

ÍNDICE MEMORIA

Índice memoria	1
Índice de figuras	4
Índice de tablas	7
Capítulo 1: Introducción	12
1.1 Motivación	12
1.2 Objetivo y alcance del proyecto	13
Capítulo 2: Estado del arte	15
2.1 Micro-redes y Energy Management Systems	15
2.2 Integración del autoconsumo fotovoltaico a la red de distribución .	19
2.3 Mercado horario de la energía	25
2.4 <i>Peak shaving</i> y desagregación de cargas	28
Capítulo 3: Características de la micro-red eléctrica doméstica ...	33
3.1 Elementos de la micro-red	33
3.1.1 Elementos consumidores de energía eléctrica	33
3.1.2 Elementos suministradores de energía eléctrica	35
3.1.3 Electrónica de potencia de la micro-red.....	37
3.1.4 Elementos de medida de la micro-red	40
3.1.5 Sistema de gestión de la energía.....	41
3.2 Esquema unifilar de la micro-red	42
3.3 Operativas de funcionamiento	44
Capítulo 4: Análisis del mercado eléctrico español.....	46
4.1 Distribución de costes energéticos	46
4.2 Optimización del precio horario de la energía	48
4.2.1 Idoneidad de la Discriminación Horaria	48
4.2.2 Comparativa entre Mercado Regulado y Mercado Libre.....	51
4.3 Acciones a llevar a cabo en la gestión de la micro-red	55
Capítulo 5: Monitorización de consumos	57
5.1 Sistema monitor de energía utilizado	57
5.1.1 Características técnicas del sistema monitor de energía	58
5.1.2 Instalación del monitor de energía a la micro-red doméstica...	60
5.2 Desagregación de consumos	62

5.2.1	Huella eléctrica de las cargas no gestionables	62
5.2.2	Curva monótona de carga	64
5.2.3	Propuesta de ajuste de potencia	66
5.2.4	Huellas eléctricas de las cargas gestionables	70
5.2.5	Detección de consumos extraordinarios	73
Capítulo 6: Estudio de gestión de la micro-red		76
6.1	Definición del escenario	76
6.1.1	Datos de generación fotovoltaica.....	76
6.1.2	Perfil de consumo semanal.....	78
6.1.3	Tarifas eléctricas a considerar.....	78
6.1.4	Variaciones posibles en la regulación del autoconsumo	79
6.2	Criterios de gestión establecidos.....	80
6.3	Implementación del programa con el software LabVIEW	85
6.3.1	Estructura y disposición del programa.....	85
6.3.2	Variables de entrada para la simulación	90
6.3.3	Variables de salida de la simulación.....	91
Capítulo 7: Resultados y análisis de las simulaciones realizadas .		95
7.1	Resultados de las simulaciones.....	96
7.1.1	Coste energético según tarifa contratada	96
7.1.2	Coste energético con energía fotovoltaica y gestión de cargas	97
7.1.3	Resultados con posibilidad de balance neto	100
7.1.4	Coste económico total con término de potencia contratada...	101
7.1.5	Resultados finales más significativos	101
7.2	Estudio económico de la instalación de autoconsumo	102
7.2.1	Presupuesto según tamaño de la instalación	103
7.2.2	Tiempo de retorno y rentabilidad	104
7.2.3	Solución final escogida.....	106
Capítulo 8: Conclusiones		111
8.1	Conclusiones generales	111
8.1.1	Mercado eléctrico español	111
8.1.2	Autoconsumo fotovoltaico	112
8.1.3	Gestión de cargas desplazables y monitorizado de consumos	112
8.2	Conclusiones personales.....	113
8.3	Continuación del trabajo.....	114
Capítulo 9: Bibliografía		115
9.1	Referencias bibliográficas	115

9.2	Bibliografía de consulta	117
9.3	Normativa considerada.....	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema típico de una micro-red gestionada con un EMS.....	16
Figura 2. Niveles de operación de un EMS.....	17
Figura 3. Esquema de operación de un EMS.	17
Figura 4. Contador eléctrico analógico.	18
Figura 5. Contador eléctrico digital.....	18
Figura 6. Evolución del precio del módulo fotovoltaico a lo largo del tiempo.	19
Figura 7. Evolución de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos según tecnología.....	19
Figura 8. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España.....	20
Figura 9. Concepto de balance neto. Elaboración propia.....	23
Figura 10. Mapamundi de la regulación del autoconsumo.....	23
Figura 11. Potencial fotovoltaico de los países europeos.	25
Figura 12. Comercializadoras de Referencia según localización.	26
Figura 13. Variación del PVPC en función de la tarifa en el día 28/4/2016. 27	
Figura 14. Evolución del coste del término fijo y el variable en España.	28
Figura 15. Perfil de demanda típico del sistema eléctrico español.....	29
Figura 16. Variabilidad del perfil de demanda para diferentes días.	29
Figura 17. Desagregación de cargas según sectores para el sistema eléctrico español.	30
Figura 18. Perfil de demanda residencial medio del sistema eléctrico español.	30
Figura 19. Curva monótona de carga del sistema eléctrico español.	31
Figura 20. Esquema de un inversor conectado a red.....	38
Figura 21. S1 y S4 ON.....	38
Figura 22. S2 y S3 ON.....	38
Figura 23. Esquema de sincronización del inversor con la red.	40
Figura 24. Esquema unifilar de la micro-red doméstica..	43
Figura 25. Diagrama de estados de la micro-red. Elaboración propia.	44
Figura 26. Ahorro conseguido gracias a la discriminación horaria en función de la distribución por períodos del consumo total.	51
Figura 27. Precio medio del kWh según comercializadora y mercado.	52

Figura 28. Comparativa de tarifas horarias entre mercado regulado y mercado libre.	53
Figura 29. Variación del PVPC medio con DHA e impuestos a lo largo de las estaciones del año.	54
Figura 30. Aspecto de las huellas eléctricas captadas por el sistema monitor de energía en la aplicación web.	58
Figura 31. Aspecto real del monitor de energía y sus tres sensores.	58
Figura 32. Aspecto de las tres pestañas disponibles en la aplicación móvil del monitor de energía.	59
Figura 33. Medidas exactas del monitor de energía.	60
Figura 34. Medidas exactas de las pinzas amperimétricas.	60
Figura 35. Instalación del monitor de energía en la micro-red. Instalación propia del autor.	61
Figura 36. Curva semanal de consumo no gestionable.	63
Figura 37. Curva monótona de carga semanal de las 168 h totales.	65
Figura 38. Curva monótona de carga durante las 12 h críticas.	65
Figura 39. Curva monótona de carga durante las 2 h más críticas.	66
Figura 40. Curva de consumo no gestionable del domingo.	67
Figura 41. Zoom del pico de potencia crítico del domingo.	67
Figura 42. Curva de disparo de un ICP	68
Figura 43. Resultado del testeo de un contador digital.	69
Figura 44. Comparativa de la curva de disparo teórica de un ICP con la curva de disparo experimental de un contador digital.	70
Figura 45. Ensayos realizados para la lavadora.	71
Figura 46. Ensayo realizado para la secadora.	72
Figura 47. Ensayos realizados para el lavavajillas.	73
Figura 48. Huella eléctrica de la nevera el 5 de Abril.	74
Figura 49. Huella eléctrica de la nevera el 6 de Abril.	74
Figura 50. Huella eléctrica de la nevera el 7 de Abril.	75
Figura 51. Temperaturas de los días 5, 6 y 7 de Abril.	75
Figura 52. Diferencia entre perfil fotovoltaico horario y cincominutal.	77
Figura 53. Gestión de cargas desplazables para el periodo estival.	83
Figura 54. Gestión de cargas desplazables para el periodo invernal.	83
Figura 55. Diagrama de flujo del programa.	86
Figura 56. Utilización de bloques SubVI en el diagrama de bloques.	87
Figura 57. Diagrama de bloques principal del programa desarrollado.	88
Figura 58. Visualización del panel frontal del programa de LabVIEW.	89

Figura 59. Variables de entrada del programa y selección de condiciones de contorno.....	90
Figura 60. Gráfico energético general.	91
Figura 61. Visualización del valor instantáneo de cada variable energética.	91
Figura 62. Gráfico de la evolución del coste horario de la energía con impuestos a lo largo de la semana.	92
Figura 63. Variables económicas de salida dinámicas.....	92
Figura 64. Gráfico del coste económico de cada hora de la semana.....	92
Figura 65. Indicadores de las variables de estado de las cargas gestionables.....	93
Figura 66. Visualización del reloj digital del programa.	93
Figura 67. Variables finales de salida asociadas al análisis de la generación fotovoltaica.....	94
Figura 68. Evolución de las variables energéticas sin generación fotovoltaica durante el martes.	97
Figura 69. Evolución de las variables energéticas sin generación fotovoltaica durante el viernes.....	97
Figura 70. Resultado de la simulación semanal en verano con gestión de cargas.	99
Figura 71. Evolución de las variables energéticas del miércoles en verano con 1530 Wp y gestión de cargas.	99
Figura 72. Evolución de las variables energéticas del miércoles en invierno con 1530 Wp y gestión de cargas.	100
Figura 73. Elementos del kit de autoconsumo fotovoltaico.	104
Figura 74. Beneficios a 20 años de las configuraciones más relevantes. ..	106
Figura 75. Huellas eléctricas de la simulación en invierno de la configuración final escogida.	107
Figura 76. Huellas eléctricas de la simulación en otoño de la configuración final escogida.	108
Figura 77. Huellas eléctricas de la simulación en verano de la configuración final escogida.	109
Figura 78. Huellas eléctricas de la simulación en primavera de la configuración final escogida.	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Precios del término fijo del peaje por autoconsumo.....	22
Tabla 2. Modalidades de autoconsumo con balance neto en algunos países.	24
Tabla 3. Definición y clasificación de las cargas de la micro-red.	34
Tabla 4. Valores normalizados de potencia a contratar para instalaciones monofásicas.....	36
Tabla 5. Estados posibles de la etapa de inversión.	39
Tabla 6. Desglose entre costes fijos y costes variables del suministro eléctrico. Elaboración propia.	47
Tabla 7. Desglose de importes según todos los costes presentes en la factura eléctrica. Elaboración propia.....	48
Tabla 8. Precio del kWh ofertado por una comercializadora renovable de mercado libre.	49
Tabla 9. Precio del kWh ofertado por una comercializadora de referencia en mercado libre.	49
Tabla 10. Ahorro conseguido con DHA según distribución de consumos. ...	50
Tabla 11. Variación del peaje por pagos por capacidad en 2015 y 2016	55
Tabla 12. Características técnicas del monitor de energía.....	60
Tabla 13. Distribución zonas de trabajo según potencia máxima admisible.	64
Tabla 14. Coste término fijo según potencia contratada.	66
Tabla 15. Resultados de los ensayos de la lavadora.....	71
Tabla 16. Resultados del ensayo de la secadora.....	72
Tabla 17. Resultados de los ensayos del lavavajillas.....	73
Tabla 18. Características de la instalación de autoconsumo.	77
Tabla 19. Instantes de utilización fijados para cada carga desplazable.	78
Tabla 20. Tarifas a analizar en el escenario propuesto.	79
Tabla 21. Ejemplo de balance neto total.	80
Tabla 22. Ejemplo de balance neto ponderado.....	80
Tabla 23. Características principales de las cargas gestionables.	81
Tabla 24. Potencia fotovoltaica necesaria para rentabilizar el desplazamiento de cargas.....	82
Tabla 25. Zonas de trabajo según períodos del día.....	82
Tabla 26. Análisis del ahorro conseguido según la tarifa contratada.....	96

Tabla 27. Análisis del ahorro conseguido según tamaño de instalación fotovoltaica y gestión de cargas.....	98
Tabla 28. Relación entre tamaño de instalación y aprovechamiento y aportación de la energía fotovoltaica.	98
Tabla 29. Análisis del ahorro conseguido con balance neto total y ponderado.	100
Tabla 30. Ahorro conseguido según tarifa incluyendo término por potencia.	101
Tabla 31. Comparativa entre ahorros según tarifa y generación fotovoltaica.	102
Tabla 32. Kits fotovoltaicos para diferentes instalaciones.	103
Tabla 33. Tiempo de retorno de la inversión con la regulación actual.....	104
Tabla 34. Beneficios a lo largo de los próximos 20 años con la regulación actual.....	104
Tabla 35. Tiempo de retorno de la inversión con balance neto ponderado.	105
Tabla 36. Beneficios a lo largo de los próximos 20 años con balance neto ponderado.	105
Tabla 37. Tiempo de retorno de la inversión con balance neto total.....	105
Tabla 38. Beneficios a lo largo de los próximos 20 años con balance neto total.....	105

RESUM

L'evolució de l'actual model energètic cap a un més eficient i ecològic és un dels grans reptes a afrontar per la humanitat en el present segle. Les micro-xarxes, la gestió energètica i la generació renovable a petita escala són una eina fonamental per complir amb els objectius de la Directiva 2012/27/UE.

Aquest projecte té com a finalitat determinar els criteris de gestió energètica més adequats per a una micro-xarxa elèctrica domèstica amb autoconsum fotovoltaic. S'analitza el mercat i el marc regulador del sistema elèctric espanyol amb l'objectiu d'avaluar la situació actual del país i les conseqüències que això comporta per a la implantació de sistemes de gestió energètica amb autoconsum fotovoltaic.

Tenint en compte el mercat i el marc regulador del sistema elèctric, s'han simulat varis escenaris mitjançant diferents criteris de gestió amb valors reals de consum i generació fotovoltaica. A partir dels resultats obtinguts, s'han extret conclusions sobre quins són els criteris energètics òptims a seguir segons la situació actual per a una micro-xarxa elèctrica domèstica.

RESUMEN

La evolución del actual modelo energético hacia uno más eficiente y ecológico es uno de los grandes retos a afrontar por la humanidad en el presente siglo. Las micro-redes, la gestión energética y la generación renovable a pequeña escala se presentan como una herramienta fundamental para cumplir con los objetivos de la Directiva 2012/27/UE.

Este proyecto tiene como finalidad determinar los criterios de gestión energética más adecuados para una micro-red eléctrica doméstica con autoconsumo fotovoltaico. Se analiza el mercado y el marco regulatorio del sistema eléctrico español con el objetivo de evaluar la situación actual del país y las consecuencias que esto supone para la implantación de sistemas de gestión energética con autoconsumo fotovoltaico.

Teniendo en cuenta el mercado y el marco regulatorio del sistema eléctrico, se han simulado varios escenarios mediante distintos criterios de gestión con valores reales de consumo y generación fotovoltaica. A partir de los resultados obtenidos, se han extraído conclusiones sobre cuáles son los criterios energéticos óptimos a seguir según la situación actual para una micro-red eléctrica doméstica.

ABSTRACT

The evolution of the current energetic model to a more efficient and ecologic one is one of the big challenges to be faced by the humans in the present century. The micro-grids, the energetic management and the renewable generation are an essential key to achieve the targets of the 2012/27/UE Directive.

This project has the aim of defining the best energy management strategies for a domestic electric micro-grid with photovoltaic self-consumption. The market and the laws of the Spanish electric system are analysed with the purpose of evaluating the current situation in the country and the consequences that it involves to the implantation of energy management systems with photovoltaic self-consumption.

According to the electric market and its regulatory framework, various scenarios have been simulated through different energy policies and real data of consumption and photovoltaic generation. The results give conclusions about the optimum energy strategies to follow by a domestic electric micro-grid in accordance with the current situation.

AGRADECIMIENTOS

A todo el equipo del Projecte Rubí Brilla, por los conocimientos que adquirí colaborando con ellos.

A Francisco Casellas, por su paciencia e implicación en el desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

El actual modelo energético se encuentra en un período de transformación desde el antiguo modelo clásico de grandes centrales generadoras convencionales con flujos de energía unidireccionales hacia un modelo de generación distribuida con una elevada participación de generación de origen renovable mucho más complejo debido a su intermitencia y variabilidad. Sin embargo, este nuevo modelo es clave para garantizar el futuro desarrollo de la sociedad debido a su sostenibilidad, eficiencia e inagotabilidad de recursos.

La Directiva 2012/27/UE, más conocida como la directiva 20/20/20 de la Unión Europea, establece el objetivo de reducir las emisiones de efecto invernadero un 20%, aumentar la proporción de energías renovables en el consumo energético final hasta el 20% y aumentar la eficiencia energética un 20% para el año 2020. Este nuevo marco regulatorio impulsa un nuevo modelo energético y supone una serie de oportunidades y retos a afrontar que requieren de soluciones técnicas que consideren al mismo tiempo los aspectos ecológicos, económicos, sociales y legales asociados al sector energético.

La transición de un modelo a otro no se puede realizar sin una adecuada gestión que garantice la óptima operación del sector. En este nuevo escenario aparecen nuevos actores a tratar como son el vehículo eléctrico y muy especialmente la penetración de energía limpia proveniente de instalaciones renovables, ya sean de mayor o menor potencia. El modo para simplificar la gestión de todo el sistema eléctrico es mediante micro-redes que se encarguen de gestionar de manera local los flujos de potencia, aumentando al máximo la eficiencia de cada una de ellas. Este proyecto propone modelizar la micro-red de una casa conectada a red que integre

eficazmente la energía solar fotovoltaica mediante una instalación de autoconsumo y simular su gestión de la manera óptima tanto a nivel técnico como económico. Para ello, es necesario utilizar varias técnicas de gestión que optimicen el coste económico y garanticen el suministro eléctrico de calidad.

De forma indirecta este proyecto trata algunos de los aspectos más relevantes que envuelven al sector energético. Dicho sector engloba problemáticas de no sólo de carácter técnico referente a la gestión de los flujos de energía, sino también de muchos otros aspectos:

- **Problemas de carácter ecológico:** Contaminación, calentamiento global y explotación de los recursos energéticos.
- **Problemas de carácter económico:** El aumento de los costes energéticos de los últimos años ha provocado una pérdida de competitividad en las empresas y una reducción del poder adquisitivo de los ciudadanos.
- **Problemas de carácter social:** La pobreza energética, los accidentes nucleares o los conflictos en países productores de combustibles fósiles.
- **Problemas de carácter legal y político:** La estabilidad jurídica y las leyes que regulan el sector son factores muy a tener en cuenta en el desarrollo del cambio de modelo energético. Además, los compromisos de cumplimiento de reducción de emisiones y mejoras en eficiencia energética y renovables presionan a los diferentes países que ratificaron acuerdos de este tipo.

El hecho de conseguir reducir los costes económicos y ambientales de una micro-red local es de gran relevancia para mitigar los problemas mostrados si se consigue que una gran parte de las micro-redes domésticas del país funcionen según la propuesta final expuesta en este proyecto.

1.2 Objetivo y alcance del proyecto

En este proyecto se pretende determinar la solución óptima en términos técnicos y económicos para garantizar un suministro eléctrico de calidad a la micro-red eléctrica de una casa con autoconsumo fotovoltaico.

La compleja situación actual del mercado eléctrico y del autoconsumo fotovoltaico en España requieren de un exhaustivo análisis inicial para establecer las actuales condiciones legales de contorno de la micro-red.

Una vez analizada la situación actual y las múltiples opciones existentes para dar suministro eléctrico a una micro-red doméstica, se llevan a cabo modificaciones en la contratación de la energía importada mediante ajustes de potencia máxima admisible y variaciones en la facturación de cada kWh. A partir de las nuevas condiciones de facturación, se proponen criterios de gestión energética para reducir costes y maximizar el aprovechamiento de la energía solar. Las técnicas utilizadas para la gestión de la micro-red son el tratamiento de los picos de potencia demandada (*peak shaving*), la

desagregación de consumos y el desplazamiento en el tiempo de cargas gestionables. Para la correcta implementación de estas técnicas se utilizan datos reales obtenidos mediante monitorización directa de la micro-red doméstica en cuestión.

Las consecuencias de los criterios de gestión estudiados se verifican mediante el desarrollo de una aplicación con el software LabVIEW y la realización de múltiples simulaciones. Los resultados extraídos de las simulaciones realizadas permiten determinar cuál es el tamaño ideal que tiene que tener la instalación fotovoltaica de autoconsumo y cuáles son los criterios energéticos que hay que seguir para que el coste económico del suministro energético de la micro-red sea mínimo.

CAPÍTULO 2:

ESTADO DEL ARTE

2.1 Micro-redes y Energy Management Systems

Una definición formal para el concepto de micro-red es la expuesta por el Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ) que dice:

"La micro-redes son sistemas de distribución eléctrica que contienen cargas y recursos de energía distribuida (como por ejemplo generadores distribuidos, sistemas de almacenamiento energético o cargas controlables) que pueden operar de una manera controlada y coordinada tanto mientras están conectadas a la red eléctrica general como cuando operan de manera aislada." (U.S. Department Of Energy 2016)

Las de las redes de generación distribuida se clasifican según su tamaño (Ackerman, Anderson y Söder 2001):

- Micro-redes: $1 \text{ W} < \text{Pred} < 5 \text{ kW}$
- Redes pequeñas: $5 \text{ kW} < \text{Pred} < 5 \text{ MW}$
- Redes medianas: $5 \text{ MW} < \text{Pred} < 50 \text{ MW}$
- Redes grandes: $50 \text{ MW} < \text{Pred} < 300 \text{ MW}$

La micro-red doméstica de una casa encaja con la definición de micro-red en cuanto a tamaño, pero para poder operar en modo isla de la red general de distribución es necesaria la presencia de sistemas de almacenamiento energético. La actual normativa española desincentiva el uso de sistemas de almacenamiento, tal y como se presenta con posterioridad en el proyecto. Debido a este motivo, el estudio realizado se ha hecho sin sistemas de almacenamiento energético. Como resultado, la micro-red de estudio no

puede operar de forma aislada, sino que es considerada como una porción de la red general de distribución controlada y gestionada localmente.

Las características complejas de las micro-redes eléctricas hacen que sea indispensable la presencia de un sistema de control que garantice la correcta operación de dicha micro-red para mantener la calidad del suministro y maximizar el aprovechamiento de la generación renovable, además de elementos de electrónica de potencia y adquisición de datos. El control inteligente de una micro-red eléctrica la convierte en una *smart grid*. El cambio de modelo hacia un sistema eléctrico distribuido consiste precisamente en un entramado de miles de redes inteligentes auto gestionadas cada una de ellas de manera local y que interactúan las unas con las otras.

Los dispositivos encargados de gestionar la energía en una micro-red son los Energy Management Systems (EMS), el funcionamiento de los cuales está detallado en la norma ISO 50001 de sistemas de gestión de la energía.

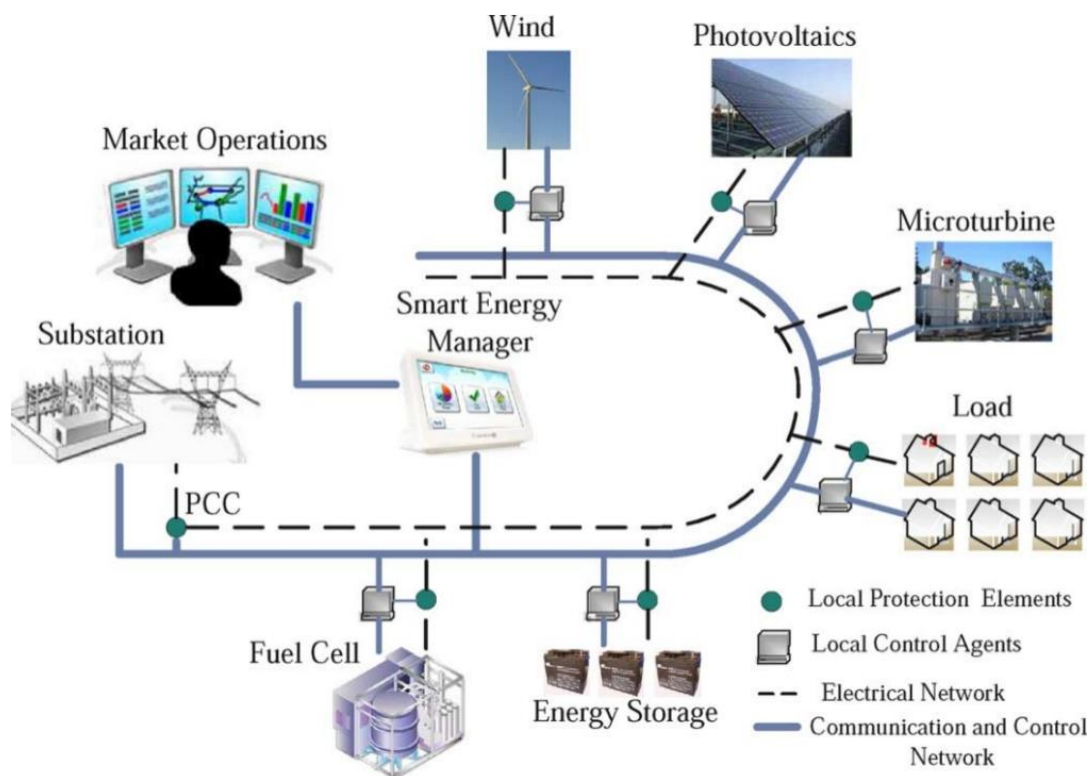


Figura 1. Esquema típico de una micro-red gestionada con un EMS. (Zeitgeist Laboratory 2016)

Para que un EMS pueda gestionar eficientemente la energía de una micro-red, éste debe ser capaz de hacer varias tareas jerárquicas, apareciendo tres niveles de operación distintos. (Casellas 2015)

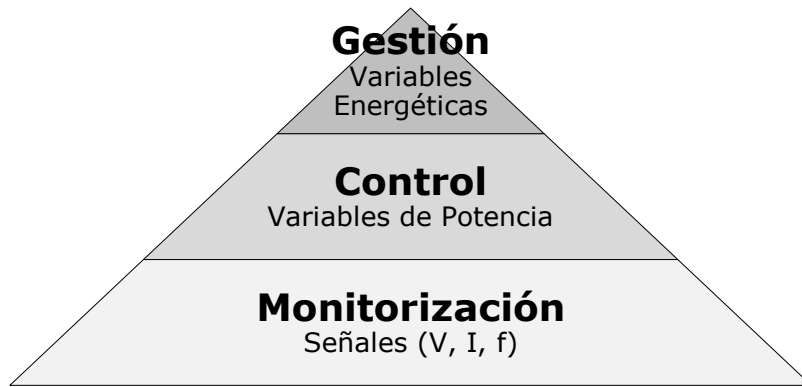


Figura 2. Niveles de operación de un EMS.

