y los equipos de medida y control instalado».

En el mismo sentido, el artículo 32 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, establece que «Para los puntos de consumo tipos 4 y 5 de clientes que no dispongan de registro de consumo horario en sus equipos de medida, la liquidación de la energía se llevará a cabo mediante la aplicación de un perfil de consumo. Dicho perfil de consumo y el método de cálculo aplicables a cada grupo de consumidores, en función de la tarifa de acceso contratada y los equipos de medida y control instalados, será fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía».

Por otro lado, la disposición adicional tercera de la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, establece que «A los efectos de lo dispuesto en el artículo 32 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España, S.A. remitirá anualmente, antes del 30 de noviembre de cada año, a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una propuesta de revisión de los perfiles de consumo vigentes en función del peaje de acceso contratado, que resultan de aplicación a aquellos puntos de suministro de clientes que, de acuerdo con la normativa aplicable, no tengan la obligación de disponer de registro de consumo horario en sus equipos de medida».

Por su parte, el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, dispone en su artículo 6 que la facturación de los suministros acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) se efectuará por el comercializador de referencia que corresponda con base en lecturas reales de acuerdo con lo previsto en la normativa de aplicación. En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo puestos a disposición o en su caso remitidos por el encargado de la lectura. No obstante lo anterior, cuando el suministro no disponga de equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrado en los correspondientes sistemas, la facturación se realizará

aplicando a las lecturas reales por periodos puestas a disposición de los comercializadores por los encargados de la lectura, los perfiles de consumo calculados de conformidad con lo previsto en el real decreto.

A este respecto, en el artículo 8 del real decreto se definen unos coeficientes horarios de perfil de consumo ajustados para cada hora h de aplicación a efectos de facturación del PVPC.

No obstante, según la disposición adicional duodécima del mencionado real decreto, sin perjuicio de lo previsto en su artículo 8, los perfiles finales a efectos de liquidación en el mercado se obtendrán aplicando el método previsto en la resolución del Director General de Política Energética y Minas que se apruebe en desarrollo de lo previsto en el artículo 32 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

En relación con lo anterior, la disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, dispone que el operador del sistema «enviará con anterioridad al 15 de noviembre de 2014 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta de revisión de los perfiles de consumo de aplicación a los consumidores sin medida horaria teniendo en cuenta los resultados del panel representativo de consumidores previsto en el artículo 32 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

La citada Comisión procederá a informar sobre dicha propuesta enviando el informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 1 de diciembre.»

Vista la propuesta de perfiles iniciales de consumo a efectos de liquidación de energía en el mercado para el año 2018, realizada por Red Eléctrica de España, S.A. el 22 de noviembre de 2017 en cumplimiento de la disposición adicional tercera de la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, con entrada en el actual Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital el mismo 22 de noviembre de 2017.

En dicha propuesta el operador del sistema especifica que el documento remitido a la Dirección General de Política Energética y Minas se remite también a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia en virtud de lo establecido en la disposición adicional tercera (Revisión de perfiles de consumo) de la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Visto el «Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta del operador del sistema de revisión de los perfiles de consumo para el año 2018» aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 21 de diciembre de 2017.

Esta Dirección General resuelve:

Primero.

Aprobar los perfiles de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo. Los perfiles y el método de cálculo, figuran como anexos de la presente resolución, y serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2018.

Segundo.

Contra la presente Resolución cabe interponer Recurso de Alzada ante el Secretario de Estado de Energía, en el plazo de un mes, de acuerdo con lo establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

Madrid, 26 de diciembre de 2017.–La Directora General de Política Energética y Minas, María Teresa Baquedano Martín.

ANEXO I

Método de cálculo de los perfiles de consumo para los consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer los perfiles de carga que serán utilizados para obtener las medidas horarias necesarias para la liquidación de la energía en el mercado de producción de energía eléctrica, a partir de los datos de consumo registrados por equipos de medida no horarios.