El EMS necesita en todo momento conocer el estado de la micro-red y actuar consecuentemente para garantizar su funcionamiento, por lo tanto, necesita monitorizar las variables eléctricas del sistema: tensiones, corrientes e incluso frecuencia. Con los datos que recibe debe controlar la red comunicándose con los convertidores y que estos actúen consecuentemente a sus órdenes.

La tercera y última función de un EMS corresponde al nivel más elevado, es decir la gestión. La función de la gestión es que la micro-red no sólo opere de manera correcta para garantizar el consumo, sino que lo haga con tal de cumplir los objetivos marcados, como puede ser aprovechar al máximo la generación renovable, comprar la energía en el período más barato, almacenar la energía del modo más óptimo, etc. Este proyecto se centra precisamente en la vertiente gestora de los EMS, sin tratar la parte de operación de la micro-red.

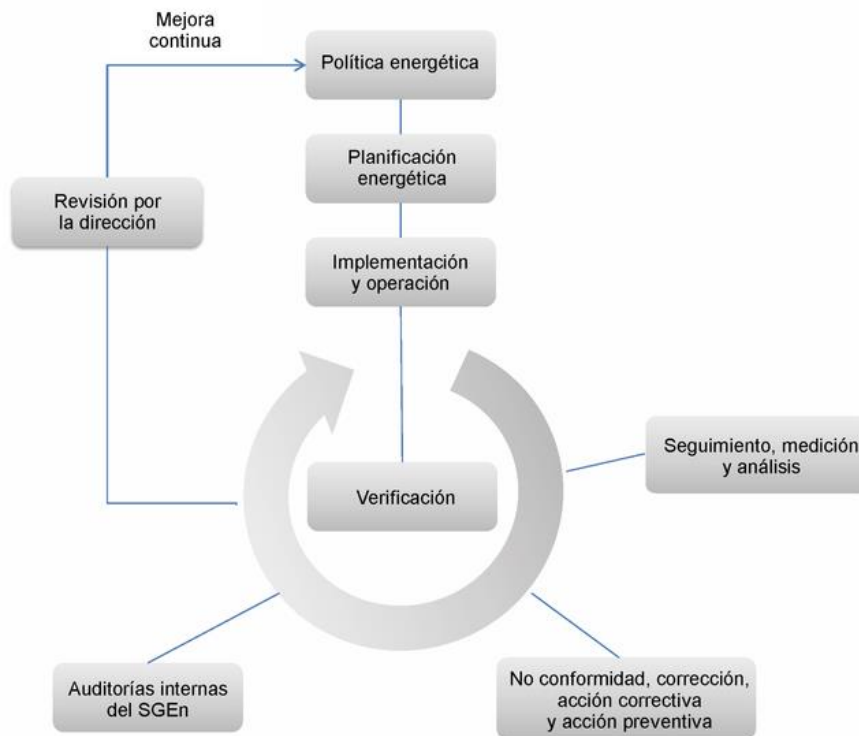


Figura 3. Esquema de operación de un EMS. (ISO 50001 2011)

El primer paso real que se está dando a nivel técnico en Europa es la sustitución de los antiguos contadores analógicos de cada punto de suministro por los nuevos contadores digitales inteligentes telemáticamente gestionados. La Orden Ministerial ITC/3860/2007, del 28 de Diciembre en su Disposición Adicional Primera estipula que:

"Todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de Diciembre de 2018"

Las ventajas de los nuevos contadores digitales respecto a los analógicos en cuanto a la gestión eficiente de las micro-redes son:

- Se reducen los tiempos de corte de suministro por averías, ya que es más fácil identificar el problema.
- Las modificaciones de potencia contratada y tarificación se pueden hacer de forma remota sin necesidad de la visita de un técnico.
- No hay lecturas estimadas. Todas son reales. Es decir, se puede facturar la energía de manera horaria, pudiendo jugar con la gestión de consumos para consumir en los períodos más baratos.
- Total transparencia. Estos contadores están monitorizados y no pueden ser manipulados.
- El consumo diario se puede consultar en la web de la compañía eléctrica, por lo que todo usuario puede conocer al detalle su consumo sin necesidad de un sistema monitor de energía extra.
- Son bidireccionales. Por ello, son la herramienta ideal para fomentar el balance neto de las instalaciones de autoconsumo. Éste es uno de los mayores motivos por lo que Europa se ha decantado por estos nuevos contadores. Sin embargo, hoy por hoy en España no está permitido que las instalaciones de autoconsumo practiquen la técnica de balance neto (RD 900/2015).

Por lo tanto, una vez todos los contadores sean digitales, se dispondrá de mucha más información y opciones para la correcta operación de la red, lo cual representa una herramienta interesante para favorecer el nuevo modelo de generación distribuida.



Figura 4. Contador eléctrico analógico. **Figura 5.** Contador eléctrico digital.

2.2 Integración del autoconsumo fotovoltaico a la red de distribución

En el año 2016, se considera que la energía solar fotovoltaica ya ha alcanzado un grado de madurez lo suficientemente importante como para dejar de ser una alternativa de futuro a ser una opción de presente. El precio de los paneles ha caído empicado en los últimos años y la eficiencia de las los diferentes tipos de células va continuamente en aumento.

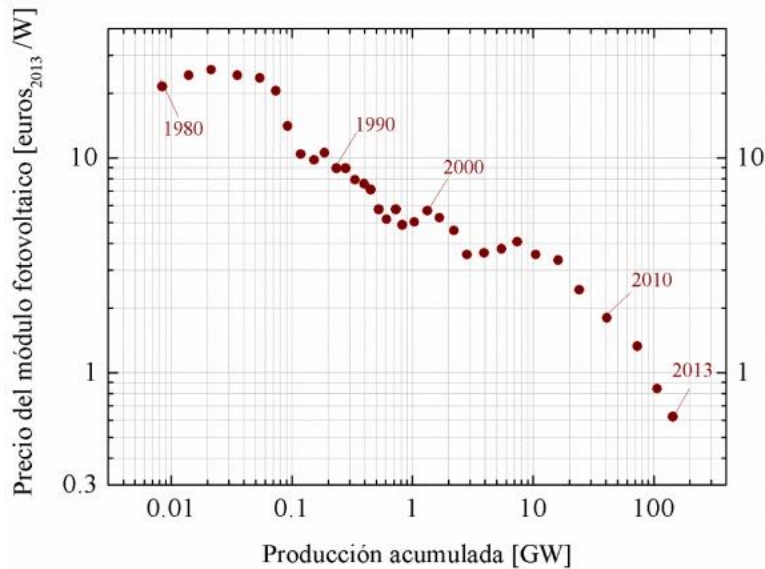


Figura 6. Evolución del precio del módulo fotovoltaico a lo largo del tiempo. (El observatorio crítico de la energía 2014)

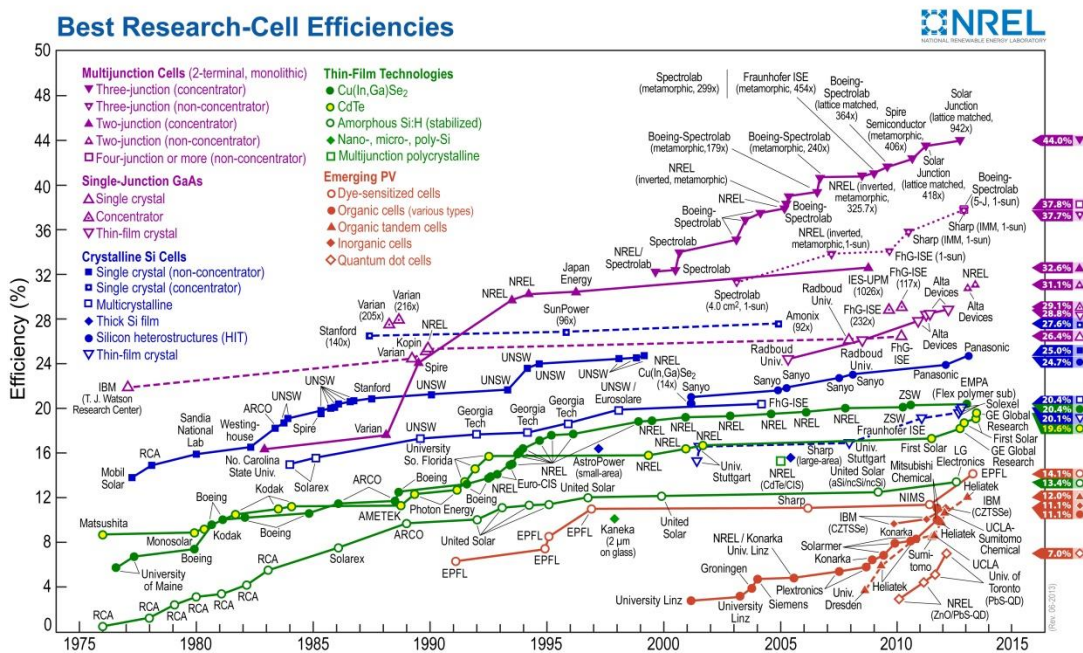


Figura 7. Evolución de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos según tecnología. (NREL 2015)

A partir de esta premisa el autoconsumo fotovoltaico parece una gran alternativa para disminuir los costes energéticos de residencias, comercios e incluso industrias. Sin embargo, es importante analizar la situación actual de dicha metodología en España.

Actualmente, la energía fotovoltaica sufre una importante situación de bloqueo en España. Durante los años 2007 y 2008 se impulsó fuertemente el desarrollo de esta tecnología mediante primas y subvenciones, es por ello que la capacidad instalada creció exponencialmente. La llegada de la crisis afectó a las primas recibidas por el sector y cayó la instalación de nuevas plantas. Fue con la aprobación de la nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013 del 12 de Julio donde el sector fotovoltaico llegó definitivamente a la complicada situación en que se encuentra ahora.

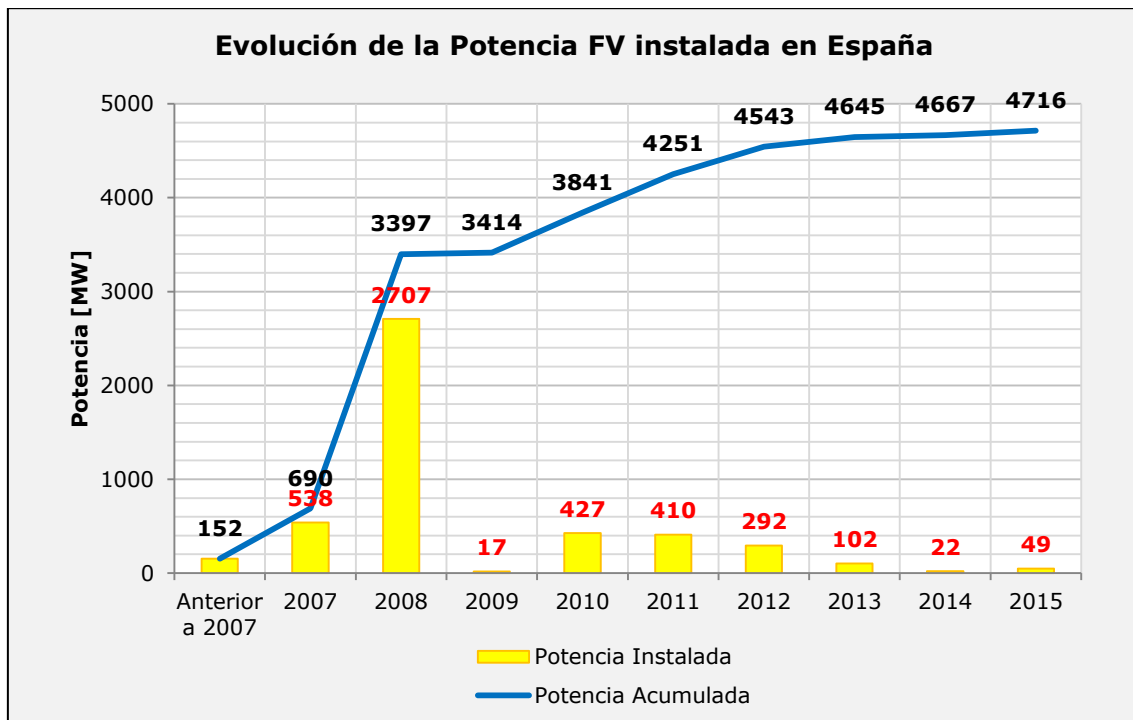


Figura 8. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. Elaboración propia. Datos: (UNEF 2015)

La situación del autoconsumo fotovoltaico es muy parecida, rodeada por una gran incertidumbre tras la aprobación del RD 900/2015 del 9 de Octubre. Este Real Decreto, lejos de fomentar esta técnica, pone trabas administrativas y económicas para su desarrollo. Los puntos más significativos de dicho Real Decreto son:

- Afecta a todas las modalidades de autoconsumo, excepto las micro-redes aisladas no conectadas a red.
- La potencia pico instalada fotovoltaica no puede superar la potencia contratada de la micro-red.
- No hay ninguna posibilidad de balance neto o balance ponderado.

- No se remunerarán los excedentes vertidos a red. Sólo se puede vender si se trata de una instalación de más de 100 kWp¹ y que está registrada como productora, por lo que participa del mercado diario de la energía.
- No permite el autoconsumo compartido, por ejemplo entre varios vecinos de una comunidad o varias industrias de un polígono, ya que el titular de la instalación de generación debe ser el mismo que el titular del punto de suministro eléctrico de la red general.
- Se debe instalar un contador eléctrico de las mismas características que el del punto frontera en la instalación generadora que mida la generación neta de energía, informando a la compañía distribuidora. (Artículo 12.2). Opcionalmente, se puede instalar otro contador extra que mida la energía neta consumida por la instalación.
- Se permite el uso de baterías. No están prohibidas, pero se desincentiva su uso. Además, de acuerdo a lo expuesto en el Artículo 11.4 del RD 1699/2011:

“En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación.”

Es decir, toda la energía generada, ya sea con los generadores renovables o las baterías tiene que provenir de antes del contador neto de generación. En caso de tener baterías después del contador el máximo de potencia generada sería mayor al detectado por el contador de generación neta.

- Aparece el conocido como impuesto al Sol o peaje de respaldo, el cual cuenta de dos partes:
 - Un término variable por el que se tiene que pagar por cada kWh autoconsumido, sólo aplicable para instalaciones de más de 10 kW contratados (Disposición Transitoria Primera 3. RD 900/2015).
 - Un término fijo sobre la potencia aplicado a instalaciones conectadas a red y con sistemas de almacenamiento energético. Se tiene que pagar un coeficiente sobre la diferencia entre la potencia máxima de consumo de la instalación y la potencia contratada.

$$P_{\text{Aplicación Cargos}} = P_{\text{MÁX Demandada}} - P_{\text{ontratada}} \quad (1)$$

Es decir, si por ejemplo un usuario tiene 2,3 kW contratados y a lo largo del año el máximo de potencia demandada de su instalación ha sido 4,3 kW cubiertos con 2,3 kW procedentes de la red y 2 kW procedentes de baterías o un inversor híbrido,

¹ kWp (Kilowattios pico) o Wp (Wattios pico) no son unidades del sistema internacional, pero se suelen utilizar en fotovoltaica para designar la eléctrica máxima que se puede generar bajo las condiciones estándares de medida (Irradiancia 1000 W/m², Temperatura 25°C y Masa de Aire AM 1.5).

el cargo se tiene que aplicar sobre estos 2 kW de más. En el caso de las instalaciones de menos de 10 kW el cargo aplicado es de 8,99 €/kWp y año + IVA, pudiendo ser actualizado por el Gobierno cuando éste lo precise necesario, lo que afectaría a todas las instalaciones de autoconsumo independientemente de cuando se diesen de alta.

Tabla 1. Precios del término fijo del peaje por autoconsumo. (RD 900/2015)

Término fijo de potencia -Año 2015 y 2016-

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	3.0 A (Pc > 15 kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV).	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

De este modo, se desincentiva que el usuario pueda rebajar su potencia contratada mediante el uso de sistemas de almacenamiento energético para cubrir los picos de demanda.

- Complica el registro de las instalaciones de autoconsumo y da 6 meses desde su aparición para que las antiguas instalaciones se adecuen a la nueva normativa. Pasados estos 6 meses, actualmente en España hay miles de instalaciones ilegales que no se han registrado (Villa 2016).

A pesar de la complicada situación legal del autoconsumo, en España ya hay bastantes instalaciones de este tipo. La mayoría de ellas, conectadas a red y sin acumulación de energía. Actualmente, el único modo para no tener que pagar peajes extras a los de un consumidor convencional sin autoconsumo es el hecho de contar con una instalación de menos de 10 kWp y sin sistemas de almacenamiento energético.

En cuanto a la tendencia mundial para el desarrollo del autoconsumo, la solución más óptima es el balance neto o *net metering*, el cual puede darse en dos modalidades distintas:

1. La energía sobrante se vierte a la red y la compañía distribuidora la computa como un crédito de electricidad que será devuelto en forma de kWh cuando se necesite. Es decir, la red de distribución hace la función de una batería gigante, ya que se inyectan los excedentes y proporciona energía cuando no hay generación, todo eso con un coste y unas pérdidas menores a las de una batería convencional.
2. La energía sobrante se inyecta a red y se vende a un precio pactado con la compañía comercializadora. Otra opción es que el importe lo

abone el estado en modo de prima o subvención por generación renovable, en ese caso se habla de *Feed-in tariff*.

Ambas opciones pueden adoptar la modalidad ponderada, es decir que el precio de venta de los kWh inyectados a red sea menor que el de compra o que por cada kWh fotovoltaico vertido se compense con un crédito de energía de menor cantidad.

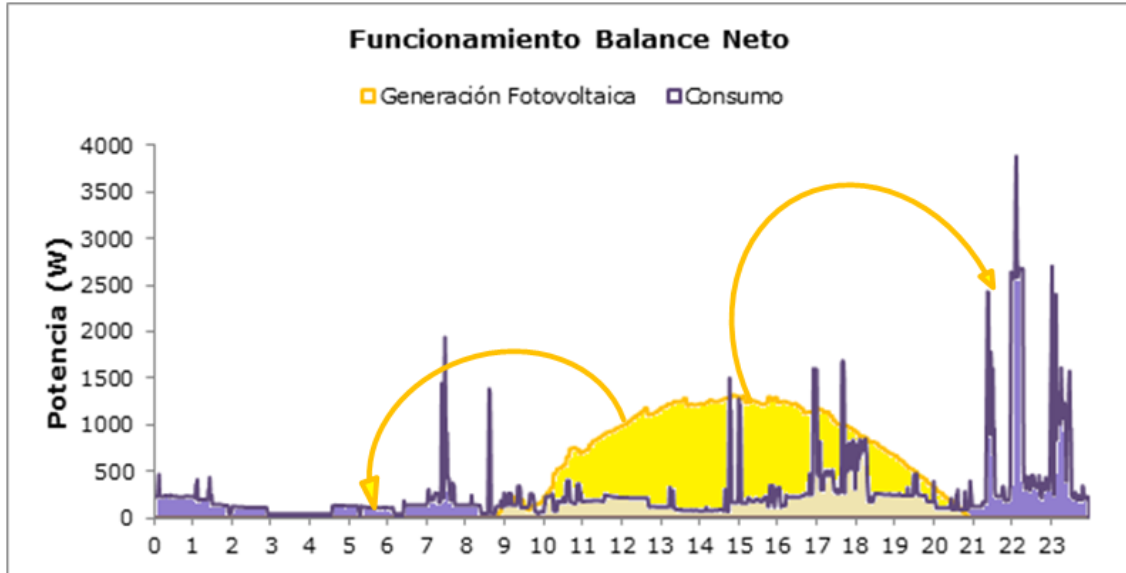


Figura 9. Concepto de balance neto. Elaboración propia.

Algunos países del mundo ya han puesto en práctica alguna de estas opciones para fomentar el autoconsumo fotovoltaico, especialmente para pequeñas instalaciones.

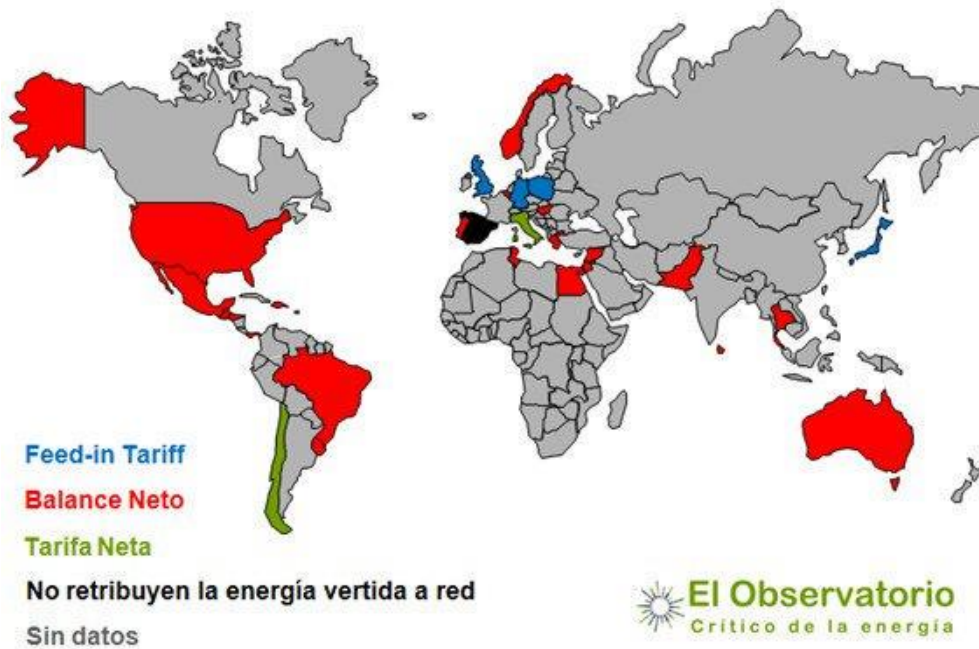







Figura 10. Mapamundi de la regulación del autoconsumo. (El observatorio crítico de la energía 2015)

La regulación varía para cada país, la Tabla 2 muestra algunos ejemplos concretos.

Tabla 2. Modalidades de autoconsumo con balance neto en algunos países. (Blog energía sostenible 2011) (Estévez 2015)

País	Crédito de electricidad	Retribución
	No.	Sí, con primas inferiores a las que reciben las renovables. Suficientes como para garantizar la rentabilidad.
	No.	Sí, se recibe o se paga dinero dependiendo de si se consume más de lo que se genera. La energía producida y la consumida no tienen el mismo valor económico y hay discriminación horaria.
	Algunos estados. California es el estado con el balance neto más desarrollado.	Algunos estados.
	Sí, sólo para instalaciones de menos de 3 kWp.	No, pero existen algunas primas por generación verde.
	Sí, se conceden créditos energéticos cuando se genera más de lo que se consume que se usan cuando pasa lo contrario. Sólo para instalaciones de menos de 6 kWp.	No.

Países como Dinamarca, Alemania y Bélgica se caracterizan por tener un potencial fotovoltaico mucho menor que España, tal y como se puede comprobar en la Figura 11, donde se muestran los valores del global de irradiación incidida anualmente en paneles perfectamente orientados al sur y con la inclinación óptima de las diferentes zonas de Europa.

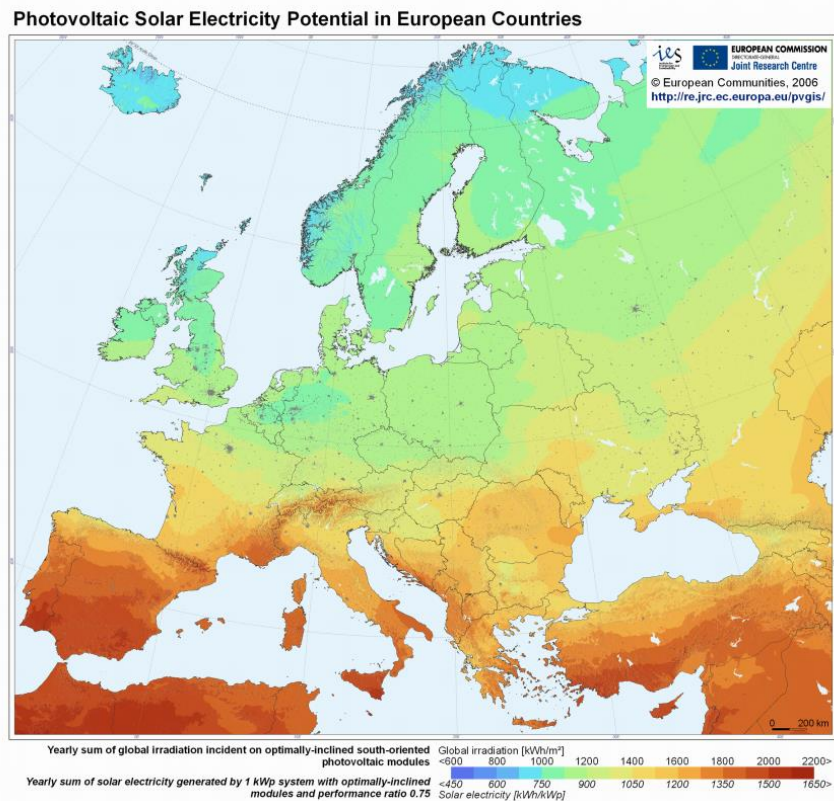


Figura 11. *Potencial fotovoltaico de los países europeos.*

2.3 Mercado horario de la energía

La gestión y operación de un sistema eléctrico está fuertemente ligada al funcionamiento de su mercado para determinar los flujos de energía resultantes. A nivel global, el coste económico total de suministrar electricidad a todo un país es el observable más importante, junto con el impacto ecológico asociado. A nivel de una micro-red local ocurre lo mismo, por lo que es importante entender cómo se factura la energía que se importa de la red general de distribución.

En España, todo consumidor de energía eléctrica puede contratar a cualquiera de las muchas comercializadoras de energía que hay en el mercado libre. Todas estas comercializadoras compran la energía a diario en el mercado eléctrico y la venden al precio que desean, normalmente fijando tarifas trimestrales o anuales para garantizar la estabilidad de precios para el consumidor. De este modo, todo consumidor puede escoger la comercializadora que más le convenga, ya sea por sus tarifas, condiciones, origen de la energía suministrada, etc.

Ahora bien, para consumidores domésticos, y se entiende por consumidores domésticos aquellos con menos de 10 kW de potencia contratada, existe desde el 1 de Abril 2014 el PVPC (Precio Voluntario para Pequeño Consumidor) tras lo presentado inicialmente en Ley del Sector Eléctrico 24/2013 y la posterior aprobación del RD 216/2014 del 28 de Marzo.

El PVPC es el precio de la electricidad que ofrecen obligatoriamente todas las comercializadoras de referencia² por igual, el cual está regulado por el Gobierno, por lo que se habla de mercado regulado en lugar de mercado libre. A cada ciudadano se le asigna una comercializadora de referencia en función de su localización geográfica.

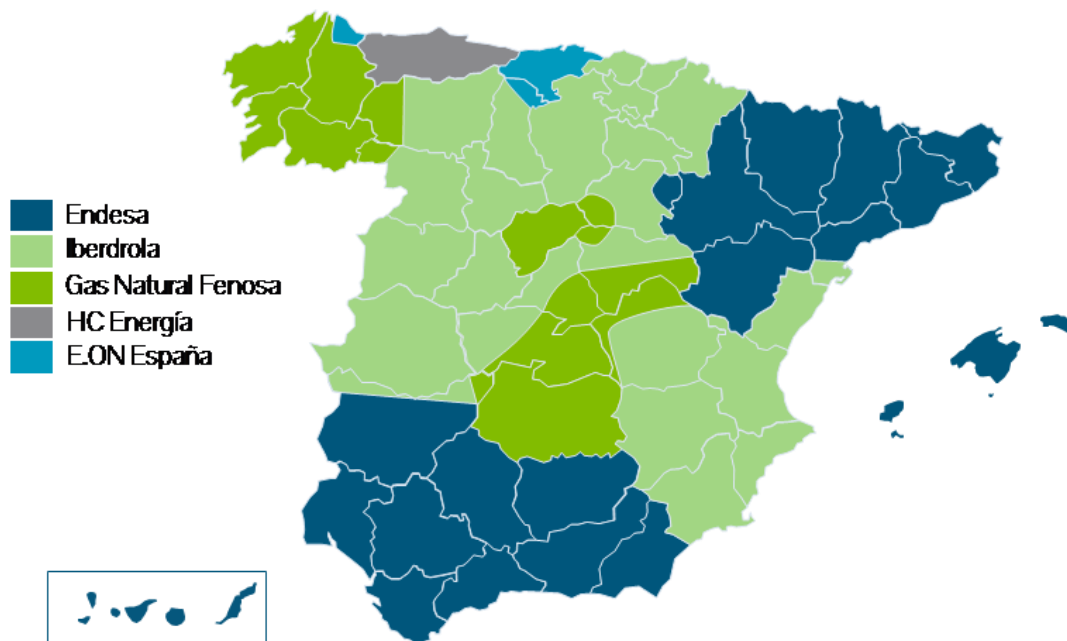


Figura 12. Comercializadoras de Referencia según localización. (Energía y sociedad 2014)

El PVPC consiste en un precio variable de la energía para cada hora de cada día. Dicho precio depende fuertemente de lo que marque el mercado mayorista de 'pool'. Es decir, los consumidores acogidos al PVPC sufren variaciones en el precio horario de la energía de cada día dependiendo de lo que dicte el mercado, condicionado por la demanda energética de la hora y el día y de las ofertas presentadas por las diferentes plantas generadoras del país. Al final, el precio es marcado por la oferta más cara de todas las que llegan a casar el precio con la demanda, por lo que las horas de mayor demanda y menor generación barata (renovable, hidráulica y nuclear) entran a mercado más productores caros que como consecuencia hacen aumentar el precio del PVPC.

Estas variaciones del precio horario de la energía pueden ser utilizadas para optimizar costes si se es capaz de consumir la energía necesaria en los períodos más baratos, ya que el valor del PVPC se puede consultar en internet por cualquier persona, en cualquiera de las webs de las comercializadoras de referencia o en Red Eléctrica - Esios, a partir de las 20:15h del día anterior.

El PVPC ofrece tres modalidades de contratación distintas referentes a la discriminación horaria, es decir, el consumidor puede escoger cuál de las tres escoger en función de sus necesidades o intenciones.

² Comercializadoras escogidas por el Gobierno debido a su gran estructura y capacidad.

1. **Tarifa 2.0A: Sin discriminación horaria.** El precio horario de la energía varía poco a lo largo del día.
2. **Tarifa 2.0DHA: Con discriminación horaria.** Se establecen 2 precios de facturación distintos en función del momento del día:
 - a. **Período Punta:** Es aproximadamente un 20% más caro que el precio medio de la tarifa 2.0A y se da de las 12:00h a las 22:00h en horario de invierno y de las 13:00h a las 23:00h en horario de verano, es decir 10 horas al día.
 - b. **Período Valle:** Es aproximadamente un 50% más barato que el precio medio de la tarifa 2.0A y se da de las 22:00h a las 12:00h en horario de invierno y de las 23:00h a las 13:00h en horario de verano, es decir 14 horas al día.
3. **Tarifa 2.0DHS: Con discriminación horaria 'supervalle' o de '3 períodos':** Es similar a la tarifa 2.0DHA, pero con tres períodos de facturación, donde uno de ellos, el súper valle, se da en las horas de madrugada a un precio muy barato. Está pensado para hogares con coche eléctrico para cargarlo de madrugada.

La facturación del PVPC por horas sólo se puede hacer exacta en los casos que se cuenta con el nuevo contador digital. En los casos que todavía hay contador analógico la comercializadora factura la energía de acuerdo a un perfil de consumo estimado.

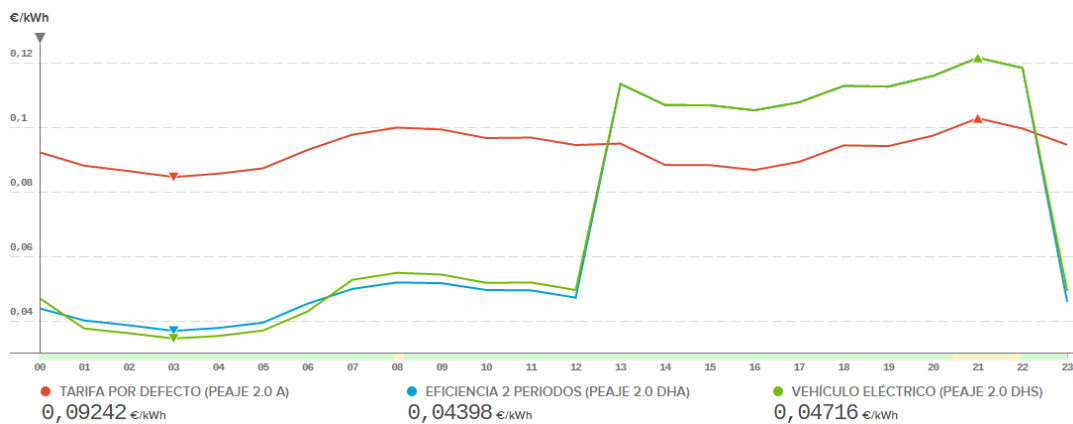


Figura 13. Variación del PVPC en función de la tarifa en el día 28/4/2016. (Red Eléctrica España - Esios 2016)

Actualmente el sistema eléctrico se está encarando hacia una gestión energética mucho más detallada. No tiene el mismo valor un kWh generado cuando hay poca demanda que cuando hay mucha, o cuando se genera con fuentes baratas que cuando se hace con fuentes caras. El mercado ya se ha adaptado y los consumidores lo estarán una vez todos dispongan del contador inteligente. El siguiente paso es que los criterios de gestión de la red sean los óptimos para dar solución a todos los problemas que rodean al sector energético.

2.4 Peak shaving y desagregación de cargas

El suministro de energía eléctrica no consiste únicamente en proveer el valor de energía demandado instantáneamente, sino que debe estar preparado para cubrir los picos de demanda que se dan en todas las redes, independientemente de su tamaño. Para garantizar el suministro durante los picos de potencia es necesario sobredimensionar el sistema, de manera que habitualmente el sistema opera en condiciones de baja carga pudiendo responder sin problemas a los picos de demanda. Este sobredimensionamiento del sistema supone unos costes extras que se ven reflejados en la facturación de la energía eléctrica (Velasco, y otros 2015).

Las tarifas eléctricas de la mayoría de países se componen en dos términos independientes para cobrar por el servicio prestado:

1. **Término variable de energía consumida.** El coste de este término es el resultado de multiplicar el coste de la energía por la cantidad de energía consumida, pudiendo ser este cálculo horario como en el caso de España.
2. **Término fijo por potencia contratada.** El coste de este término es el resultado de multiplicar el coste del kW de potencia contratada por un coeficiente determinado. Este término hace referencia a la posibilidad que ofrece la red de poder obtener cierta potencia en un instante determinado y pretende mitigar el sobrecoste de su sobredimensionado.

Una tarifa eléctrica donde el término variable es mucho más importante que el fijo requiere de medidas de eficiencia energética o sistemas de autoconsumo para ahorrar en la factura de la luz. En cambio, una tarifa donde el término fijo tiene más peso requiere de ajustes de potencia contratada mediante mitigación de los picos de potencia y evitando la simultaneidad de cargas. Actualmente, el caso de España corresponde a la segunda opción, ya que desde que se duplicó el coste por potencia contratada en 2013 ocurre que en muchas facturas el coste del término de potencia es superior al coste energético, siempre dependiendo del consumo de cada usuario.

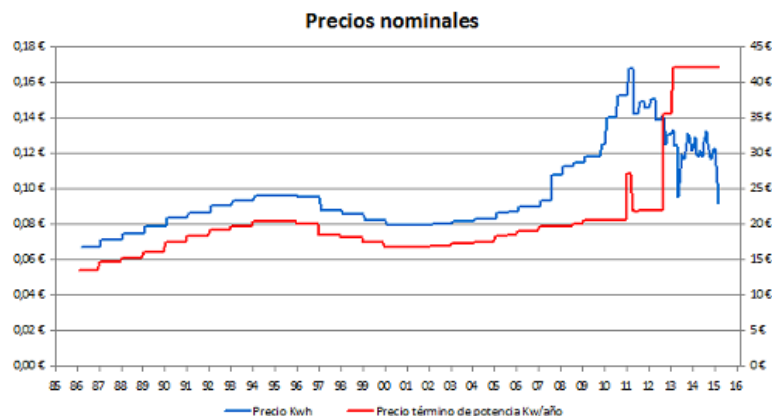


Figura 14. Evolución del coste del término fijo y el variable en España. (Fuertes 2016)

El término fijo de la factura eléctrica en España triplica el de la mayoría de países de la Unión Europea. Países como Italia, cuentan con un término fijo bajo y un coste de la energía más caro que el de España. No obstante, la energía consumida se factura por tramos de consumo, siendo los usuarios con consumos más elevados los que pagan la energía a un precio más elevado. De este modo, se fomenta la eficiencia energética y las instalaciones de autoconsumo. (Fuertes 2016)

En cuanto al término de energía consumida en España, el precio de la energía varía a cada hora en función de la demanda y la capacidad de generación del sistema. Técnicas como las tarifas con discriminación horaria vistas en la Figura 13 tienen como función distribuir uniformemente el perfil de carga del sistema eléctrico, promoviendo económicamente el consumo en las horas de menor demanda y penalizándolo en las horas de mayor carga, ya sea para pequeños o grandes consumidores.

El perfil de carga típico del sistema eléctrico español es un buen ejemplo de la variabilidad del flujo de energía en una red eléctrica.

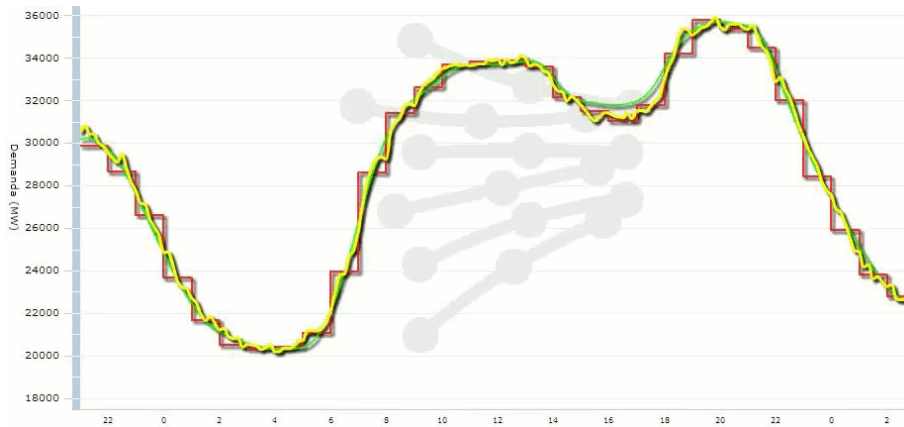


Figura 15. Perfil de demanda típico del sistema eléctrico español. (Red Eléctrica España 2014)

Sin embargo, dicho perfil sufre ligeras modificaciones dependiendo del tipo de día del que se trate: festivo, laboral, fin de semana, etc.

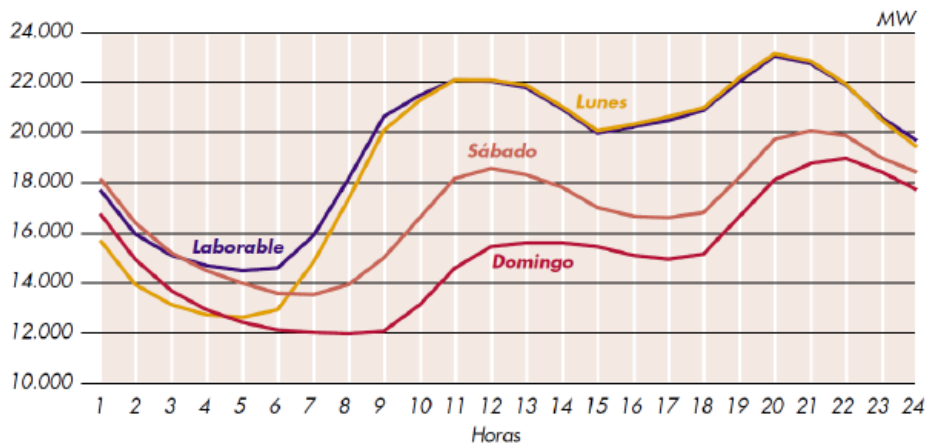


Figura 16. Variabilidad del perfil de demanda para diferentes días. (G. Velasco 2015)

Para el análisis profundo de una red no basta solamente con conocer el perfil de demanda, sino entenderlo. Los picos de consumo se producen debido a que en cierto momento se conectan más cargas que no se suelen funcionar durante el resto del tiempo. A partir de ahí nace el concepto de desagregación de cargas, conocido como el hecho de separar el perfil de consumo global de un sistema en la suma de todos los perfiles de consumo individuales de las cargas que forman dicho sistema (Weiss, y otros 2012). De este modo, se conoce con más detalle el impacto que tiene cada carga en la demanda total (Barker, y otros 2013) (Ruzzelli, y otros 2010).

La desagregación de consumos a pequeña escala se puede hacer separando todas las cargas de la red. Sin embargo, para grandes sistemas como el sistema eléctrico español se puede realizar la desagregación para sectores de consumo.

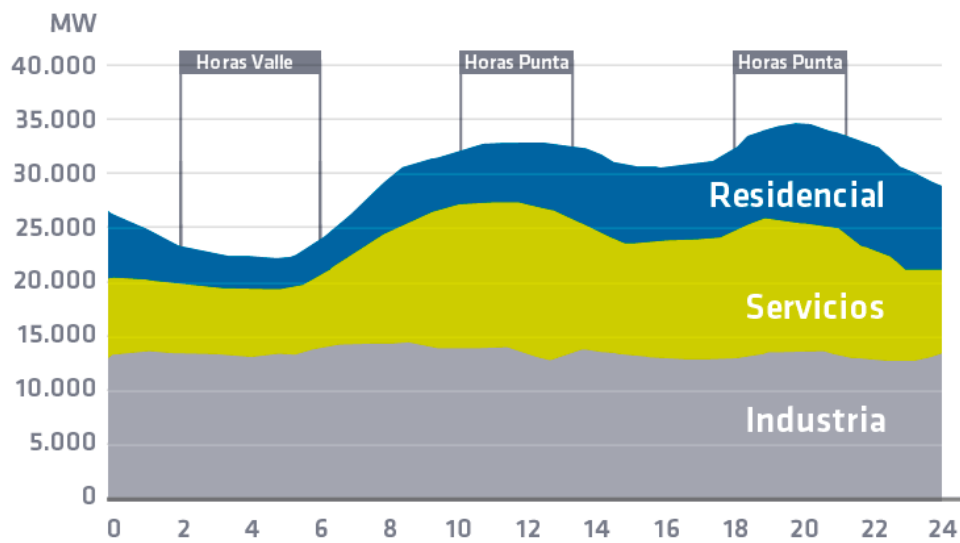


Figura 17. Desagregación de cargas según sectores para el sistema eléctrico español. (Red Eléctrica España 2014)

Como el presente proyecto está destinado a una red de carácter residencial, es interesante conocer con más detalle cuál es el perfil de demanda medio que suponen todos los hogares españoles al sistema eléctrico español.

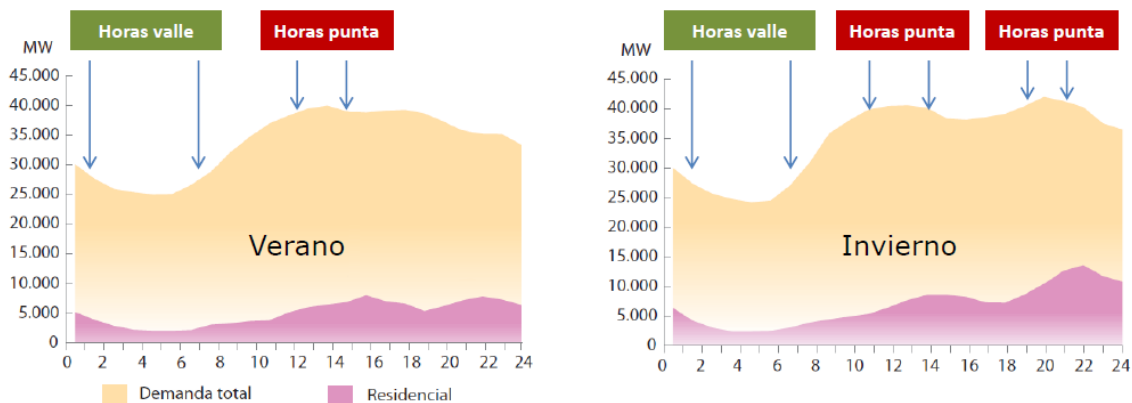


Figura 18. Perfil de demanda residencial medio del sistema eléctrico español. (G. Velasco 2015)

Con esta desagregación, se observa que el sector residencial supone un pico importante de demanda en las horas del mediodía, y muy especialmente en la hora de la cena, más notable todavía en invierno. A partir de ahí, se puede intentar modificar esos picos de demanda encareciendo el precio de la energía para consumidores domésticos (PVPC) en esas horas, fomentando a los consumidores que consuman en otros períodos con precios más baratos.

Una manera útil de analizar la importancia de picos de potencia de una red son las conocidas como curvas monótonas de carga, las cuales Red Eléctrica suele incluir en los informes anuales del Sistema Eléctrico Español. Una curva monótona de carga indica durante cuánto tiempo se opera a una determinada potencia a lo largo de un período de tiempo de referencia, en este caso 1 año, es decir 8760 horas. En ellas, también se puede incluir con qué fuentes se satisface esta demanda.

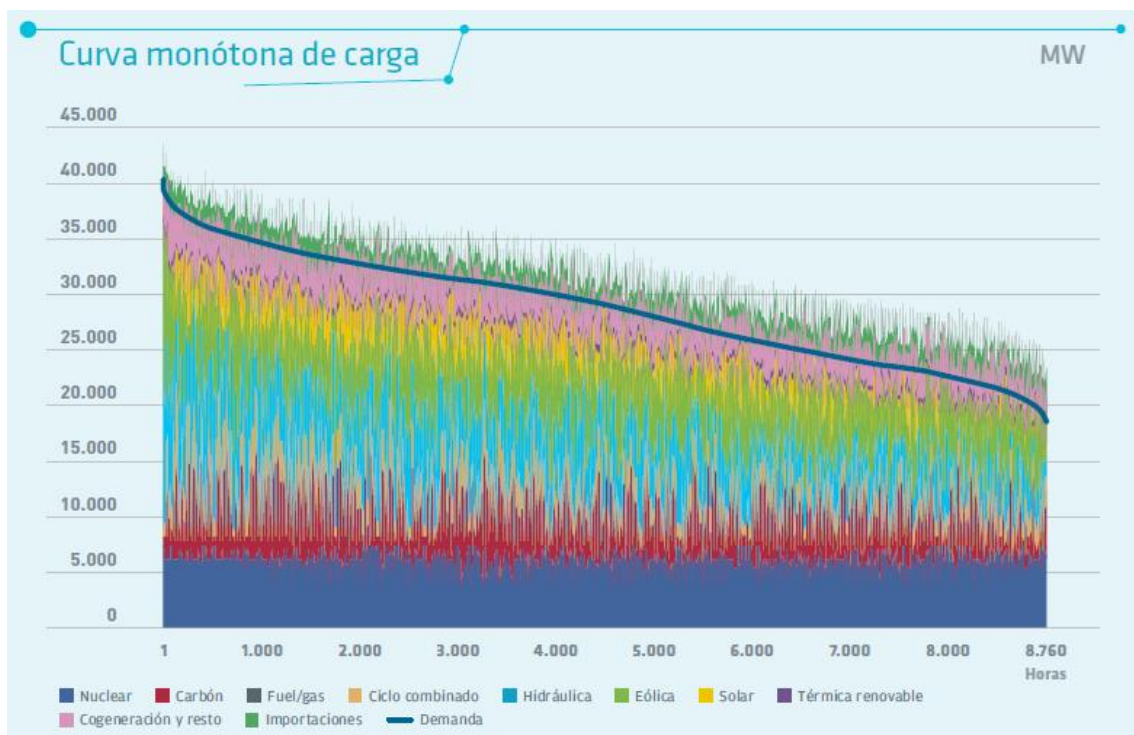


Figura 19. Curva monótona de carga del sistema eléctrico español. (Red Eléctrica España 2014)

La solución para no tener que sobredimensionar en exceso cualquier sistema eléctrico, sea grande o pequeño es evitar la aparición de los picos de potencia. El beneficio económico a gran escala es el hecho de no necesitar grandes centrales de gas cuya función no es otra que encenderse sólo en caso de tener que cubrir algún pico de demanda rápidamente. En las aplicaciones de pequeña escala, supone una rebaja importante en el término fijo de facturación al necesitarse menos potencia contratada.

La técnica de mitigación de los picos de potencia se conoce como *peak shaving* (afeitado de picos) y contempla varios tipos de soluciones tecnológicas (Velasco, y otros 2015):

- Desplazamiento de grandes consumidores a períodos de poco consumo sin picos de potencia.
- Utilización de fuentes auxiliares de energía como pueden ser grupos electrógenos o turbinas de gas.
- Sistemas de almacenamiento de energía, baterías especialmente.
- Generación fotovoltaica para casos en los que los picos de consumo coinciden con las horas de radiación solar.
- Combinación de paneles fotovoltaicos con baterías.

CAPÍTULO 3:

CARACTERÍSTICAS DE LA MICRO-RED ELÉCTRICA DOMÉSTICA

3.1 Elementos de la micro-red

La micro-red eléctrica estudiada en este proyecto es la de una casa que, además de estar conectada a la red de distribución, cuenta con una instalación fotovoltaica de autoconsumo sin ningún sistema de acumulación de energía. La ubicación de la micro-red se encuentra en el área metropolitana de Barcelona. A continuación, se presentan con detalles todos los elementos que configuran la micro-red.