2. Ámbito de aplicación

Los perfiles de carga serán de aplicación a aquellos consumidores que, no teniendo obligación de disponer de registro horario de consumo, adquieran su energía en el mercado de producción de energía eléctrica, directamente o a través de un comercializador.

3. Definiciones

Perfil Inicial: Perfil de carga publicado a efectos indicativos y que sirve de base para el cálculo de los perfiles de carga que se emplearán para obtener las medidas horarias de los consumidores.

Perfil Final: Perfil de carga que se utilizará para obtener las medidas horarias de los consumidores de un determinado tipo a efectos de la liquidación de su energía en el mercado, a partir de registros de medida no horarios.

Demanda de Referencia: Previsión de demanda del sistema peninsular que se utilizará para el cálculo de los Perfiles Finales a partir de los Perfiles Iniciales. La Demanda de Referencia tomará para 2018 los valores recogidos en el anexo III de la presente resolución.

Demanda del Sistema: Demanda del sistema eléctrico peninsular publicada por el Operador del Sistema a efectos de la determinación de los Perfiles Finales.

4. Clasificación de consumidores

Se establecen las siguientes categorías de consumidores que tendrán perfiles de carga diferenciados:

- Consumidores con peaje de acceso 2.0A y 2.1A y equipos de medida de un solo período (Perfil tipo P^a).
- Consumidores con peaje de acceso 2.0 DHA y 2.1 DHA y equipo de medida adaptado al horario de dichos peajes de acceso (Perfil tipo P^b).
- Consumidores con peaje de acceso 3.0 A y 3.1 A con medida en baja tensión y registro en 6 períodos, de acuerdo a lo establecido en el punto 5 siguiente (Perfil tipo P^c).
- Consumidores con peaje de acceso 2.0 DHS y 2.1 DHS y equipos de medida adaptado al horario de dichos peajes de acceso (Perfil tipo P^d).

5. Periodos

Los seis periodos a que hace referencia el artículo 9.7 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, son:

— Periodo 1: Horas punta de los días laborables de lunes a viernes para el peaje de acceso de tres periodos según lo establecido en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y para el peaje de acceso de tres periodos 3.1A según lo establecido en la disposición adicional tercera de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

— Periodo 2: Horas llano de los días laborables de lunes a viernes para el peaje de acceso de tres periodos 3.0A según lo establecido en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y para el peaje de acceso de tres periodos 3.1A según lo establecido en la disposición adicional tercera de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

— Periodo 3: Horas valle de los días laborables de lunes a viernes para el peaje de acceso de tres periodos 3.0A según lo establecido en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y para el peaje de acceso de tres periodos 3.1A según lo establecido en la disposición adicional tercera de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

— Periodo 4: Horas punta de los sábados, domingos y los festivos de fecha fija de ámbito nacional no sustituibles por las Comunidades Autónomas para el peaje de acceso de tres periodos 3.0A según lo establecido en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

— Periodo 5: Horas llano de los sábados, domingos y los festivos de fecha fija de ámbito nacional no sustituibles por las Comunidades Autónomas para el peaje de acceso de tres periodos 3.0A según lo establecido en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y para el peaje de acceso de tres periodos 3.1A según lo establecido en la disposición adicional tercera de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

— Periodo 6: Horas valle de los sábados, domingos y los festivos de fecha fija de ámbito nacional no sustituibles por las Comunidades Autónomas para el peaje de acceso de tres periodos 3.0A según lo establecido en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y para el peaje de acceso de tres periodos 3.1A según lo establecido en la disposición adicional tercera de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

6. Perfiles Iniciales

Los Perfiles Iniciales para cada categoría de consumidores tomarán para 2018 los valores recogidos en el anexo III de la presente resolución.

7. Cálculo de los Perfiles Finales

Los Perfiles Finales se obtendrán a partir de los Perfiles Iniciales modificando estos últimos en función de la evolución de la Demanda del Sistema en relación con la Demanda de Referencia, tratando de incorporar en los perfiles aquellos factores que afectan a las pautas de consumo y no son previsibles con antelación, como la temperatura, luminosidad, etc.

Sean:

$P_{m,d,h}^{i,0}$ = Perfil Inicial, de la categoría de clientes «i», para el mes «m», día «d» y hora «h», que representa el peso relativo de la hora en el año.

$C_{m,d}^{i,0}$ = $\sum_h P_{m,d,h}^{i,0}$ Suma de los coeficientes del Perfil Inicial de la categoría de clientes «i» en las 24 horas de un día.

$H_{m,d,h}^{i,0}$ = $P_{m,d,h}^{i,0} / C_{m,d}^{i,0}$; Peso de la hora «h» del día «d» del mes «m», en el total del día «d» del mes «m».

$M_m^{i,0}$ = $\sum_d C_{m,d}^{i,0} / \sum_m \sum_d C_{m,d}^{i,0}$; Peso del mes «m», en el año en el Perfil Inicial.

$D_{m,d,h}$ = Demanda del Sistema en la hora «h» del día «d» del mes «m».

$DR_{m,d,h}$ = Demanda de Referencia en la hora «h» del día «d» del mes «m».

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ = Coeficientes específicos para cada categoría de clientes «i».
 $P_{m,d,h}^{i,f}, C_{m,d}^{i,f}, H_{m,d,h}^{i,f}$ y $M_m^{i,f}$ tienen el mismo significado que los anteriores pero referidos a los Perfiles Finales, en lugar de a los Perfiles Iniciales.

α_i, β_i , y γ_i tomarán en 2018 los valores recogidos en el anexo II de la presente Resolución.

El Operador del Sistema obtendrá los Perfiles Finales a partir de los Perfiles Iniciales realizando las siguientes operaciones:

Ajuste de energía en las horas respecto del día:

$$\text{Sea } H_{m,d,h}^{i,1} = H_{m,d,h}^{i,0} * [1 + \alpha_i * ((D_{m,d,h} / \sum_h D_{m,d,h}) / (DR_{m,d,h} / \sum_h DR_{m,d,h}) - 1)]$$

$$H_{m,d,h}^{i,f} = H_{m,d,h}^{i,1} / \sum_h H_{m,d,h}^{i,1}$$

Ajuste de energía en los días respecto del mes:

$$\text{Sea } C_{m,d}^{i,1} = C_{m,d}^{i,0} * [1 + \beta_i * ((\sum_h D_{m,d,h} / \sum_d \sum_h D_{m,d,h}) / (\sum_h DR_{m,d,h} / \sum_d \sum_h DR_{m,d,h}) - 1)]$$

$$C_{m,d}^{i,f} = C_{m,d}^{i,1} / \sum_d C_{m,d}^{i,1}$$

Ajuste de energía en el mes respecto del año:

$$M_m^{i,f} = M_m^{i,0} * [1 + \gamma_i * ((\sum_d \sum_h D_{m,d,h} / \sum_d \sum_h DR_{m,d,h}) - 1)]$$

Obteniendo los Perfiles Finales como:

$$P_{m,d,h}^{i,f} = H_{m,d,h}^{i,f} * C_{m,d}^{i,f} * M_m^{i,f}$$

El Operador del Sistema pondrá a disposición de los sujetos de mercado, del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los Perfiles Finales y la Demanda del Sistema utilizada para su cálculo antes de transcurridos 5 días desde el final del mes de consumo a que se refieren.

8. Utilización de los Perfiles Finales

Los distribuidores, como encargados de lectura, serán los responsables de obtener las medidas horarias de los consumidores a partir de los datos registrados en sus equipos de medida.

El cálculo de la media horaria a efectos de liquidación de la energía en el mercado se realizará aplicando el Perfil Final, correspondiente a la categoría del consumidor, a la energía registrada por el equipo de medida en el período correspondiente. En aquellos casos en los que el equipo de medida registre la energía en más de un bloque horario, el Perfil Final se aplicará independientemente para las horas de cada bloque. En los casos en que no se registre la hora exacta de realización de la medida, se considerará que ésta se ha realizado a las 0 h del día en que se realizó la medida.