3.1.1 Elementos consumidores de energía eléctrica

La micro-red de la casa en cuestión debe dar suministro a la demanda de energía eléctrica de los diferentes elementos consumidores típicamente presentes en un domicilio. Antes de especificar con detalle los diferentes electrodomésticos que intervienen, se define la diferencia entre las dos tipologías de cargas de la micro-red:

1. **Cargas desplazables.** Se entienden por cargas desplazables o cargas gestionables todas aquellas cargas que cumplen las siguientes características:
 - a. Son cargas que funcionan ocasionalmente, nunca de manera ininterrumpida.

- b. Su prioridad de funcionamiento es baja. Es decir, no es imprescindible que se pongan en marcha cuando el usuario lo indica, sino que pueden hacerlo al cabo de un período de tiempo determinado.
- c. Por lo general, son cargas con un alto consumo y picos elevados de potencia, de ahí el interés por su gestión.
2. **Cargas no desplazables.** Se entienden por cargas no desplazables o cargas no gestionables todas aquellas cargas que cumplen los siguientes requisitos:
- a. Son cargas que deben estar conectadas en todo momento debido a su alta importancia.
- b. También son cargas no desplazables aquellas que aunque no están conectadas en todo momento, es imprescindible que se pongan en funcionamiento en cuanto el usuario lo requiere.

A continuación se muestran en la Tabla 3 todas las cargas de las que dispone la micro-red del domicilio en cuestión, clasificadas según los criterios recientemente mencionados.

Tabla 3. Definición y clasificación de las cargas de la micro-red.

Cargas Desplazables	Lavadora	
	Secadora	
	Lavavajillas	
Cargas No Desplazables	Iluminación	
	Cocinado de alimentos	Vitrocerámica Horno
	Conservación de alimentos	Nevera y congelador de la cocina Nevera y congelador de la terraza
	Electrodomésticos de la cocina	Microondas
		Tostadora
		Cafetera
		Trituradora
	Electrodomésticos varios	Aspiradora
		Plancha
	Aparatos móviles, audio, vídeo e informática	Secador de pelo
Teléfono fijo y móviles		
Equipo de música		
Televisión		
Router		
	Ordenador de mesa y portátil	

Nótese que no hay aparatos de calefacción ni de calentamiento de agua sanitaria, ya que en el domicilio de estudio estas necesidades energéticas se cubren con una caldera de gas natural.

La gran mayoría de las cargas eléctricas de una casa son de carácter no gestionable para garantizar el confort de los inquilinos y la funcionalidad de cada electrodoméstico. Además, la gestión de algunas de las llamadas cargas no desplazables como podría ser la carga de las baterías de los dispositivos móviles carece de sentido debido al bajo consumo que éstas representan y a la inexistencia de picos elevados de potencia. En caso de presencia de un vehículo eléctrico sí que sería muy importante gestionar su carga.

Se han catalogado como cargas gestionables tres grandes consumidores de energía eléctrica como son la lavadora, la secadora y el lavavajillas, todos ellos asociados a tareas de limpieza poco urgentes, ya que son realizadas íntegramente por dichos electrodomésticos. A la práctica, no suele haber inconvenientes en poner uno de estos electrodomésticos y que este termine su función unas horas más tarde de lo esperado si este hecho puede suponer beneficios importantes para la gestión de la micro-red.

En capítulos posteriores del proyecto se muestra el estudio exhaustivo que se ha realizado de estas tres cargas gestionables para poder analizar al detalle su impacto en la micro-red cuando su funcionamiento se desplaza a los períodos de tiempo más beneficiosos.

3.1.2 Elementos suministradores de energía eléctrica

La demanda eléctrica de las cargas de la micro-red se debe cubrir instantáneamente con la energía proveniente de los dos elementos suministradores de la micro-red:

1. **Red de distribución general.** La micro-red, como suele ser habitual en todas las casas del país, cuenta con un punto de conexión con la red de distribución general. El acceso a un suministro de calidad por parte de la red de distribución está garantizado las 24 horas de los 365 días del año, salvo algún corte de luz excepcional por causas meteorológicas, impagos o algún fallo técnico. Inicialmente, las condiciones contractuales del suministro eléctrico de la red de distribución son las siguientes:
 - a. **Potencia Contratada = 5,5 kW**, en monofásico. Una instalación de las mismas características hecha actualmente contaría con una potencia de 5,75 kW en lugar de 5,5 kW, esto es debido a que en 2004 se aumentó la tensión nominal de la red de distribución española de 220 V a 230 V. En la Tabla 4 se muestran los antiguos valores normalizados de potencia a contratar antiguos para 220 V y los valores normalizados actuales para 230 V.

Tabla 4. Valores normalizados de potencia a contratar para instalaciones monofásicas.

Intensidad (A)	220 V	230 V
5	1,1 kW	1,15 kW
7,5	1,65 kW	1,725 kW
10	2,2 kW	2,3 kW
15	3,3 kW	3,45 kW
20	4,4 kW	4,6 kW
25	5,5 kW	5,75 kW
30	6,6 kW	6,9 kW
35	7,7 kW	8,05 kW
40	8,8 kW	9,2 kW

Nota: Si se el usuario está acogido al PVPC, la contratación de una potencia inferior a 3 kW implica la obtención del Bono Social, que supone un 25% de descuento en la factura eléctrica.

- b. **Tarifa Contratada = PVPC 2.0A**, es decir, está acogida al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor sin Discriminación Horaria, siendo entonces la comercializadora de referencia la encargada de suministrar la electricidad.
2. **Instalación de autoconsumo fotovoltaico.** Como complemento a la red de distribución general y con el objetivo de disminuir costes económicos y ambientales, la micro-red cuenta con una instalación pequeña de autoconsumo fotovoltaico. La potencia pico de dicha instalación no puede superar la potencia contratada de la conexión a red (RD 900/2015). Además, la generación fotovoltaica sólo puede abastecer la demanda de la micro-red en cuestión, no la de ninguna otra micro-red vecina. Las restricciones iniciales que rigen las condiciones técnicas básicas de la instalación fotovoltaica son las siguientes:
- a. **0 kWp ≤ Potencia Pico Fotovoltaica ≤ 5,5 kWp.** La dimensión óptima de dicha instalación es uno de los parámetros a optimizar en este proyecto, por lo que hace falta evaluar cuál es el valor más idóneo. No obstante, la mayoría de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico para residencias suelen ser menores a los 2 kWp debido a que actualmente no se puede obtener ningún beneficio de los excedentes de generación.
- b. No hay seguimiento solar motorizado, se trata de una instalación fija inclinada 15° perfectamente orientada al Sur, sin ningún tipo de sombra existente.

La presencia del punto de conexión a la red de distribución supone garantizar el suministro eléctrico en todo momento ya que se mitigan los inconvenientes de la generación solar fotovoltaica:

- Nula producción en períodos nocturnos o sin Sol debido a la no presencia de sistemas de almacenamiento energético.
- Alta variabilidad temporal de la generación, tanto a lo largo del año como a lo largo de las horas y minutos del día.

Obviamente, el acceso a red y la compra de la energía proveniente de ésta supone unos costes extras a la micro-red, costes que también se tendrían, aunque de un modo y cantidad distintas, si se contase con elementos de almacenamiento energético que permitiesen el funcionamiento de la micro-red únicamente con la energía fotovoltaica.

3.1.3 Electrónica de potencia de la micro-red

Tanto el suministro a las cargas como la energía procedente de la red de distribución son en corriente alterno. Sin embargo, la generación fotovoltaica es en corriente continuo. Así pues, como en todos los sistemas fotovoltaicos, exceptuando los de bombeo de agua con bombas en continua, es necesaria la presencia de uno o más inversores. El número y tamaño de el o los inversores vendrá condicionado por el dimensionado de la instalación fotovoltaica, es decir de su potencia pico y el número, modelo y disposición de paneles. Lo que sí es seguro es que las características de la micro-red exigen que el o los inversores sean monofásicos.

El inversor fotovoltaico es el encargado de convertir y adecuar la energía eléctrica generada por los paneles en energía útil para el consumo o para su posible inyección a la red de distribución. Para ello, obtiene una señal alterna como la de la red (230 V eficaces y 50 Hz de frecuencia) a partir de una tensión en continua típicamente de unos 12 V, 24 V o 48 V, dependiendo de la configuración del sistema fotovoltaico.

El inversor fotovoltaico necesita de la presencia de la red de distribución, ya que inicialmente se debe sincronizar con ella y posteriormente convertir la energía fotovoltaica de continua a alterna. De este modo, se garantiza un suministro de calidad. Es importante remarcar que en caso de caída de la red de distribución el inversor no puede sincronizarse con la red y no puede convertir la energía fotovoltaica, por lo que la instalación de autoconsumo no sirve para dar servicio a la micro-red en caso de fallo de la red de distribución.

Para maximizar la generación fotovoltaica, el inversor cuenta con un algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) para trabajar siempre en el punto de máxima potencia. Al mismo tiempo, el inversor puede regular la potencia activa y reactiva entregada en caso de querer disminuir la generación, por ejemplo si no se desea inyectar la energía excedentaria a la red de distribución.

A continuación se procede a explicar el funcionamiento de un inversor fotovoltaico conectado a red, desde su estructura interior y etapa inversora

hasta su sincronización con la red, algoritmo MPPT y regulación (Pagès Giménez 2012).

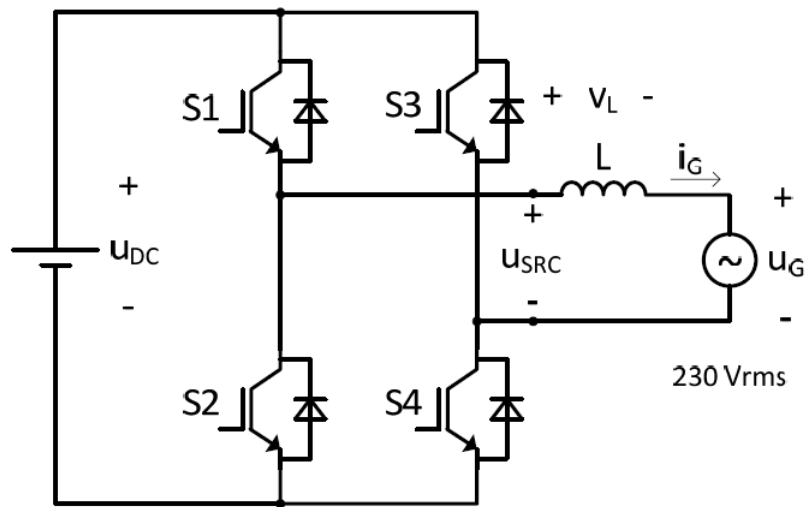


Figura 20. Esquema de un inversor conectado a red. (Bullich Massagué, Convertidores fotovoltaicos 2015)

La etapa inversora de un inversor fotovoltaico monofásico se basa en una fuente de tensión controlada, en la que se modula por ancho de pulso la tensión deseada a partir de dos o más niveles de tensión sintetizables mediante los transistores de potencia, generalmente IGBT. En el caso monofásico, se dispone de una fuente de tensión DC conectada a dos ramas con dos IGBT en cada una de ellas. Cada rama permite conectar su punto medio al positivo del bus o al negativo. Los dos puntos medios constituyen la salida del convertidor.

Dado que no es posible cortocircuitar la fuente de tensión en continua V_{DC} , los transistores S1 y S2 no pueden estar simultáneamente en conducción, cosa que sucede también con S3 y S4.

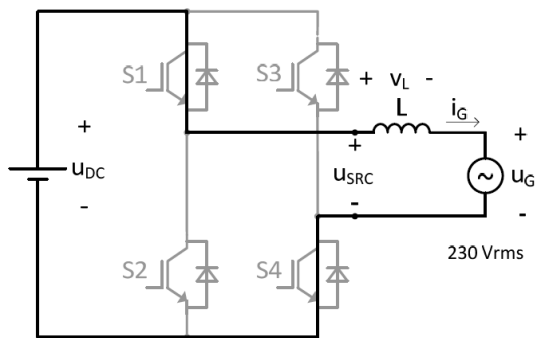


Figura 21. S1 y S4 ON. (Bullich Massagué, Convertidores fotovoltaicos 2015)

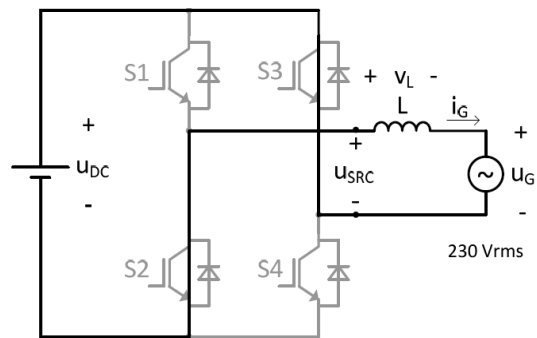


Figura 22. S2 y S3 ON. (Bullich Massagué, Convertidores fotovoltaicos 2015)

Cuando circule corriente por la salida del inversor, ésta deberá tener siempre un camino hacia V_{DC} , con lo que al menos uno de los transistores de cada rama estará en conducción. En consecuencia, cada rama tiene dos estados posibles, correspondientes a tener el dispositivo superior o inferior en conducción.

Tabla 5. Estados posibles de la etapa de inversión.

Estado	S1,S2	S3,S4	Vsrc
A	ON/OFF	ON/OFF	0
B	ON/OFF	OFF/ON	Vdc
C	OFF/ON	ON/OFF	-Vdc
D	OFF/ON	OFF/ON	0

Se define el ciclo de trabajo DC (Dutty Cicle) como la fracción de tiempo en tanto por uno respecto al periodo de conmutación que se aplica el estado B. Por el contrario, (1-DC) es la fracción de tiempo que se aplica el estado C. Observando la tensión a la salida en los estados B y C de la Tabla 5, se puede calcular la tensión promedio de cada periodo de conmutación como:

$$V_{SRC} = V_{DC} \cdot DC - V_{DC} \cdot (1 - DC) \quad (2)$$

En general, la tensión a modular es calculada por las leyes de control del inversor, con lo que se debe calcular qué ciclo de trabajo hay que aplicar a partir de dicho valor. Aislado DC en la ecuación anterior se obtiene el ciclo de trabajo a imponer:

$$DC = \frac{V_{src}}{2 \cdot V_{dc}} + \frac{1}{2} \quad (3)$$

El DC define la modulación de la tensión para obtener la señal de salida deseada. Para obtener el valor de la tensión a modular es importante conocer el sistema de control del inversor, que es el que determina dicho valor.

El tiempo de sincronización inicial con la red es variable según el modelo de inversor, pero todos tienen un orden de magnitud similar. El modelo en concreto Sunny Boy 700 de SMA necesita 80 segundos para sincronizarse.

El proceso de sincronizado con la red consiste en medir la frecuencia, corriente y tensión de la red de distribución y adecuar la salida del inversor a una señal idéntica en tensión y frecuencia. Para conseguirlo, se utiliza un sistema PLL (*Phase Locked Loop*) mediante un controlador que encuentra el ángulo de la red haciendo uso de las transformadas de Clark y Park. A partir de los datos de potencias necesarias y la información del cálculo del algoritmo MPPT se obtienen las consignas necesarias para llevar a cabo la modulación de voltaje para garantizar que a la salida del convertidor se obtenga la señal deseada.

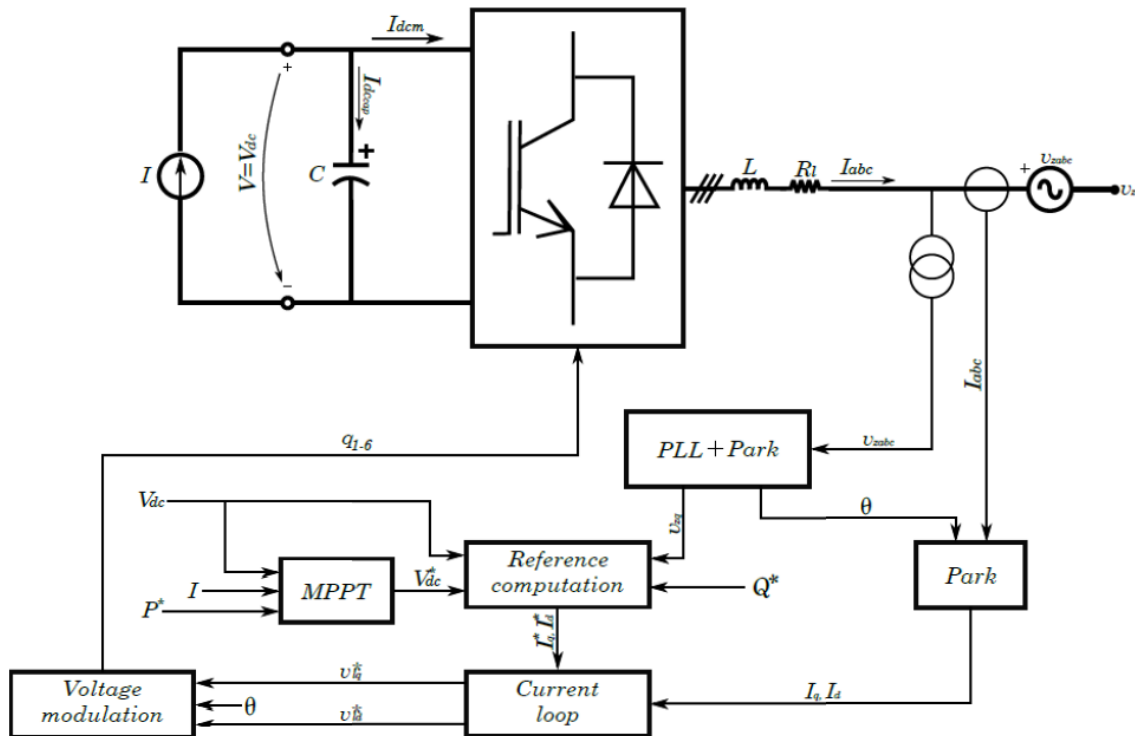


Figura 23. Esquema de sincronización del inversor con la red. (Bullich Massagué, Convertidores fotovoltaicos 2015)

3.1.4 Elementos de medida de la micro-red

La gestión óptima de la micro-red se basa en un conocimiento continuo del estado de la micro-red y sus flujos de energía. Toda micro-red doméstica conectada a la red general de distribución cuenta con la presencia de un contador de energía que proporciona la información de consumo necesaria a la compañía eléctrica.

En el caso de una micro-red inteligente, el contador toma especial relevancia en caso de ser digital. No obstante, el hecho de encontrarse a menudo en una sala de contadores comunitaria y ser propiedad de la compañía distribuidora puede dificultar el aprovechamiento de todas sus cualidades. Por lo tanto, en caso de implementarse un EMS en la micro-red y que éste no se pueda comunicar adecuadamente con el contador, es deseable contar con un sistema monitor de energía extra que pueda ser accesible para el usuario y adecuarse a las necesidades presentes. El sistema monitor de energía debe dar información instantánea de las variables energéticas más relevantes: tensión, corriente y potencia demandada, a poder ser con consumos desagregados.

Independientemente del monitorizado de variables energéticas, la micro-red que se está estudiando cuenta con otro elemento que aporta información relevante sobre el estado actual de una parte importante de la micro-red: el inversor fotovoltaico. La mayoría de inversores solares cuentan con una pequeña pantalla que muestra variables como la potencia de entrada y la de salida, conociéndose así la aportación de la instalación de autoconsumo a la micro-red. La conexión entre el inversor fotovoltaico y el EMS es importante no sólo para que obtener datos de generación fotovoltaica, ya que eso se

podría conseguir fácilmente con un sistema monitor de energía que también midiese datos de la instalación fotovoltaica, sino porque el EMS puede dar directrices al inversor de cómo trabajar, por ejemplo desviándose del punto de máxima potencia en caso de no querer verter los excedentes fotovoltaicos a la red general de distribución.

Debido a restricciones de la regulación actual del autoconsumo fotovoltaico, se debe instalar un contador extra de las mismas características que el del punto frontera de la instalación que mida la generación neta de la instalación solar.

3.1.5 Sistema de gestión de la energía

El encargado de llevar la gestión energética de la micro-red de una manera automática es un sistema de gestión de la energía (Energy Management System) que sea capaz de comunicarse con el resto de elementos de la micro-red. El EMS debe conocer en todo momento el estado de la micro-red y actuar consecuentemente a las decisiones tomadas mediante el análisis realizado y la política energética definida.

Según los tres niveles estratégicos de operación para un EMS mostrados al inicio del proyecto, el EMS implementado en la micro-red doméstica estudiada debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- **Monitorización:** El EMS debe conocer en todo momento los valores de tensión, corriente, potencia demandada y generación fotovoltaica mediante un sistema monitor de energía. Además, también debe de comunicarse con las cargas desplazables para conocer su estado en todo momento (carga lista para funcionar, carga en marcha y ciclo finalizado). En cuanto al mercado eléctrico, es muy útil que el EMS pueda adquirir vía Wi-Fi los precios horarios de la energía de cada día.
- **Control:** El diseño del EMS debe permitir que éste pueda enviar órdenes al inversor fotovoltaico para modificar su operación y conocer el estado de la instalación de autoconsumo. Lo mismo debe suceder con las cargas gestionables, el EMS debe ser capaz de actuar sobre ellas y encenderlas cuándo crea conveniente. Para ello, se deben actualizar los electrodomésticos actuales y poderlos encender vía Wi-Fi, por ejemplo.
- **Gestión:** El EMS debe realizar periódicamente análisis que resulten en las decisiones y acciones pertinentes para que la micro-red opere en función a la política energética deseada, por ejemplo desplazando las cargas a los períodos óptimos.

La implementación de todas las acciones descritas supone un aumento considerable de la complejidad de la micro-red y una inversión considerable. Al final del proyecto se determinará hasta qué punto es interesante implementar un sistema de gestión energética en una micro-red doméstica.

3.2 Esquema unifilar de la micro-red

Según los elementos expuestos en el apartado anterior, se muestra el esquema unifilar de la micro-red doméstica en la Figura 24.

Las líneas del domicilio están divididas del siguiente modo:

- Lavadora, secadora y nevera pequeña de la terraza.
- Lavavajillas y nevera de la cocina.
- Horno y vitrocerámica.
- Enchufes (TV, vídeo, audio, Wi-Fi...)
- Iluminación.

Adicionalmente, se propone una nueva línea encargada en la cual se conecta el EMS.

El esquema unifilar incluye las líneas de comunicación del EMS con el monitor de energía, el inversor fotovoltaico y las tres cargas gestionables.

3.3 Operativas de funcionamiento

Al contar tan solo con dos fuentes suministradoras de energía, la operativa de funcionamiento de la micro-red es sencilla y depende fundamentalmente de los siguientes factores:

- Disponibilidad de la red general de distribución.
- Generación fotovoltaica.
- Sincronismo del inversor fotovoltaico con la red.
- Consumo instantáneo de las cargas.

La Figura 25 representa el diagrama de estados de la micro-red y los cambios de estado posibles. En total, el número de estados posibles de la micro red es cinco.

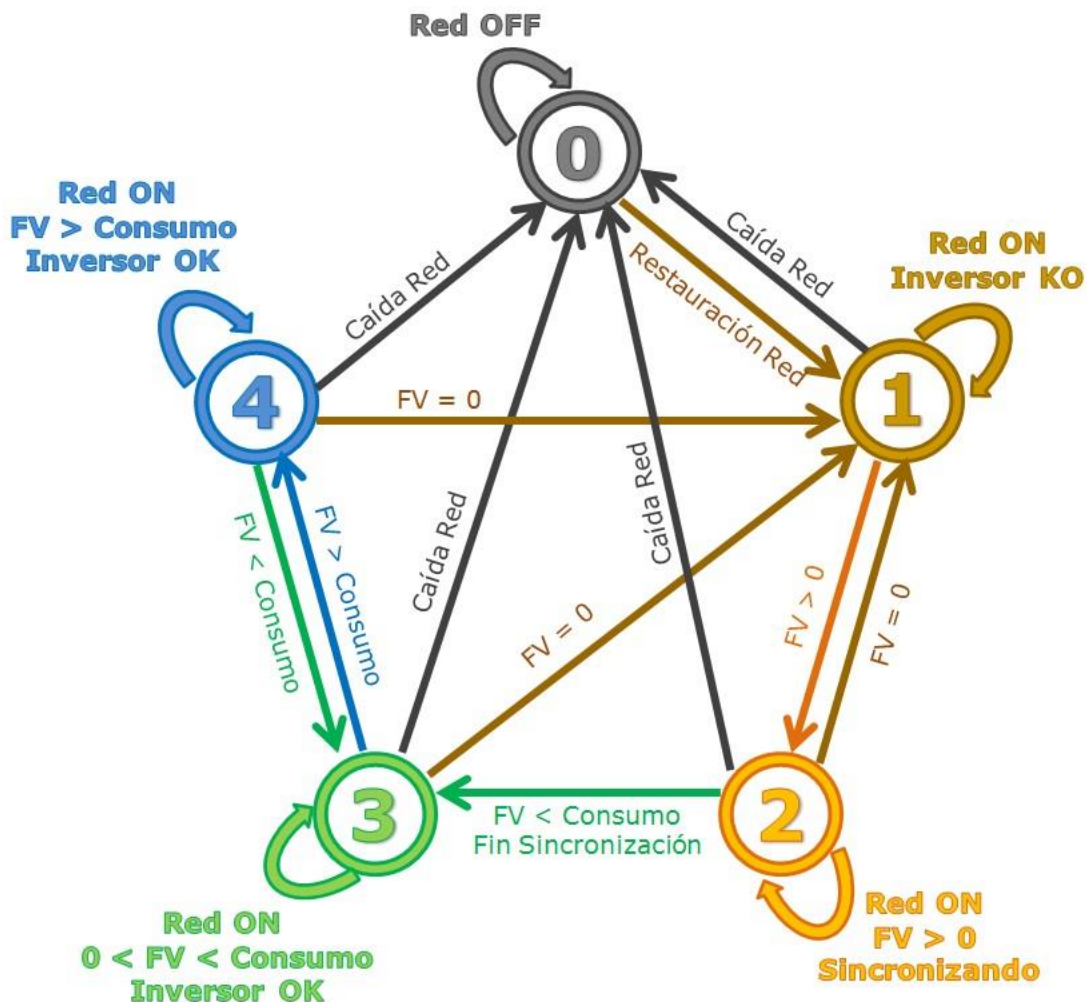


Figura 25. Diagrama de estados de la micro-red. Elaboración propia.

- Es el estado inicial y en el que no hay suministro eléctrico a la micro-red. La red general de distribución no se encuentra operativa y como consecuencia no puede suministrar energía a la micro-red y el

inversor no se puede sincronizar con ella, con lo que tampoco se puede suministrar energía fotovoltaica.

1. La red general de distribución se encuentra operativa, pero el inversor no está sincronizado debido a que la generación fotovoltaica no supera el umbral de tensión necesario.
2. La red general de distribución se encuentra operativa y el inversor en proceso de sincronización porque la generación fotovoltaica ha superado el valor umbral de tensión necesario para iniciar la sincronización. Este proceso dura únicamente unos 80 segundos.
3. La red general de distribución se encuentra operativa y el inversor está sincronizado, por lo que se aprovecha la generación fotovoltaica para cubrir parcialmente la demanda eléctrica de las cargas.
4. La red general de distribución se encuentra operativa y el inversor está sincronizado. La generación fotovoltaica es mayor a la demanda de las cargas, por lo que hay excedentes de energía fotovoltaica.

La micro-red operará la mayor parte del tiempo alternando los estados 3 y 4 durante el día en función de la generación fotovoltaica y el consumo. Por la noche, permanecerá en el estado 1. El estado 2 es de carácter transitorio y el 0 sólo se da ocasionalmente en caso de que la red de distribución caiga por causas ajenas o salte el ICP de la instalación a causa de una demanda energética de las cargas demasiado exigente. En ese caso, se debe esperar a que la red se restaure o subir el ICP disminuyendo las cargas conectadas.

Es importante remarcar que de los estados 3 y 4 no se puede pasar al 2 directamente (proceso de sincronización), sino que hay que pasar previamente por el estado 1. Del mismo modo, del estado 2 no se puede pasar directamente al 4 cuando finaliza el proceso de sincronización, sino que hay que pasar momentáneamente por el estado 3, ya que en el primer instante en que el inversor ya está sincronizado la energía fotovoltaica de salida del inversor es nula y va aumentando progresivamente.

CAPÍTULO 4:

ANÁLISIS DEL MERCADO

ELÉCTRICO ESPAÑOL

El mercado eléctrico español es complejo tanto a nivel global como a nivel de pequeño consumidor por la gran cantidad de agentes que intervienen y las múltiples opciones para contratar el suministro eléctrico.

Pagar el precio óptimo por la energía comprada es clave para ahorrar dinero y un factor muy determinante a la hora de gestionar una micro-red. En este capítulo se analizan los costes asociados de la micro-red doméstica por la energía importada de la red de distribución y la conexión a ésta.

4.1 Distribución de costes energéticos

De acorde a lo presentado en el apartado 2.3 del proyecto, la factura eléctrica española se divide entre dos grandes términos:

- El término fijo, correspondiente a la potencia contratada.
- El término variable, correspondiente a la energía consumida.

La factura eléctrica cuenta con una gran cantidad de peajes extras que hacen que tan sólo una pequeña parte del coste total sea el referente a los costes de generación de la energía. Para comprender la importancia de cada coste en la factura se muestra el desglose de costes de la factura eléctrica de dos meses (61 días) asociada a la micro-red doméstica, recordando que tiene 5,5 kW de potencia contratada con la tarifa PVPC 2.0A y un consumo aproximado de 380 kWh cada dos meses.

En el desglose de costes se han separado los costes fijos (potencia contratada e impuestos asociados) de los costes variables (consumo energético e impuestos asociados). Los costes energéticos se han dividido al mismo tiempo entre peaje de acceso y costes de generación. Los impuestos añadidos a ambos términos son los siguientes:

- **Impuesto de electricidad o de luz:** Impuesto especial que pone el Gobierno a ciertos productos como el tabaco, el alcohol o la luz. En este caso, se calcula con la siguiente fórmula (RD 216/2014 2014):

$$\text{Impuesto Luz} = 4,864\% \cdot (\text{coste consumo} + \text{coste potencia}) \cdot 1,05113 \quad (4)$$

Normalmente en la factura se encuentra como un solo importe, no separado por el coste asociado al consumo y la potencia.

- **Impuesto sobre el valor añadido (IVA):** En el caso de la luz, se aplica un IVA del 21% a todos los términos de la factura.

Si se multiplica el 5,1126% de impuestos del impuesto de electricidad con el 21% de IVA se obtiene un 27,19% de impuestos a aplicar en todos los términos facturados, un valor notablemente elevado.

Tabla 6. Desglose entre costes fijos y costes variables del suministro eléctrico.
Elaboración propia.

		Multiplicador	Base	Con Impuesto Electricidad	Con IVA (21%)	%
Costes Fijos		42,0434	38,65 €	40,62 €	49,15 €	46,5%
5,5 kW		€/kW y año				
Costes Variables	Peaje de Acceso	0,04095 €/kWh	15,57 €	16,37 €	19,81 €	18,7%
	Costes Generación	0,07606 €/kWh ³	28,89 €	30,37 €	36,74 €	34,8%
PVPC 2.0A	Total Energía	0,11701 €/kWh	44,46 €	46,74 €	56,55 €	53,5%
Total			83,11 €	87,36 €	105,70 €	100%

Los costes fijos representan el 46,5% del total, una cifra significativa que implica un no fomento del ahorro y la eficiencia energética, ni de las instalaciones de autoconsumo.

Tras el análisis de costes de la factura eléctrica se corrobora la importancia del término fijo de potencia, y el significativo beneficio económico que supone un ajuste de potencia mediante el tratamiento de los picos de demanda. No obstante, el término asociado al consumo energético sigue siendo el más relevante (53,5% con impuestos asociados) y es por eso que una instalación de autoconsumo fotovoltaico puede ser una buena opción para ahorrar.

Como resumen final, la Tabla 7 muestra la poca relevancia que tiene la generación de la energía sobre el coste final, el cual se podría creer que

³ Valor promedio de facturación del PVPC 2.0A de Marzo y Abril de 2016.

debería ser el coste más importante. Al mismo tiempo, se refleja el peso del término por potencia contratada, los peajes de acceso de la energía y los elevados impuestos.

Tabla 7. Desglose de importes según todos los costes presentes en la factura eléctrica. Elaboración propia.

	Coste	%
Potencia Contratada	38,65 €	36,6%
Total Energía Consumida	44,46 €	42,0%
Energía Generación	28,89 €	27,3%
Energía Peaje Acceso	15,57 €	14,7%
Total Impuestos	22,59 €	21,4%
Impuesto Electricidad	4,25 €	4,0%
IVA (21%)	18,34 €	17,4%
Total	105,70 €	100,0%

4.2 Optimización del precio horario de la energía

Una vez analizada la distribución de costes en el suministro eléctrico se ha comprobado que los costes asociados al consumo energético con impuestos asociados implican un 53,5% del coste total, por lo que es importante tratar de pagar esta energía al menor coste posible.

Si bien con el término de potencia contratada no hay otra opción para ahorrar que disminuir el valor de potencia máxima contratada, con la facturación de la energía hay una gran variedad de opciones de tarifas a escoger según discriminación horaria o comercializadora suministradora.

4.2.1 Idoneidad de la Discriminación Horaria

Todas la comercializadoras eléctricas, sean de referencia o no, ofrecen dos tipos de facturación: la que cuenta con discriminación horaria y la que no.

La discriminación horaria pretende que el usuario consuma la energía en el período valle, donde el precio es más barato y la demanda menor. Sin embargo, la ventaja de esta tarifa no se da sólo si se consume más en el período barato, sino que ofrece un precio medio diario bastante más barato. Para comprobarlo, se han analizado las tarifas ofrecidas por una comercializadora de mercado libre que garantiza que toda la energía que comercializa es de origen renovable.

En el mercado libre hay infinidad de ofertas distintas, algunas más económicas que otras. Para el análisis de este trabajo se ha escogido una oferta en mercado libre bastante competitiva, que además cuenta con la ventaja de facturar más barato el término de potencia contratada a 38,0434

€/kW y año para fomentar el ahorro energético, ya que descuenta los 4 €/kW y año del margen de comercialización. La comercializadora en cuestión actualiza sus tarifas trimestralmente. Los datos tomados para el análisis se muestran en la Tabla 8 y son los pertenecientes al segundo semestre de 2016.

Tabla 8. Precio del kWh ofertado por una comercializadora renovable de mercado libre.

	Tarifa 2.0A	Tarifa 2.0DHA	
Período Pico (10h al día)	0,129 €/kWh	0,149 €/kWh	+15,5%
Período Valle (14h al día)		0,073 €/kWh	-43,4%
Precio Medio	0,129 €/kWh	0,105 €/kWh	-8,1%

Las comercializadoras de referencia también ofrecen tarifas en mercado libre, además de las tarifas de mercado regulado que están obligadas a ofrecer. La Tabla 9 muestra las tarifas ofrecidas en mercado libre por una de las comercializadoras de referencia más importantes.

Tabla 9. Precio del kWh ofertado por una comercializadora de referencia en mercado libre.

	Tarifa 2.0A	Tarifa 2.0DHA	
Período Pico (10h al día)	0,140711 €/kWh	0,167813 €/kWh	+19,3%
Período Valle (14h al día)		0,076426 €/kWh	-45,7%
Precio Medio	0,140711 €/kWh	0,114504 €/kWh	-11,2%

La oferta de la comercializadora de referencia garantiza estas tarifas fijas durante un año, en lugar de ser trimestrales. No obstante, el precio por potencia contratada es más elevado que en mercado regulado: 43,2312 €/kW y año. Como las tarifas son más elevadas, se escoge la comercializadora renovable para realizar el análisis del mercado libre.

En ambas ofertas se comprueba que el precio medio del kWh si el usuario se acoge a la discriminación horaria es más barato, un 8,1% en el caso de la comercializadora seleccionada. No obstante, depende de cuándo consuma la energía este ahorro puede ser mayor o menor. La Tabla 10 muestra el ahorro que se consigue en la facturación con impuestos incluidos de 380 kWh gracias a la discriminación horaria dependiendo de si se consume más o menos en el período pico.

Tabla 10. Ahorro conseguido con DHA según distribución de consumos.

Consumo Período Pico	Consumo Período Valle	Tarifa 2.0A +Impuestos	Tarifa 2.0DHA +Impuestos	Ahorro	
100%	0%	62,35 €	72,01 €	-9,67 €	-19,7%
95%	5%	62,35 €	70,18 €	-7,83 €	-16,0%
90%	10%	62,35 €	68,34 €	-5,99 €	-12,2%
85%	15%	62,35 €	66,50 €	-4,16 €	-8,5%
80%	20%	62,35 €	64,67 €	-2,32 €	-4,7%
75%	25%	62,35 €	62,83 €	-0,48 €	-1,0%
70%	30%	62,35 €	60,99 €	1,35 €	2,8%
65%	35%	62,35 €	59,16 €	3,19 €	6,5%
60%	40%	62,35 €	57,32 €	5,03 €	10,3%
55%	45%	62,35 €	55,48 €	6,86 €	14,0%
50%	50%	62,35 €	53,65 €	8,70 €	17,7%
45%	55%	62,35 €	51,81 €	10,54 €	21,5%
40%	60%	62,35 €	49,97 €	12,37 €	25,2%
35%	65%	62,35 €	48,14 €	14,21 €	29,0%
30%	70%	62,35 €	46,30 €	16,05 €	32,7%
25%	75%	62,35 €	44,46 €	17,88 €	36,5%
20%	80%	62,35 €	42,63 €	19,72 €	40,2%
15%	85%	62,35 €	40,79 €	21,56 €	44,0%
10%	90%	62,35 €	38,95 €	23,39 €	47,7%
5%	95%	62,35 €	37,12 €	25,23 €	51,5%
0%	100%	62,35 €	35,28 €	27,07 €	55,2%

La Figura 26 muestra de una manera más visual los datos expuestos en la Tabla 10. Como se puede observar, la discriminación horaria deja de implicar un ahorro económico cuando el 75% o más del consumo global se da en el período pico, una cifra difícil de alcanzar para una micro-red doméstica que cuenta con aparatos que funcionan por igual las 24 horas del día.

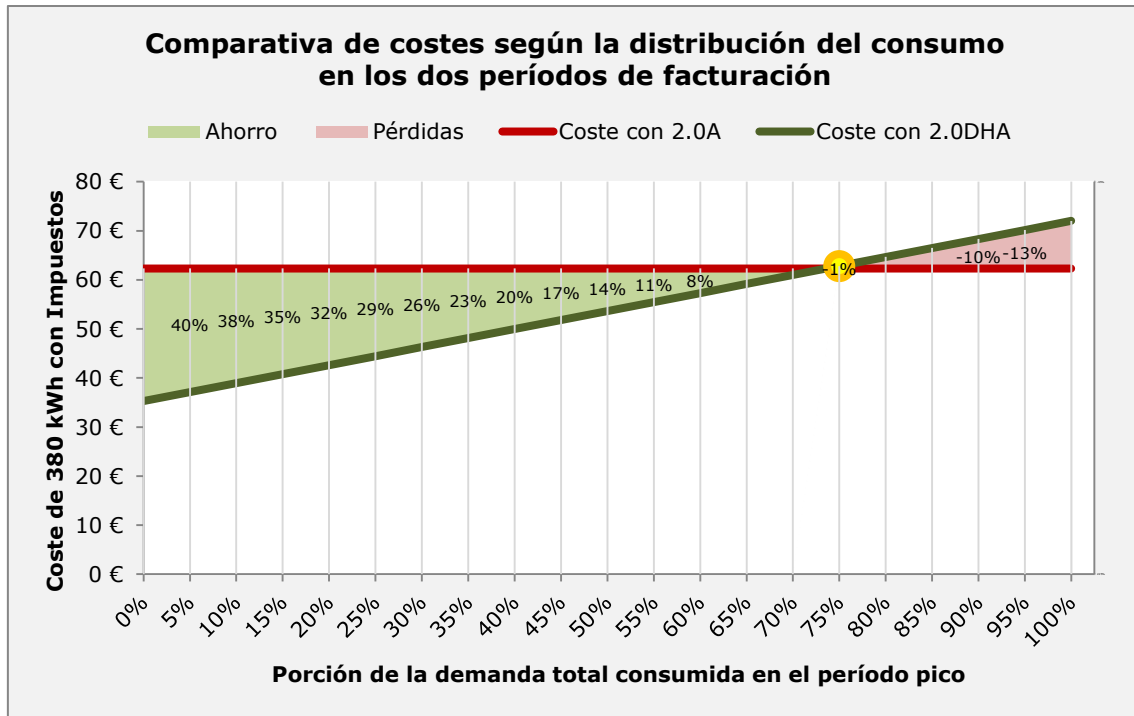


Figura 26. Ahorro conseguido gracias a la discriminación horaria en función de la distribución por períodos del consumo total.

Como consecuencia, se puede afirmar que actualmente en la gran mayoría de micro-redes domésticas la discriminación horaria supone un ahorro respecto a la tarifa sin discriminación. No obstante, hay que tener presente que las tarifas podrían ser modificadas en un futuro y la discriminación horaria podría ser menos beneficiosa, por lo que este análisis se debería ir verificando periódicamente.

4.2.2 Comparativa entre Mercado Regulado y Mercado Libre

Una vez comprobados los beneficios de la discriminación horaria, se procede a analizar qué es mejor, si acogerse al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, variable cada hora de cada día del año, o bien acogerse a una tarifa fija de una comercializadora de mercado libre, todo ello para las tarifas con discriminación horaria, ya que se ha demostrado que son más beneficiosas.

El análisis realizado corresponde a la tarificación efectuada en el anterior año, tomando valores semanales de las cuatro estaciones del año.

- **Invierno:** Del 25/01/2016 al 31/01/2016.
- **Otoño:** Del 26/10/2015 al 01/11/2015.
- **Verano:** Del 27/07/2015 al 02/08/2015.
- **Primavera:** Del 27/04/2015 al 03/05/2015.

Los valores históricos del PVPC son accesibles en Internet en las páginas webs de la comercializadoras de referencia, tanto en tarifa 2.0A como en 2.0DHA. Se han tomado todos los 24 valores horarios de los 7 días de las 4

semanas nombradas teniendo un total de 672 valores totales a analizar, representando estos 28 días al global del año.

En cuanto a los precios en mercado regulado, se han tomado los precios de las dos comercializadoras en mercado libre anteriormente mostradas: una que garantiza que toda su energía es de origen renovable y otra que es comercializadora de referencia en mercado regulado pero que también cuenta con ofertas en mercado libre. En ambas comercializadoras el precio no es horario sino que se ofrecen dos tarifas fijas para período pico y valle respectivamente.

A todos los precios comparados se les ha añadido el impuesto de luz y el 21% de IVA respectivo, para tener en cuenta todo el coste asociado a la compra de un kWh.

El primer análisis realizado se muestra en la Figura 27, donde se ve el precio medio de cada hora para las tres tarifas analizadas.

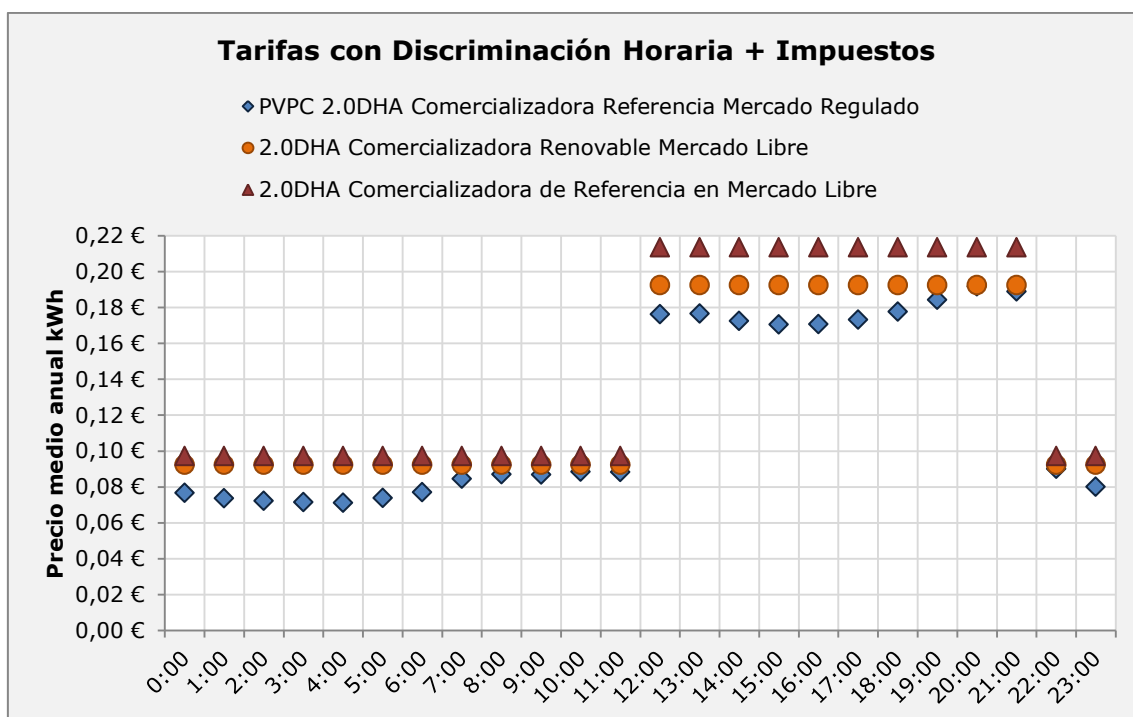


Figura 27. Precio medio del kWh según comercializadora y mercado.

La Figura 27 demuestra que la opción de acogerse a una comercializadora de referencia que oferta en mercado regulado es la peor de las opciones, ya que ofrece siempre el precio más caro tanto por kWh como por potencia contratada. La diferencia de las dos tarifas de mercado libre es notable, por lo que es importante encontrar una tarifa competitiva de las muchas que hay si se desea considerar la opción de contratar una tarifa en mercado libre.

Si bien la tarifa de la comercializadora de referencia en mercado libre es la más cara, es la única que es constante a lo largo del año. La comercializadora renovable modifica sus tarifas trimestralmente y el PVPC varía a diario, siguiendo una tendencia similar a la curva de demanda del sistema eléctrico español (Figura 15).

La Figura 28 muestra la variación que han sufrido el PVPC y las tarifas de la comercializadora renovable durante el último año. El gráfico representado consiste en la representación de los cuartiles⁴, la mediana y los valores mínimos y máximos de cada hora del día para cada opción de tarificación.

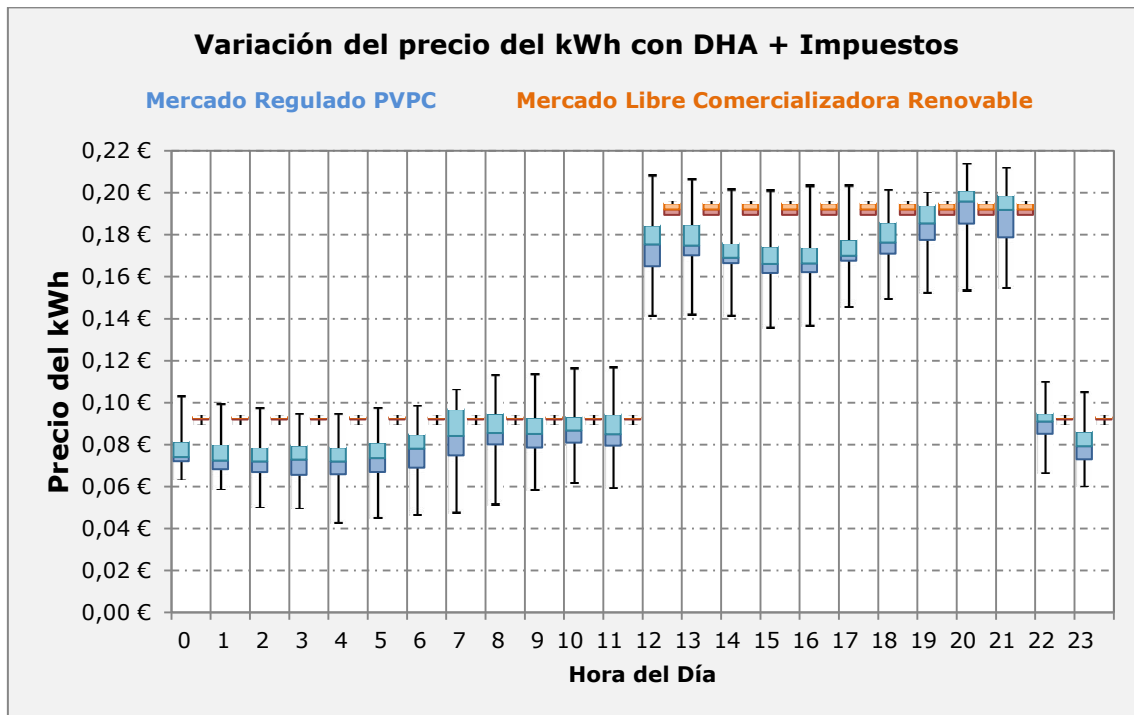


Figura 28. Comparativa de tarifas horarias entre mercado regulado y mercado libre.

De las Figuras 27 y 28 se extraen las siguientes conclusiones:

- El mercado libre ofrece un precio muy constante, mientras que el precio en mercado regulado es extremadamente variable.
- El precio medio en mercado libre es siempre más caro que el precio medio en mercado regulado.
- Sin embargo, algunos precios puntuales del PVPC superan el precio máximo del mercado libre.
- Los precios mínimos del PVPC son mucho más bajos que los precios mínimos de mercado libre.

A pesar de su fuerte variabilidad, el PVPC se muestra como la mejor opción, ya que significa un precio más barato y ofrece la protección del Gobierno al ser un mercado regulado y evitar la aparición otros términos externos que se pueden sumar a la factura por parte de una comercializadora libre. Además, ofrece la posibilidad de la obtención del Bono Social para consumidores vulnerables o micro-redes de menos de 3 kW de potencia contratada.

⁴ Valores que dividen el conjunto de datos analizados en cuatro partes iguales, correspondientes al 25%, 50%, 75% y 100% de los datos totales.

Se ha realizado un segundo análisis sobre la variabilidad del PVPC a lo largo del año. La Figura 29 muestra el precio horario medio de cada estación con discriminación horaria e incluyendo de nuevo todos los impuestos.