Sean:

$MC_{j,t,J,T,p}^c$ = Medida incremental obtenida del contador del cliente «c», entre el día «t» del mes «j» y el día «T» del mes «J» correspondiente al bloque horario «p».

$MCH^{c,i}_{m,d,h,p}$ = Medida horaria calculada del cliente «c» con perfil «i», en la hora «h» del día «d» mes del «m» correspondiente al bloque horario «p» registrado por el equipo de medida.

D_m = número de días del mes «m»

$$MCH^{c,i}_{m,d,h,p} = P^{i,f}_{m,d,h} * MC^{c,j,t,j,T,p} / \sum_{m=j}^{m=J} \sum_{\substack{d=T \leftrightarrow m=J \\ d=D_m \forall m \neq J \\ d=1 \forall m \neq j}} \sum_{h \in p} P^{i,f}_{m,d,h}$$

ANEXO II

Coeficientes α_i , β_i , γ_i

	Categoría a	Categoría b	Categoría c	Categoría d
α_i	0,02	0,12	0,04	0,52
β_i	1,08	0,66	1,10	0,48
γ_i	0,91	1,61	0,80	0,72

ANEXO III

Propuesta de perfiles iniciales de consumo y demanda de referencia a utilizar en el año 2018

Mes	Día	Hora	Perfil Inicial 2018				Demanda de Referencia 2018 (MW)
			$P^{a,0}_{m,d,h}$	$P^{b,0}_{m,d,h}$	$P^{c,0}_{m,d,h}$	$P^{d,0}_{m,d,h}$	
1	1	1	0,000113947268	0,000226373860	0,000085666751	0,000179273336	25.523
1	1	2	0,000094562804	0,000210056513	0,000080538429	0,000184369106	23.639
1	1	3	0,000080795738	0,000193961636	0,000078055575	0,000175079369	22.264
1	1	4	0,000072235396	0,000181945840	0,000076597655	0,000169501588	21.438
1	1	5	0,000067776119	0,000176401150	0,000075885888	0,000162740621	21.068
1	1	6	0,000066394994	0,000184943431	0,000076582828	0,000159380662	21.135
1	1	7	0,000068376193	0,000189037336	0,000079098694	0,000158540340	21.634
1	1	8	0,000073389369	0,000186390735	0,000081772582	0,000158273952	22.246
1	1	9	0,000085421382	0,000146807549	0,000076601945	0,000088993140	23.135
1	1	10	0,000108800362	0,000123077254	0,000075762475	0,000056587788	24.904
1	1	11	0,000131910639	0,000127340026	0,000081124912	0,000062932561	26.632
1	1	12	0,000144490867	0,000119757522	0,000085860340	0,000065605345	27.369
1	1	13	0,000149446563	0,000090931443	0,000088787090	0,000064361002	27.534
1	1	14	0,000154583001	0,000089816470	0,000088267336	0,000064397875	27.758
1	1	15	0,000153449690	0,000088366462	0,000084887001	0,000065644876	27.252
1	1	16	0,000138942539	0,000079564288	0,000081459415	0,000060323687	26.226
1	1	17	0,000131907219	0,000074857813	0,000079344965	0,000055781206	25.866
1	1	18	0,000134581447	0,000077330754	0,000080617606	0,000057198881	26.769
1	1	19	0,000152783154	0,000134071762	0,000095085459	0,000150407383	29.027
1	1	20	0,000166768086	0,000166652438	0,000102311033	0,000228718399	30.547
1	1	21	0,000177299215	0,000172405620	0,000101464913	0,000234626146	31.300
1	1	22	0,000178744994	0,000177682144	0,000097033155	0,000235301051	31.185
1	1	23	0,000157981515	0,000225135161	0,000090125290	0,000219946854	29.734
1	1	24	0,000129602277	0,000233264748	0,000083555219	0,000191247818	27.318
1	2	1	0,000100667256	0,000218675433	0,000082652436	0,000174947475	27.217
1	2	2	0,000079015509	0,000200479365	0,000079718297	0,000185409924	25.328