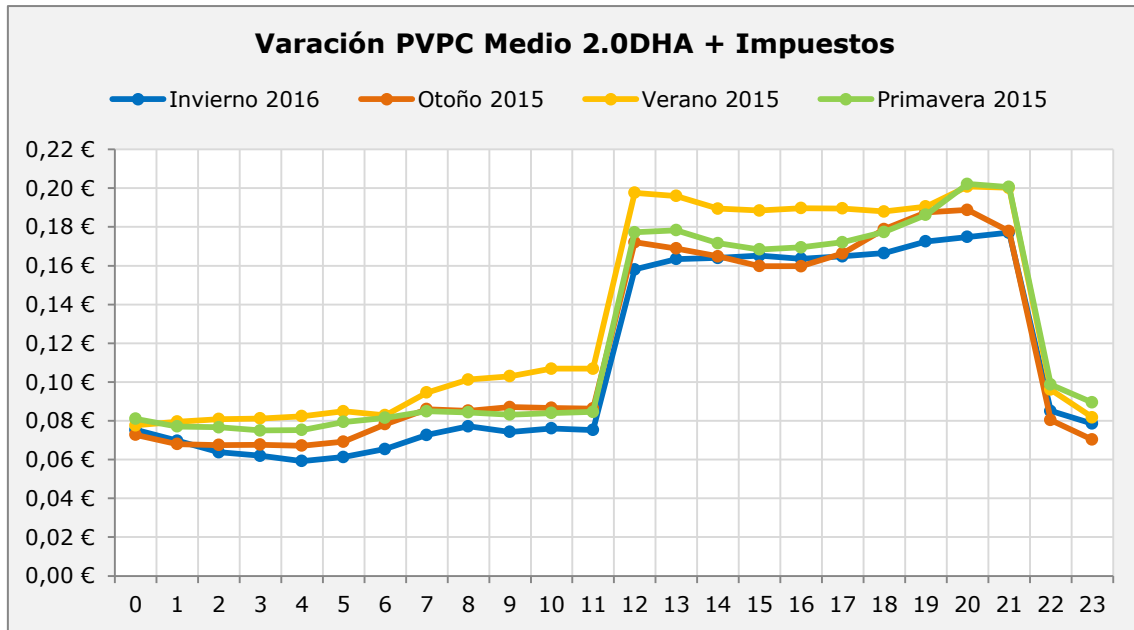


Figura 29. Variación del PVPC medio con DHA e impuestos a lo largo de las estaciones del año.

Las variaciones encontradas son significativas y suponen un incremento o disminución de la factura considerable para el consumidor. Las posibles causas son múltiples:

- **Demanda:** En verano se aprecia un incremento muy notable en las horas del centro del día, posiblemente causa del incremento de demanda debido a los aires acondicionados de los hogares. Sin embargo, el precio entre verano e invierno es más equitativo en la hora de la cena, donde la demanda no varía entre una estación o la otra, ya que se cocina y se encienden las luces por igual.
- **Origen de la energía suministrada:** La estructura del mercado eléctrico español implica que el precio horario de la energía varíe en función de las tecnologías que cubren la demanda, ya que se trata de un mercado *pool* de casación marginalista donde el precio final de la energía lo marca la más cara de las tecnologías utilizadas para cubrir la demanda de la hora en cuestión (Ley 24/2013 2013). Las horas en que la demanda se cubre con energía nuclear, renovable e hidráulica son más baratas que las horas que necesitan de generación fósil. El precio de mercado supone aproximadamente el 65% del coste del kWh, mientras que el 35% restante son peajes de acceso.
- **Decisiones políticas:** El Gobierno tiene el poder de retocar a la alza o a la baja los peajes de acceso de la factura según su criterio. Esta acción está ligada a políticas económicas o a estrategias electorales, como sucedió durante el pasado año. En la Figura 29 se puede comprobar que el precio invernal es el más bajo de las cuatro

estaciones. La disminución del precio del PVPC a lo largo del año 2015 y el inicio del 2016 es en parte consecuencia de la planificación que hizo el Gobierno en cuanto a los pagos por capacidad, la variabilidad de los cuales se comprueba en la Orden IET/2735/2015 del 17 de Diciembre, que regula los peajes de acceso a red durante el año 2016 y ratifica las medidas expuestas en el Real Decreto-Ley 9/2015 del 10 de Julio. Los pagos por capacidad sirven para subvencionar económicamente la disponibilidad de uso de aquellas centrales que a pesar de estar casi siempre paradas pueden encenderse en cualquier instante en caso de que el sistema eléctrico lo demande, como son los ciclos combinados. Los pagos por capacidad están incluidos en los peajes de acceso que se facturan en el precio del kWh del PVPC, y por tanto forman parte de la parte variable de la factura.

Tabla 11. Variación del peaje por pagos por capacidad en 2015 y 2016.
(Orden IET/2735/2015 2015) (RD-Ley 9/2015 2015)

Tarifa	Periodo	Precio hasta 31/07/2015	Precio entre 01/08/2015 y 31/12/2015	Precio a partir de 01/01/2016
2.0A	-	0,009812 €/kWh	0,005898 €/kWh	0,004630 €/kWh
2.0DHA	Punta	0,010110 €/kWh	0,006078 €/kWh	0,004771 €/kWh
2.0DHA	Valle	0,001706 €/kWh	0,001026€/kWh	0,000805 €/kWh

4.3 Acciones a llevar a cabo en la gestión de la micro-red

Finalizado el análisis del mercado eléctrico, se extraen conclusiones importantes que condicionan las acciones a seguir en el transcurso del proyecto:

- En general, el mercado regulado es una opción más económica que el mercado libre, y además cuenta con más protección para el consumidor a pesar de su alta variabilidad.
- La discriminación horaria supone un ahorro significativo incluso sin desplazar cargas a periodos baratos. No obstante, ese ahorro depende del perfil de consumo del usuario y puede ser negativo.
- El coste de una potencia contratada elevada es muy relevante en el coste final de la factura eléctrica, por lo que un ajuste de potencia es clave para ahorrar.

Las tres conclusiones mostradas exigen conocer al detalle el consumo de la micro-red doméstica para escoger la opción de facturación de la energía eléctrica más económica y poder llevar a cabo medidas de gestión para fomentar todavía más el ahorro y maximizar la generación solar. Las acciones a desempeñar en adelante son las siguientes:

- Monitorizar el perfil de consumo de la micro-red y conocer cuánto se consume en período pico y cuánto en período valle.
- Desagregar las cargas gestionables de mayor consumo del consumo global y estudiar su posible desplazamiento a los períodos de tiempo óptimos.
- Conocer los picos de potencia máxima demandada y tratar de mitigarlos. Ajustar el término de potencia contratada en caso de ser posible.

CAPÍTULO 5:

MONITORIZACIÓN DE

CONSUMOS

Con el fin de complementar el análisis del mercado eléctrico realizado en el Capítulo 4 y poder llevar a cabo las acciones propuestas para un mayor conocimiento de la micro-red, se han monitorizado semanalmente los consumos eléctricos con una resolución minutal, es decir, con un dato de potencia demandada por minuto.

Los datos obtenidos permiten conocer la distribución de consumos según períodos pico y valle y los picos de demanda máximos. Además, la monitorización de datos se ha hecho no sólo para el consumo global de la micro-red, sino que este consumo global se ha desagregado entre las cargas no gestionables y las que sí son gestionables. De este modo, se han obtenido las huellas eléctricas de cada una de las tres cargas desplazables a parte del global de las que no lo son, conociendo no sólo cuánta energía se consume, sino cómo y cuándo se demanda.

5.1 Sistema monitor de energía utilizado

El dispositivo que se ha utilizado para monitorizar el consumo energético es el MiRubee, de origen español y sólo válido para instalaciones monofásicas. En el siguiente apartado se definen sus características técnicas, las cuales lo hacen idóneo para esta aplicación. Se ha escogido este dispositivo frente a otros similares de una gama parecida porque permite trabajar con desagregación de consumos, mide valores tanto de tensión como de

corriente y va acompañado de un software práctico y útil para observar y descargar los datos necesarios.

5.1.1 Características técnicas del sistema monitor de energía

El funcionamiento del monitor de energía es sencillo, se debe instalar adecuadamente en el cuadro eléctrico de la instalación y mediante conexión Wi-Fi registra y envía instantáneamente los valores de potencia consumida.

Los datos quedan registrados en la plataforma web, donde pueden ser descargados con una resolución de un valor por minuto o pueden ser visualizados al momento con la aplicación móvil con una resolución de un dato cada 2 segundos aproximadamente.

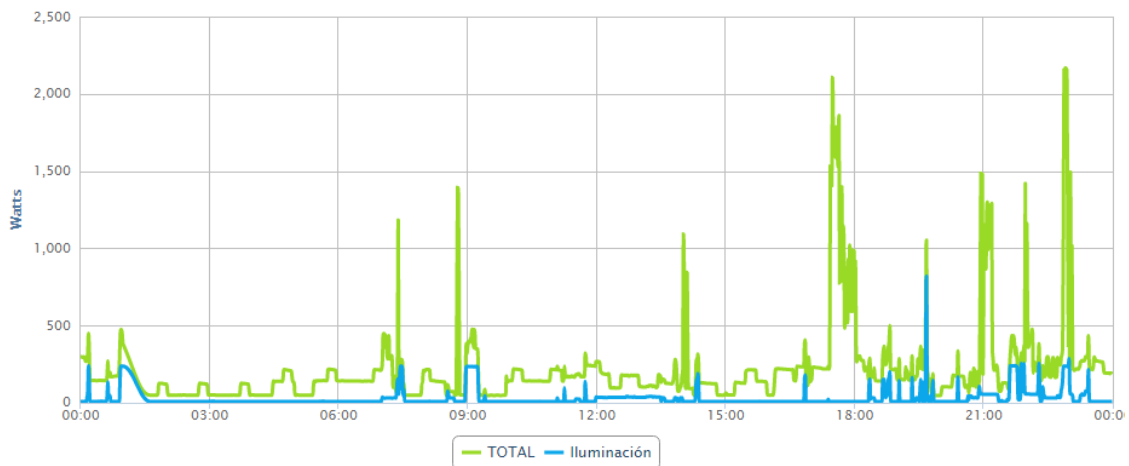


Figura 30. Aspecto de las huellas eléctricas captadas por el sistema monitor de energía en la aplicación web.

Para calcular la potencia consumida, el sistema mide la tensión y corriente en la instalación mediante dos sensores, uno de tensión y una pinza amperimétrica de color negro. Además, cuenta con una segunda pinza amperimétrica de color blanco para medir la corriente, y por lo tanto la potencia, de otra parte del cuadro eléctrico, como podría ser la línea de iluminación y así obtener la huella de la iluminación separada de la huella general. La pinza negra debe ir en el ICP general para así poder obtener la huella eléctrica global.



Figura 31. Aspecto real del monitor de energía y sus tres sensores. (MiRubees 2015)

El gran atractivo de este monitor respecto a sus homólogos es precisamente que su segunda pinza da una gran flexibilidad para medir las huellas deseadas. Además, él mismo contiene un algoritmo de desagregación de consumos mediante tecnología propia del fabricante que es capaz de determinar con una precisión del 80% en qué electrodomésticos se gasta más energía (MiRubees 2015). Para aumentar esta precisión manda a través de la aplicación móvil preguntas automáticas del estilo "¿Pusiste el día 08-02-2015 (domingo) el lavaplatos entre las 22h y las 24h?". De este modo el usuario puede entrenar al dispositivo para que conozca mejor sus hábitos de consumo.

La aplicación móvil es muy completa y permite al usuario tener conocimiento de muchos otros aspectos complementarios a la potencia instantánea:

- Importancia del consumo de cada carga respecto al total.
- Picos de potencia máxima.
- Introducción de las características de la instalación (superficie habitable, electrodomésticos disponibles, ubicación y potencia contratada).
- Repartición del consumo entre horas pico y horas valle y hábitos de consumo.
- Coste asociado al consumo de energía.
- Propuestas de mejora en el contrato con la comercializadora (Discriminación horaria o reducción de la potencia contratada).

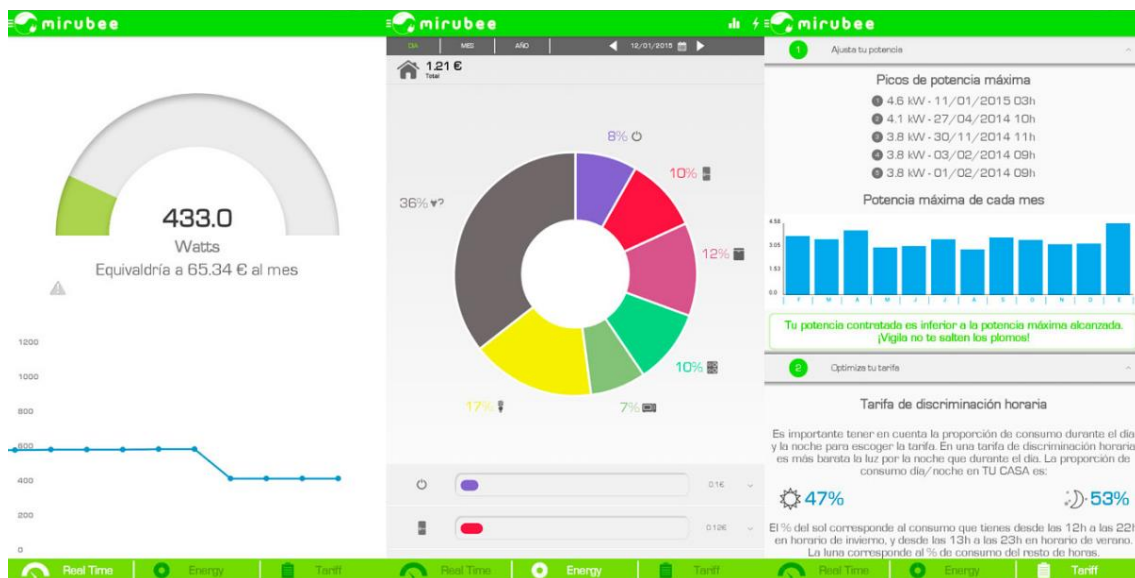


Figura 32. Aspecto de las tres pestañas disponibles en la aplicación móvil del monitor de energía. (MiRubees 2015)

A continuación se muestran detalladamente las características técnicas (Tabla 12) y las dimensiones exactas (Figura 33 y Figura 34) del monitor de energía.

Tabla 12. Características técnicas del monitor de energía. (MiRubees 2015)

Ficha Técnica MiRubees	
Alimentación	Directa de la red, sin pilas
Tensión	100-240 V
Frecuencia	50/60 Hz
Consumo	Menor a 2 W (a 230 V)
Conectividad	WiFi 802.11 B/G
Corriente nominal pinzas	60 A
Peso caja sin pinzas	76 g
Parámetros de medición	Tensión, potencia activa y potencia reactiva (en la aplicación sólo se muestra la activa).
Memoria	Tiene un contador interno de energía acumulada. Si se desconecta de internet continúa midiendo el consumo total (pero no podrá desagregar el consumo).



Figura 33. Medidas exactas del monitor de energía. (MiRubees 2015)



Figura 34. Medidas exactas de las pinzas amperimétricas. (MiRubees 2015)

5.1.2 Instalación del monitor de energía a la micro-red doméstica

La instalación del dispositivo es sencilla y no requiere demasiado tiempo. Los pasos seguidos han sido los especificados en el manual de instalación del fabricante (MiRubees 2015).

1. Cortar la luz bajando el ICP.

2. Sacar la tapa del cuadro eléctrico destornillando los tornillos.
3. Colocación de la pinza negra (consumo general) a uno de los dos cables de alimentación generales.
4. Colocación de la pinza blanca (consumo desagregado) en el subcircuito pertinente, evitando ponerla en los puentes con otras protecciones.
5. Colocación de los cables de alimentación (medidor de tensión) en el mismo subcircuito de interés aflojando los tornillos pertinentes y volviéndolos a apretar una vez colocados los dos cables.
6. Conexión de los cables de los sensores al MiRubee.
7. Fijación del MiRubee a la pared fuera del cuadro, garantizando una buena cobertura Wi-Fi.
8. Volver a dar electricidad.



Figura 35. Instalación del monitor de energía en la micro-red. Instalación propia del autor.

Una vez realizada la instalación, el siguiente paso es sincronizar el dispositivo a la red Wi-Fi de casa para empezar a utilizarlo.

La sincronización del dispositivo se realiza de una manera muy automática mediante el asistente de instalación presente en la aplicación móvil. En cuanto el monitor recibe corriente del cuadro eléctrico empieza a emitir una señal Wi-Fi que detecta el móvil para reconocer el dispositivo.

Una vez detectado el dispositivo, hay que indicar la red Wi-Fi local con la que se desea que trabaje el monitor de energía. Esta red debe ser la del usuario y estar siempre operativa con una buena cobertura. Una vez realizado este paso el monitor ya empieza a enviar datos y se puede

empezar a trabajar con él. No obstante, cuenta con un botón de reinicio en caso de haber algún fallo en el proceso de instalación.

5.2 Desagregación de consumos

Una vez instalado el sistema monitor de energía se ha obtenido la curva de demanda de la micro-red doméstica. Gracias a las características del sistema monitor de energía, se ha aprovechado para obtener el perfil de consumo desagregado según cargas gestionables y cargas no gestionables.

En primer lugar, se ha obtenido la huella eléctrica del global de todas las cargas no gestionables. Una vez analizada esta primera huella eléctrica no gestionable, se han realizado varios ensayos para conocer con detalle la huella eléctrica de cada carga gestionable y poder realizar así un profundo estudio de gestión de cargas desplazables.

5.2.1 Huella eléctrica de las cargas no gestionables

La primera huella eléctrica obtenida con el monitor corresponde al consumo semanal no gestionable de la micro-red. Es decir, se monitorizó el global del consumo de la micro-red pero sin poner en marcha ninguna de las tres cargas gestionables. De este modo se obtuvo con exactitud el perfil modelo del conjunto de todas las cargas no gestionables, correspondiente a la semana del 4 de Abril del 2016 al 10 de Abril de 2016, una época sin demasiado calor ni demasiado frío, ya en horario estival con aproximadamente un hora más de Sol que de noche ya que es poco después del equinoccio de primavera (20 de Marzo).

El consumo eléctrico de las micro-redes domésticas varía mucho a lo largo del año en caso de tener sistemas de climatización eléctricos como aires acondicionados, bombas de calor o estufas eléctricas. Como no es el caso, la variación de consumo a lo largo del año sólo se deberá a la mayor utilización de la luminaria en períodos con menos de Sol, lo que no significa una variación demasiado notable. Por lo tanto, se puede calificar el perfil obtenido como una semana promedio del año.

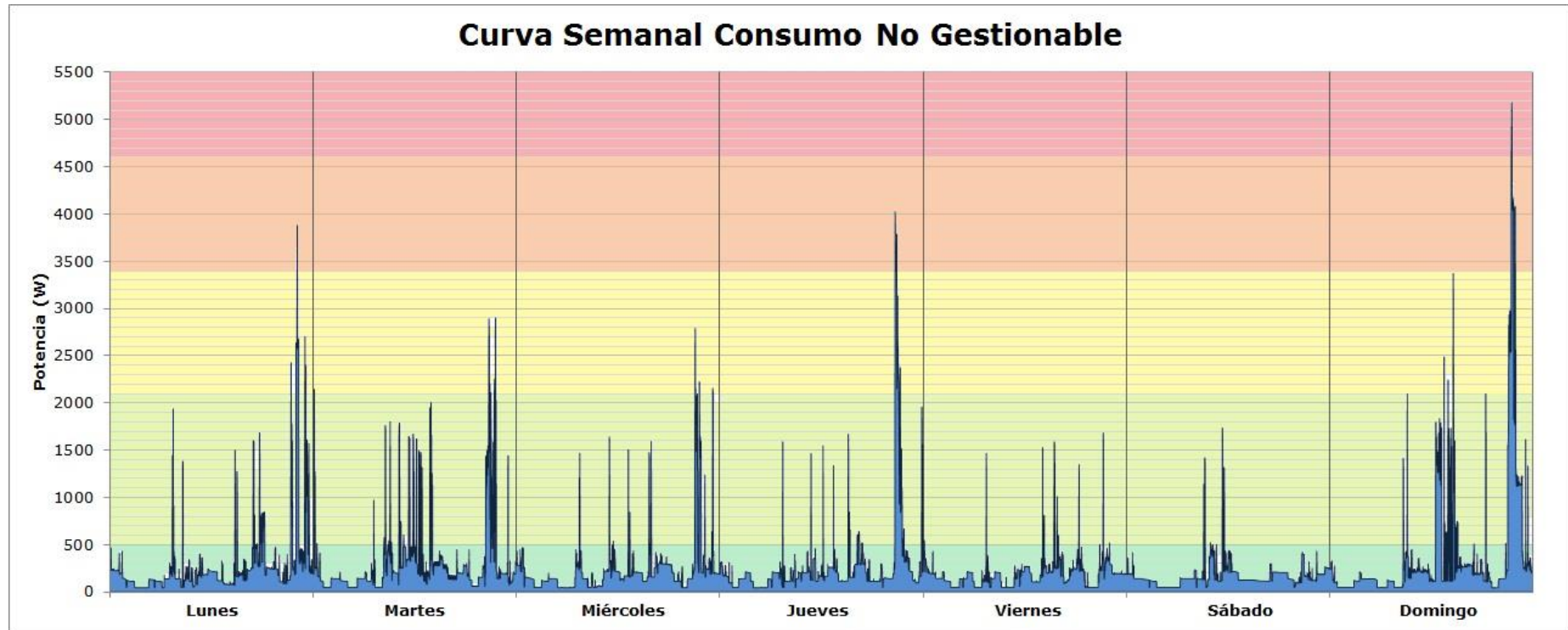


Figura 36. Curva semanal de consumo no gestionable.

Analizando el resultado obtenido tras la monitorización semanal se extraen varias observaciones significativas:

- Las horas de la cena son las que suponen unos picos de potencia mayores.
- Durante la mañana y el mediodía también se dan picos de potencia significativos, pero no tan elevados.
- El perfil de consumo de lunes a jueves es muy similar, sin embargo el viernes y el sábado disminuye, siendo el domingo el día de mayor consumo de toda la semana.
- En el global de la semana, el 57,65% del consumo se ha dado en horas pico y el 42,35% en horas valle, con lo que se ratifica que la discriminación horaria es adecuada para esta micro-red, ya que deja de ser beneficiosa a partir de un 75% del consumo global en el período pico.
- El consumo semanal de las cargas no gestionables es de 44,33 kWh, lo que supone un consumo de 380 kWh cada dos meses.

El gráfico cuenta con franjas de colores que simbolizan las zonas de trabajo según la potencia contratada requerida a 230 V.

Tabla 13. Distribución zonas de trabajo según potencia máxima admisible.

Color de la zona	Potencia Máxima Admisible	Frecuencia de uso
Zona Verde Oscuro	Consumo sin picos – 0,5 W	Siempre
Zona Verde Claro	2,3 kW	Unas 8-10 veces al día
Zona Amarilla	3,45 kW	1-2 veces al día
Zona Naranja	4,6 kW	3 veces a la semana
Zona Roja	5,5 kW	1 vez a la semana

5.2.2 Curva monótona de carga

El análisis de los picos de potencia es un tema relevante para la gestión de la micro-red. Se ha creado una curva monótona de carga a partir de la frecuencia de cada valor de potencia del perfil de consumo de las cargas no gestionables, utilizando los mismos colores representativos para designar los tramos de trabajo según potencia necesaria.

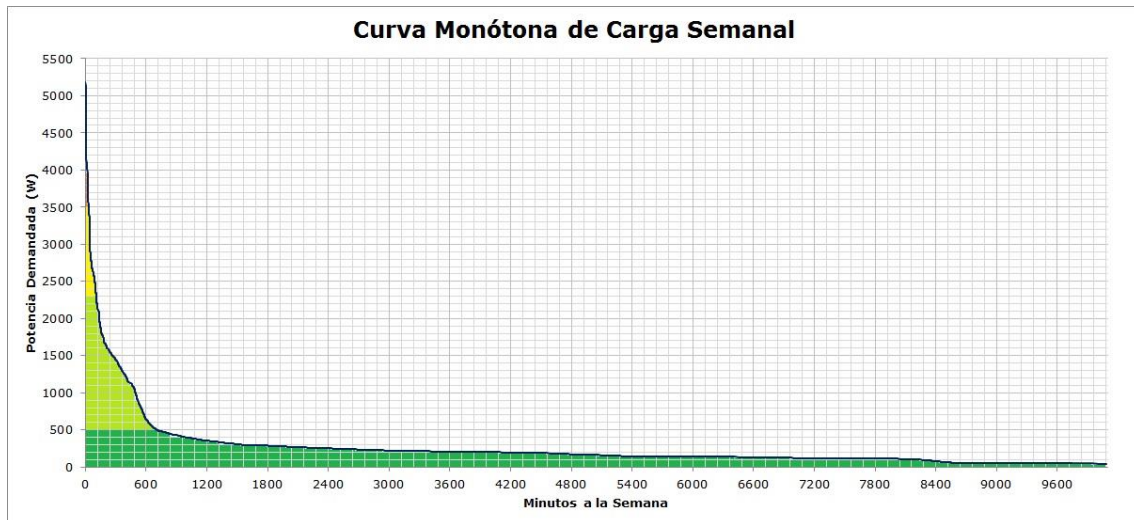


Figura 37. Curva monótona de carga semanal de las 168 h totales.

La curva monótona de carga obtenida es bastante distinta que la que muestra el sistema eléctrico español (Figura 19). Se puede observar que la variación de carga es muy elevada, ya que se trabaja muy poco tiempo a valores altos de carga pero que son muy superiores al valor base con el que se trabaja la mayor parte del tiempo.

De los 10080 minutos (168 h) que consta una semana, tan sólo 720 minutos (12 h) superan el valor de 500 W de carga, lo que supone un 7,14% del tiempo. Sin embargo, estas 12h son las que hay que analizar para determinar la potencia a contratar óptima para la micro-red.

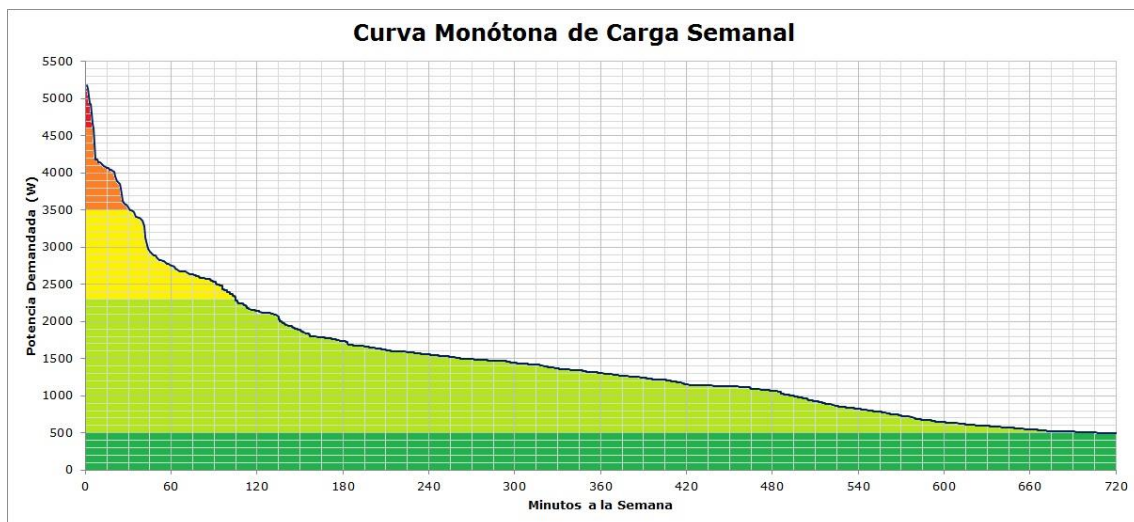


Figura 38. Curva monótona de carga durante las 12 h críticas.

Se ha hecho un zoom de la curva monótona de carga anterior para poder observar con más detalle la frecuencia de carga en las 12 horas más críticas. Salta a la vista que la mayor parte del tiempo de esas 10 horas se podría cubrir con una potencia contratada de 2,3 kW, lo que implicaría la obtención del bono social y una reducción muy importante del precio de la factura eléctrica. Sin embargo, hay unos 120 minutos a la semana que superan el valor de 2,3 kW de potencia. Estas 2 horas suponen tan sólo el

1,19% del tiempo total y evitan la posibilidad de la obtención del bono social.

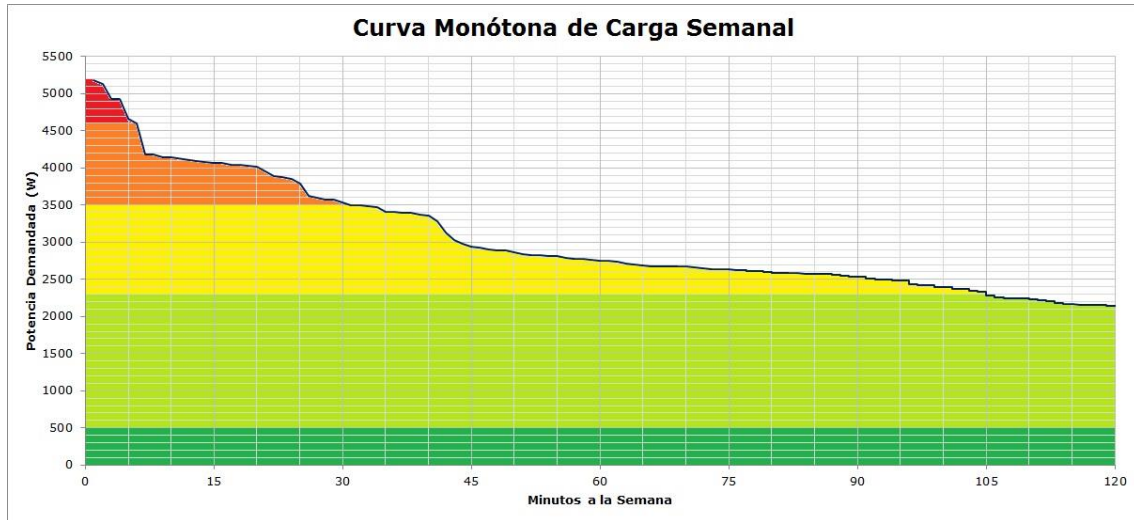


Figura 39. Curva monótona de carga durante las 2 h más críticas.

Repitiendo la metodología anteriormente utilizada, se ha hecho un zoom para analizar los 120 minutos de la semana que superan el valor de 2,3 kW de potencia. Según los valores de potencia a contratar, tan sólo durante 35 minutos a la semana se supera el valor de 3,45 kW y únicamente 5 minutos a la semana se supera el siguiente valor de 4,6 kW. En ningún momento de la semana se ha sobrepasado el valor de potencia contratado actual, los 5,5 kW, siendo el pico máximo de potencia de 5,184 kW.

5.2.3 Propuesta de ajuste de potencia

El coste económico del término de potencia contratada en España es elevado, tanto en el mercado regulado como libre. Actualmente es de 42,0434€ por kW contratado al año si no se tiene el Bono Social, a lo que hay que añadir el 5,1127% de impuesto de luz y el posterior 21% de IVA, por lo que ajustar el término de potencia contratada supone un ahorro muy significativo.

Tabla 14. Coste término fijo según potencia contratada. Elaboración propia.

Potencia Contratada	Coste kWp/año	Coste Término Potencia	Coste con Impuestos (27,2%)	Ahorro Anual
2,3 kW	31,5326 € (25% dto. por Bono Social)	72,52 €	92,24 €	215,23 €
3,45 kW	42,0434 €	145,05 €	184,48 €	122,99 €
4,6 kW	42,0434 €	193,40 €	245,98 €	61,49 €
5,5 kW	42,0434 €	241,75 €	307,47 €	0,00 €

Después del análisis frecuencial de carga proporcionado por la curva monótona y del cálculo del ahorro que se puede conseguir, es interesante

tratar los pequeños intervalos de carga elevada para poder ajustar el valor de potencia contratada.

Para ajustar la potencia a 4,6 kW sólo hay que analizar el único pico que superó ese valor, domingo a la noche durante un corto instante de tiempo.

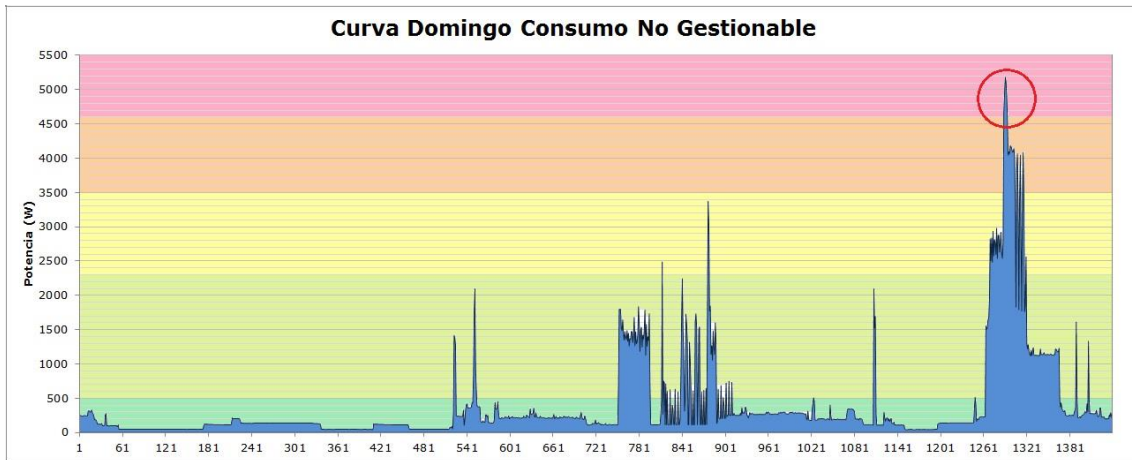


Figura 40. Curva de consumo no gestionable del domingo.

Se procede a la resolución al detalle de dicho pico de potencia y se determina que tan sólo duró 5 minutos.

Partiendo de las premisas del ahorro que supone bajar algún tramo la potencia contratada y sabiendo que en monofásico no hay penalizaciones económicas por parte de la comercializadora en caso de superar la potencia contratada, se propone rebajar el término a 4,6 kW.



Figura 41. Zoom del pico de potencia crítica del domingo.

El sobre pico de potencia analizado supera el valor de 4,6 kW durante 5 minutos, 300 segundos, con un valor máximo de 5,15 kW y un promedio de 4,97 kW, lo que supone aproximadamente superar 1,1 veces el valor máximo de 4,6 kW.

Es importante analizar la curva de disparo de los ICP para afirmar que a pesar de este pico de potencia, la luz no habría saltado.

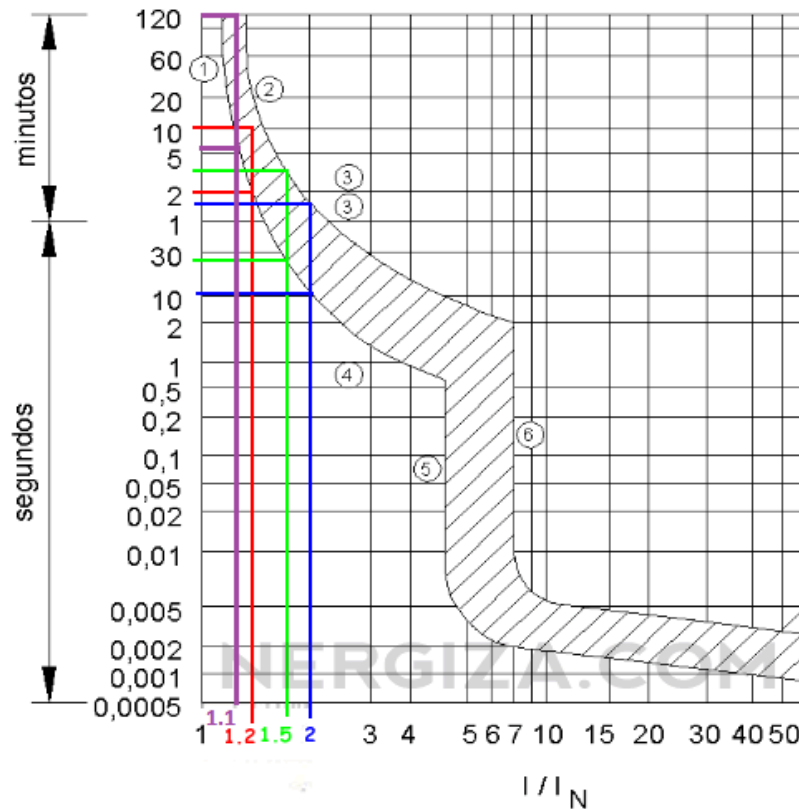


Figura 42. Curva de disparo de un ICP. (Pérez 2015)

Las líneas de color morado muestran que superando el valor de potencia máximo por un coeficiente de 1,1, el ICP saltaría como muy rápido a los 6-7 minutos, pudiendo no llegar a saltar nunca, ya que los ICP tienen una zona de incertidumbre que depende de aspectos como la temperatura del cuadro eléctrico.

En caso de que se rebajase la potencia contratada a 3,45 kW, el coeficiente de superación en este caso sería de casi 1,5 durante 5 minutos. La línea verde muestra que el ICP saltaría en unos 30 segundos o en unos 3-4 minutos, por lo que en este caso sí que habría un corte de luz y habría que desconectar alguna carga antes de volver a subir el ICP. Sin embargo, con 3,45 kW no habría problema con uno de los otros picos semanales que superan este valor, ya que el del lunes supone un coeficiente de 1,1 durante un minuto. Sin embargo, el otro pico del jueves supone el mismo coeficiente pero durante 12 minutos, con lo que podría saltar el ICP.

Así pues, para garantizar el máximo confort en la operativa de la micro-red y al mismo tiempo ahorrar 61,49 € anuales, se propone como nueva potencia a contratar el valor de 4,6 kW, ya que se ha comprobado que es muy extraño que se supere ese valor y en caso de que se haga, es durante

períodos de tiempo lo suficientemente cortos como para que no salte el ICP. Para poder contratar 3,45 kW habría que ser cuidadoso con la simultaneidad de equipos, sufriendo ciertas restricciones a la hora de cocinar varios alimentos a la vez con el horno y la vitrocerámica.

Con el cambio de contadores la función de corte de suministro en caso de superación del valor máximo de potencia contratada durante un período de tiempo determinado es función del propio contador digital, no del ICP. Así pues, en caso de que la micro-red contase con un contador digital el análisis hecho anteriormente no sería válido.

Sin embargo, cabe destacar que los nuevos contadores están programados para saltar de un modo similar al de los ICP, es decir dando un cierto margen dependiendo de la importancia del sobrepico, no saltando justo en el instante en que se supera por un poco el valor máximo.

Un proyecto interesante sería analizar la curva de disparo de los nuevos contadores digitales, desconocida por los usuarios porque se trata de un software. La manera de conocerla sería probando la reacción de estos contadores a los picos de potencia, testeándolos con diferentes valores de potencia durante períodos de tiempo más o menos largos. No obstante, este proyecto no abarca dicho ensayo.

El blog de energía Nergiza ha publicado un testeo parecido al explicado (Pérez 2015), obteniendo el resultado mostrado en la Figura 43.

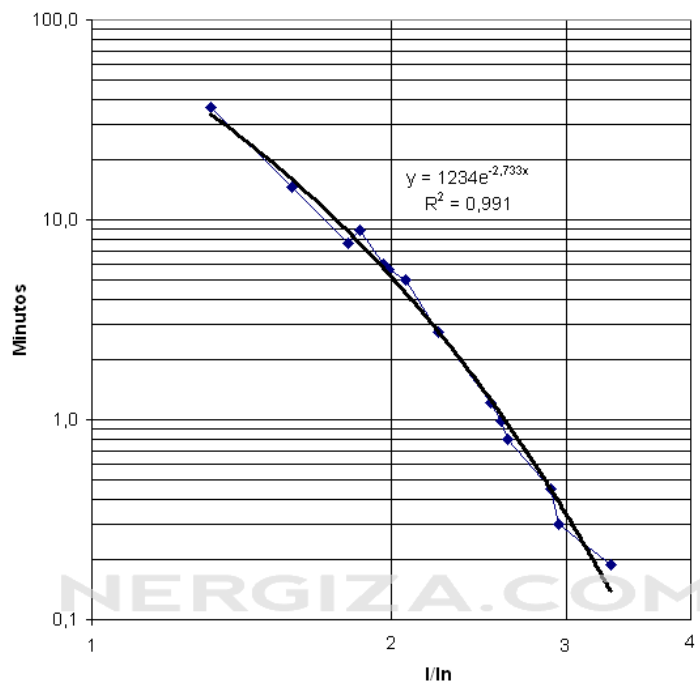


Figura 43. Resultado del testeo de un contador digital. (Pérez 2015)

Superponiendo la gráfica obtenida para el contador digital con la del ICP anteriormente mostrada se puede observar que el contador no sólo se adapta a los márgenes de disparo del ICP, sino que ofrece incluso algo más de margen para cortar el suministro.

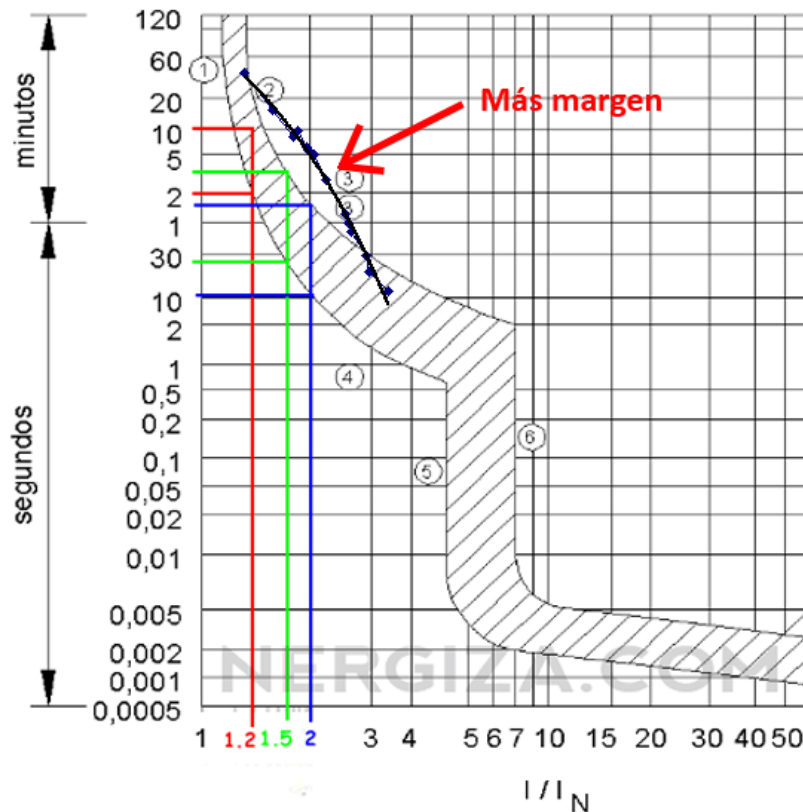


Figura 44. Comparativa de la curva de disparo teórica de un ICP con la curva de disparo experimental de un contador digital. (Pérez 2015)

Así pues, el ajuste de potencia sería igualmente válido con 4,6 kW contratados para un contador digital, incluso habría más margen de trabajo. No obstante, hay que tener presente que este margen podría verse alterado en caso de que las comercializadoras decidiesen hacer más estrictos los parámetros de corte del software de los contadores.

5.2.4 Huellas eléctricas de las cargas gestionables

Una vez conocido y analizado el perfil de consumo semanal de las cargas no gestionables, es momento de obtener la huella eléctrica de las cargas desplazables, consumo de las cuáles se debe sumar posteriormente al consumo no gestionable.

Para obtener la huella de eléctrica de cada carga se ha utilizado la pinza blanca del monitor de energía conectándola en el PIA de la línea eléctrica adecuada. Como algunas de las líneas suministran energía a varios aparatos, no sólo la carga en cuestión, se desenchufaron estos aparatos mientras se realizaron los ensayos para garantizar una mayor precisión de medida.

- **Huella eléctrica de la lavadora:** La lavadora es un electrodoméstico que dispara su consumo cuánto más caliente es el agua que utiliza el programa seleccionado. Los ensayos se han realizado para un programa de lavado de algodón a 30°. El modelo de lavadora utilizado es una Edesa 710 de 1000 rpm, 7 kg de ropa y eficiencia A+. Las huellas obtenidas se muestran en el Figura 45.

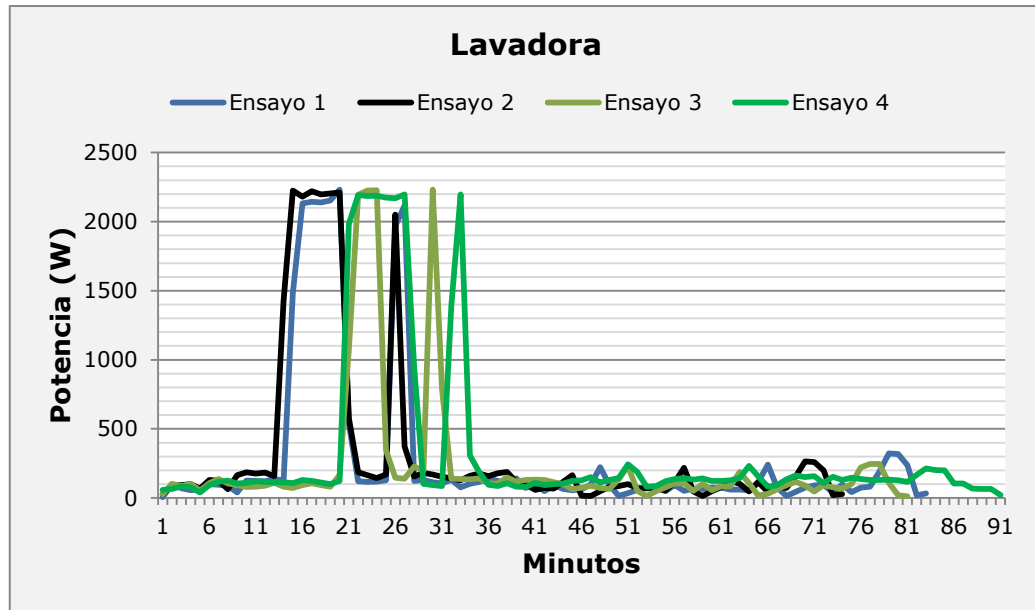


Figura 45. Ensayos realizados para la lavadora.

Se observa que la lavadora es un electrodoméstico con un consumo base bajo de unos 150 W – 200 W que se mantiene durante todo el ciclo de lavado. Sin embargo, unos 15 minutos después de su puesta en marcha calienta el agua con dos picos de potencia importantes de unos 2200 W. El primero de estos picos se mantiene entre 4 y 7 minutos, dependiendo de la temperatura del agua entrante. El segundo pico es más breve, tan sólo dura 1 o 2 minutos.

En la Tabla 15 se muestran con detalle los parámetros más relevantes de cada uno de los ensayos.

Tabla 15. Resultados de los ensayos de la lavadora.

	Duración	Potencia Máxima	Energía Consumida
Ensayo 1	83 min	2231 W	401,2 Wh
Ensayo 2	74 min	2224 W	417,1 Wh
Ensayo 3	81 min	2231 W	312,6 Wh
Ensayo 4	91 min	2197 W	492,7 Wh

La energía consumida por ciclo no es excesivamente elevada, menos de medio kWh, por lo que el gasto energético asociado a este electrodoméstico no es crítico, aunque depende del uso que se le dé.

La lavadora varía bastante su consumo en función de condicionantes externos como son la temperatura del agua proveniente de las cañerías, la cantidad de ropa que tenga y muy especialmente el programa de lavado, especialmente la temperatura a la que se quiere lavar.

El mayor reto que presenta la lavadora a la hora de evaluar su gestión son los dos picos de potencia que aparecen para calentar el agua, ya que exigen más de 2 kW de potencia instantánea que hay

que poder cubrir y que se dan al cabo de unos minutos de ponerla en marcha.

- **Huella eléctrica de la secadora:** Se ha hecho el mismo procedimiento con una secadora Edesa 4SE-3 de 3 kg de ropa y eficiencia energética clase D. Las secadoras son conocidas por su elevado consumo energético, así que es importante analizarla. Este modelo además se caracteriza por su baja eficiencia energética.

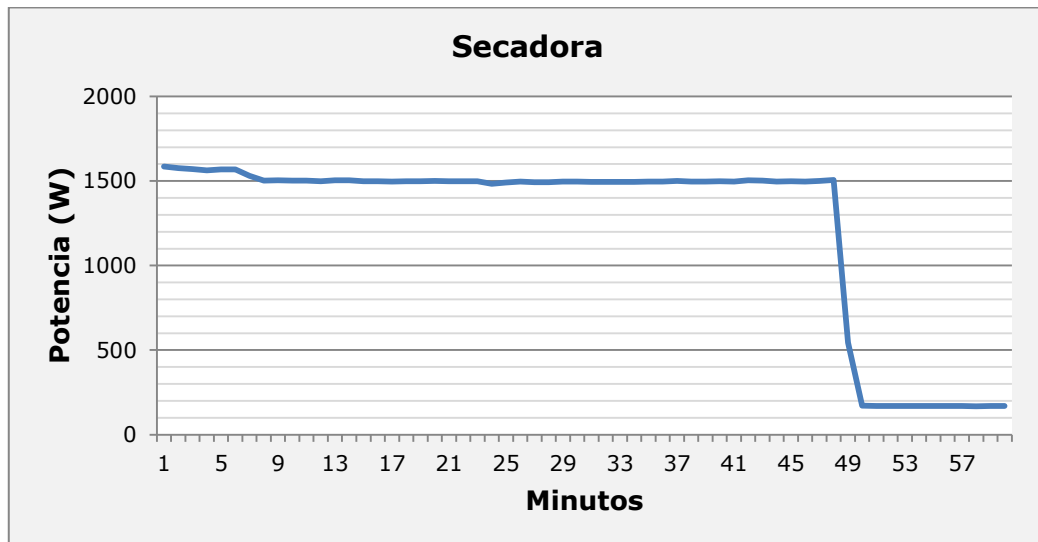


Figura 46. Ensayo realizado para la secadora.

El perfil de consumo eléctrico de una secadora es mucho más constante que el de la lavadora. Desde el inicio trabaja a una potencia muy elevada de forma constante durante 50 minutos. Aunque esta potencia máxima es menor que la de la lavadora, su largo uso hace que el consumo se dispare. Esta elevada potencia es la utilizada para calentar aire y secar. Una vez se termina el procedimiento, la lavadora se mantiene unos 10 minutos a una potencia poco menor a 200 W hasta que termina todo el ciclo.

Tabla 16. Resultados del ensayo de la secadora.

	Duración	Potencia Máxima	Energía Consumida
Ensayo 1	60 min	1585 W	1246,5 Wh

Si bien la potencia máxima necesaria es menos crítica que en el caso de la lavadora, esta potencia se debe de garantizar durante un período de tiempo notable. Además, la conclusión más relevante que se obtiene es el elevado consumo de la secadora, ya que se necesita el triple de energía para secar 3 kg de ropa que para lavar 7 kg.

Nuevamente, factores ambientales como la temperatura y humedad del aire, o la cantidad de ropa introducida, afectan al consumo del electrodoméstico.

- **Huella eléctrica del lavavajillas:** La última carga gestionable medida es el lavavajillas, conocido también por su elevado consumo. El modelo en cuestión es un Fagor Innova 1VF-04SX.

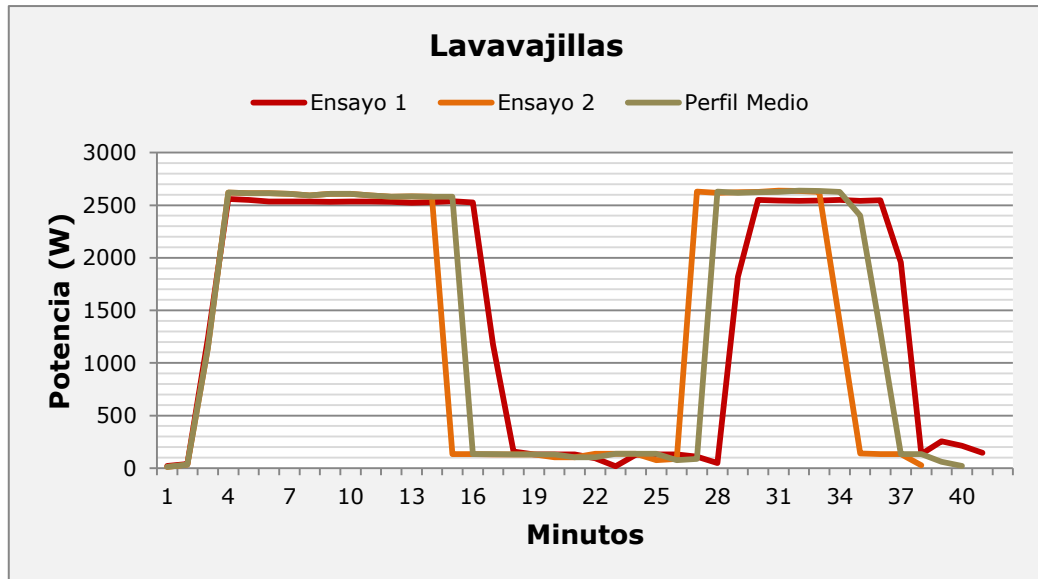


Figura 47. Ensayos realizados para el lavavajillas.

El modo de trabajar del lavavajillas consiste en dos etapas de calentamiento que requieren una potencia muy elevada, más de 2,5 kW, durante unos 15 y 10 minutos respectivamente. El resto del tiempo el consumo es bajo, de unos 150 W.

La gestión del lavavajillas se debe afrontar de un modo parecido a la secadora, como una potencia muy elevada constante, pero en este caso con un intervalo temporal más corto, alrededor de 30-40 minutos, y una potencia todavía más exigente.

Del mismo modo que los otros dos electrodomésticos, los condicionantes externos como la temperatura y la cantidad de vajilla introducida condicionan el consumo.

Tabla 17. Resultados de los ensayos del lavavajillas.

	Duración	Potencia Máxima	Energía Consumida
Ensayo 1	41 min	2560 W	982,9 Wh
Ensayo 2	38 min	2638 W	857,3 Wh
Ensayo Promedio	40 min	2638 W	937,5 Wh

En cuanto a consumo, no es nada despreciable, ya que supone el doble que la lavadora pero no alcanza el valor de la secadora.

5.2.5 Detección de consumos extraordinarios

A pesar de que no sea una carga gestionable, también se ha monitorizado el consumo de una de las dos neveras para conocer su huella eléctrica. Dicha

nevera se encuentra en una caseta de aluminio translúcida en la terraza, por lo que está más expuesta a los factores medio ambientales.

El día 5 de Abril, que fue un día nublado, se registraron los perfiles mostrados en la Figura 48, donde el gráfico azul muestra la huella eléctrica de la nevera, gracias a la pinza blanca auxiliar del monitor.

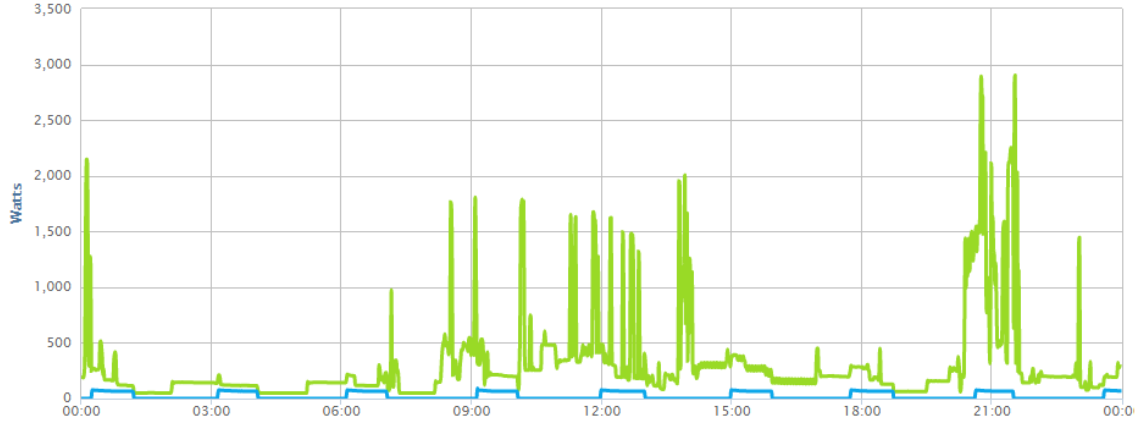


Figura 48. Huella eléctrica de la nevera el 5 de Abril.

La nevera monitorizada apenas se abre para utilizar lo que contiene, salvo días especiales. Su función es la de almacenar alimentos en frío, pero como no se abre su puerta en todo el día no hay pérdidas de frío inesperadas.

Partiendo de la base de que no se abre la puerta en todo el día, la huella eléctrica de la nevera es la esperada, ya que trabaja durante 1 hora a 61 W para enfriar el interior y se mantiene parada durante 2 horas hasta que la temperatura sube hasta el valor límite y el compresor se tiene que volver a poner en marcha.

No obstante, se observó que los posteriores días 6 y 7 de Abril, que fueron muy soleados, se obtuvo el perfil de consumo mostrado en la Figura 49 y en la Figura 50 respectivamente.

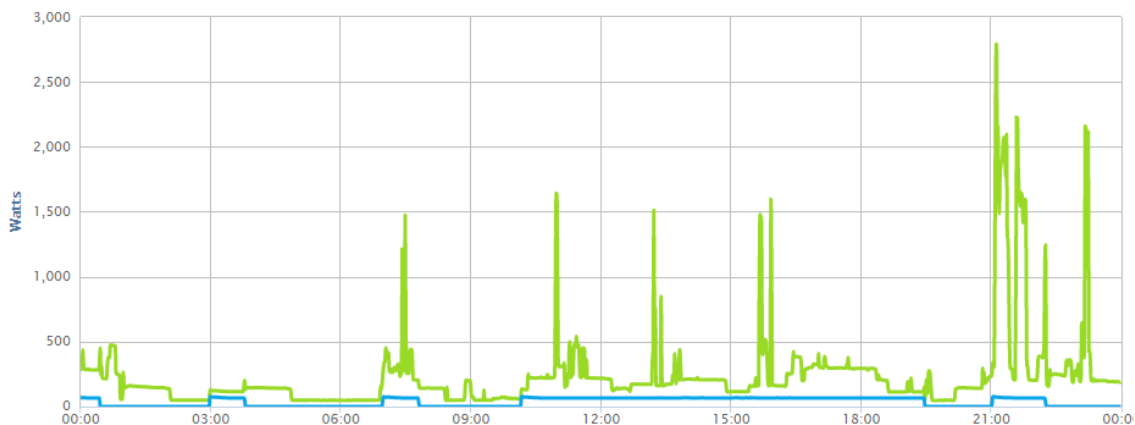


Figura 49. Huella eléctrica de la nevera el 6 de Abril.

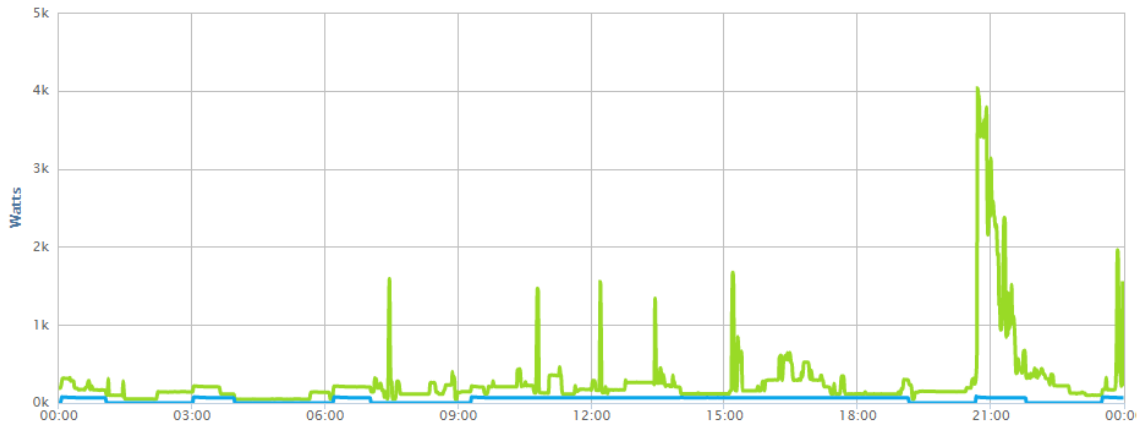


Figura 50. Huella eléctrica de la nevera el 7 de Abril.

Durante estos dos días, el compresor de la nevera no dejó de trabajar durante las horas de mayor radiación solar, desde las 10:00h hasta las 19:30h aproximadamente. Esto es debido a que la radiación solar calienta en los días soleados el habitáculo donde se encuentra la nevera hasta tal punto que ésta tiene que estar siempre funcionando para intentar obtener la temperatura deseada en su interior.

5	6	7
Temp. real 16° Mín. 13°	Temp. real 20° Mín. 12°	Temp. real 18° Mín. 12°
Media histórica 17° Mín. 10°	Media histórica 18° Mín. 10°	Media histórica 18° Mín. 10°

Figura 51. Temperaturas de los días 5, 6 y 7 de Abril. (AccuWeather 2016)

Este es un claro caso de pérdidas inútiles de energía que se pueden detectar gracias a la monitorización de consumos. Supone un malgasto de energía y un coste económico al cabo del año de más de 25€.

CAPÍTULO 6:

ESTUDIO DE GESTIÓN

DE LA MICRO-RED

Una vez definidas las características y elementos de la micro-red eléctrica doméstica y conocido su perfil de consumo semanal, se procede al estudio de gestión para cumplir con los objetivos del proyecto.

6.1 Definición del escenario

Para determinar cuáles son las condiciones de operación más beneficiosas de la micro-red, se debe fijar un escenario base sobre el que se apliquen las diferentes opciones y poder encontrar la configuración óptima.

El escenario de estudio es de carácter semanal y da conclusiones del global del año. Para ello, se debe ejecutar cuatro veces, una en cada una de las estaciones del año. Así pues, se trata de analizar en cuatro semanas del año, cada una en una estación diferente, la operación de la micro-red doméstica según diferentes condiciones de contorno como son el tamaño de la instalación fotovoltaica, la gestión de las cargas desplazables y el contrato con la comercializadora que suministra la energía de red. Las cuatro semanas del escenario son las mismas que las utilizadas para el análisis del mercado eléctrico.

6.1.1 Datos de generación fotovoltaica

La dimensión de la instalación fotovoltaica más idónea de la micro-red es uno de los parámetros a averiguar mediante las simulaciones a realizar. Para realizar las simulaciones se han utilizado datos reales de generación de

una pequeña instalación de autoconsumo de 1,53 kWp situada en Tàrrega. Las características de la instalación son las mostradas en la Tabla 18.

Tabla 18. Características de la instalación de autoconsumo.

Características Instalación Autoconsumo	
Potencia Pico	1530 Wp
Número de Paneles	6
Número de Inversores	6
Potencia Panel	255 Wp
Ubicación	Tàrrega, 41°39'19.8"N 1°08'17.6"E
Orientación	0° respecto al Sur
Inclinación	15° Fijos
Presencia de sombras	Ninguna

Los datos de la planta se han tomado en www.pvoutput.org (AE018-EM 1,530 kW 2015-2016), una web que recopila datos de instalaciones fotovoltaicas de alrededor del mundo. Los datos ofrecidos son de libre acceso y ofrecen valores de potencia suministrada cada cinco minutos (cincominutales), una resolución lo suficientemente elevada para realizar un análisis exhaustivo de la micro-red y poder considerar la variabilidad de la generación fotovoltaica, ya que si se toman perfiles fotovoltaicos con resolución horaria el grado de detalle del análisis realizado disminuye considerablemente, tal y como se muestra en el período de las 18:00h a las 19:00h en la Figura 52, donde el perfil horario muestra una generación constante de unos 700 W cuando en realidad hay intervalos de tiempo de varios minutos donde la generación es nula y otros donde se superan los 1000 W generados.

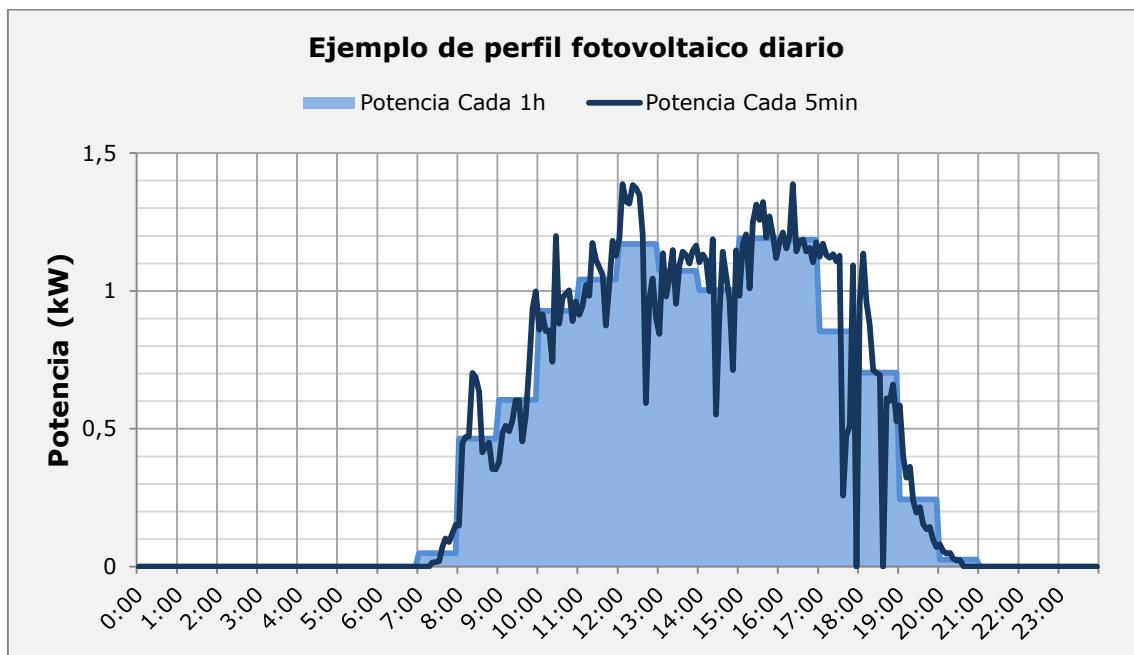


Figura 52. Diferencia entre perfil fotovoltaico horario y cincominutal.

A partir de la instalación de autoconsumo descrita se han obtenido los perfiles de generación cincominutales para cada día de las cuatro semanas del escenario.

Se quiere analizar el comportamiento de la micro-red con unas instalaciones de autoconsumo más pequeñas para desaprovechar el mínimo de energía solar. Se propone una instalación de 255 Wp y otra de 765 Wp, a pesar de que el número de paneles e inversores varía, el potencial de generación es proporcionalmente el mismo, por lo que se han dividido los valores de potencia entregada por el coeficiente respectivo en cada caso para obtener los dos nuevos perfiles de generación.

6.1.2 Perfil de consumo semanal

El perfil de consumo de la micro-red es el mismo para cada una de las cuatro semanas del escenario. El perfil global es el resultado de añadir a la huella eléctrica de las cargas no gestionables el de las cargas que sí lo son. Para esta agregación, se han fijado en el escenario de estudio los momentos en los que se pondría cada una de las tres cargas desplazables a lo largo de la semana.

Tabla 19. Instantes de utilización fijados para cada carga desplazable.

Carga	Inicio utilización
Lavadora	Martes a las 20:00h
Lavadora	Jueves a las 20:00h
Lavadora	Sábado a las 12:00h
Secadora	Martes a las 21:00h
Lavavajillas	Viernes a las 23:00h

El instante de inicio de utilización marca el momento en que el usuario deja la carga lista para empezar a funcionar. La gestión de cargas del EMS elige si encender la carga en ese preciso momento o ponerla en otro momento más óptimo.

6.1.3 Tarifas eléctricas a considerar

El escenario se debe ejecutar para cada una de las tarifas estudiadas en este proyecto y comprobar las deducciones extraídas anteriormente. Cada hora de la semana del escenario tiene su propio precio. Las tarifas analizadas son las de la Tabla 20.

Los valores del PVPC, tanto con discriminación horaria como no, son los valores reales a los que se facturó la energía en cada una de las horas de cada uno de los días de las semanas especificadas en el escenario.

Para los valores de mercado libre, se han tomado los precios de facturación trimestrales de la comercializadora verde con la que se hizo el análisis del mercado eléctrico, esta vez tomando los precios trimestrales correspondientes a cada una de las cuatro semanas del escenario.

Tabla 20. Tarifas a analizar en el escenario propuesto.

Tarifa	Características	Valores distintos totales
PVPC 2.0A	1 valor distinto para cada hora de cada día de cada semana.	$24h \cdot 7días \cdot 4semanas = 672$
PVPC 2.0DHA	1 valor distinto para cada hora de cada día de cada semana. Mayor variabilidad que 2.0A según período.	$24h \cdot 7días \cdot 4semanas = 672$
Mercado Libre 2.0A	1 valor fijo para cada día de la semana. Varía a cada estación.	4, uno distinto para cada estación.
Mercado Libre 2.0DHA	2 valores (pico y valle) para cada día de la semana. Varía a cada estación.	8, dos distintos para cada estación.

6.1.4 Variaciones posibles en la regulación del autoconsumo

A pesar de que actualmente la legislación española no ofrece la posibilidad del balance neto, es importante considerar el efecto de una posible regulación positiva respecto a esta técnica sobre los costes de operación y a la gestión de la micro-red doméstica. Así pues, en el apartado de costes del escenario se valoran dos costes alternativos referentes al consumo de energía con impuestos incluidos en el hipotético caso de dos propuestas de regulación de balance neto:

1. **Balance Neto Total:** En este caso, la energía vertida a la red tiene el mismo valor que la comprada. Las condiciones de balance son las siguientes:
 - a. El balance neto se aplica de forma mensual, teniendo que pagar más en los meses de invierno por menor generación fotovoltaica.
 - b. El balance neto nunca puede ser negativo, en caso de inyectar más energía a la red de la que se compra el usuario no recibe ingresos por parte de la comercializadora.
 - c. Los impuestos se aplican sólo a los kWh de más comprados, no a todos los importados.
 - d. Como la facturación de la energía es horaria, el precio al que se debe cobrar la energía balanceada de importación debe ser el precio medio ponderado de toda la energía comprada de red. De este modo, se sigue premiando que el usuario consuma más en las horas valle que en las pico, pero no se premia que el kWh solar tenga más valor por ser inyectado en horas de precio elevado (mediodía).

En la Tabla 21 se muestra un ejemplo de balance neto mensual para un mes de otoño con una instalación fotovoltaica de 1,53 kWp.

Tabla 21. Ejemplo de balance neto total.

Concepto Energía	kWh
Demanda Mensual	190
Generación FV Mensual	140
Energía FV Aprovechada (40%)	56
Energía FV Exportada a la Red	84
Energía Importada de la Red	134
Balance Neto	134-84=50

$$\text{Facturación Energía} = \text{Balance Neto (kWh)} \cdot \text{Precio(€/kWh)} \cdot 1,27(\text{€}) \quad (5)$$

2. **Balance Neto Ponderado:** Las premisas a seguir son las mismas que con el anterior caso, pero con la diferencia que tiene en cuenta los peajes de acceso. En todo kWh importado de la comercializadora un 35% del precio total corresponde al peaje de acceso y sólo un 65% al coste de generación. Como pequeño inyector de energía a la red, el autoconsumidor no recibe retribución por peaje de acceso. Así pues, el valor de un kWh inyectado solar equivale a 0,65 kWh importados de la red de distribución, por lo que los beneficios por balance neto son menores. El resultado del balance neto es el mostrado en la Tabla 22, tomando el mismo ejemplo de la Tabla 21.

Tabla 22. Ejemplo de balance neto ponderado.

Concepto Energía	kWh
Demanda Mensual	190
Generación FV	140
Energía FV Aprovechada (40%)	56
Energía FV Exportada a la Red	84
Valor Energía FV Exportada a la Red (65%)	54,6
Energía Importada de la Red	134
Balance Neto	134-54,6=79,4

6.2 Criterios de gestión establecidos

Partiendo de las características expuestas sobre la micro-red eléctrica doméstica y sus posibilidades, se proponen una serie de criterios de gestión energética para aprovechar al máximo la generación fotovoltaica y tratar de reducir al máximo los costes económicos asociados al suministro de energía.

Las premisas base que gobiernan la gestión de la micro-red son las siguientes:

1. La energía proveniente de la instalación de autoconsumo tiene siempre prioridad de uso sobre la energía procedente de la red de distribución.
2. Tal como marca la regulación actual, no se percibe remuneración por la energía fotovoltaica excedentaria, por lo que se pierde.
3. La energía proveniente de la red de distribución se factura con la tarifa PVPC 2.0DHA, ya que es la más económica y conveniente.
4. Las cargas gestionables están adaptadas para su desplazamiento en el tiempo.

A partir de estas premisas se procede al estudio de cuándo es mejor conectar las cargas desplazables. La Tabla 23 muestra las características principales de cada una de las tres cargas gestionables que se obtuvieron con el monitorizado del consumo desagregado.

Tabla 23. Características principales de las cargas gestionables.

Carga Gestionable	Duración	Potencia Máxima	Energía Consumida
Lavadora (x3)	83 min	2231 W	401,2 Wh
Secadora	60 min	1585 W	1246,5 Wh
Lavavajillas	40 min	2638 W	937,5 Wh
Total			3387,6 Wh

Los elevados picos de consumo de las tres cargas desplazables hacen imposible que toda su demanda eléctrica pueda ser cubierta con una instalación fotovoltaica de 1,53 kWp sin almacenamiento energético. De este modo, aunque se desplacen las cargas para que funcionen en períodos de alta generación fotovoltaica, algunos picos de potencia deben cubrirse con energía proveniente de la red de distribución. No obstante, se desea que esta energía extra necesaria para satisfacer el consumo de cada carga sea lo más barata posible.

Para que la energía extra se facture a un precio barato se debe consumir en el período valle, antes de las 12:00h en invierno y antes de las 13:00h en verano. Así pues, el momento óptimo para utilizar las cargas desplazables es desde que sale el Sol hasta el momento en que la facturación pasa a periodo pico. El resto de horas con generación fotovoltaica son también una buena opción, pero el coste de la energía importada se duplica. Finalmente, hay que considerar también la opción de que la generación fotovoltaica a lo largo de un día sea muy baja o que el consumo base sea muy elevado y la mayor parte del consumo de la carga en cuestión se tenga que importar de la red, en ese caso podría ser que saliese más barato utilizar la carga en la hora más barata del día (alrededor de las 4:00h de la madrugada) sin utilizar nada de energía fotovoltaica.

La determinación de la hora en que es mejor encender cada carga desplazable se ha hecho considerando el precio medio (PVPC 2.0DHA) de cada hora y su variación durante las semanas estudiadas. Según la cantidad de energía solar fotovoltaica disponible es más rentable encender cada

carga por la madrugada o durante una hora de Sol. La Tabla 24 muestra los valores de potencia fotovoltaica excedentaria media que debe haber durante el tiempo de funcionamiento de la carga para que sea más rentable poner la carga en el período en cuestión que de madrugada. Este cálculo se ha realizado considerando el precio medio del PVPC 2.0DHA a lo largo del año para cada hora.

Tabla 24. Potencia fotovoltaica necesaria para rentabilizar el desplazamiento de cargas.

Carga Gestionable	Mañana	Tarde
Lavadora	70 W	780 W
Secadora	250 W	880 W
Lavavajillas	400 W	1500 W

El período de mañana incluye desde que sale el Sol hasta las 12:00h en invierno y 13:00h en verano, y el período de tarde incluye desde las 12:00h en invierno y desde las 13:00h en verano hasta que se pone el Sol.

Tras los cálculos realizados, se ha concluido que es mucho más probable que sea más rentable desplazar las cargas a por la mañana que por la tarde, ya que se necesita menor generación fotovoltaica. No obstante, se debe intentar poner las cargas lo más cercano al zenit del Sol, ya que salvo presencia de nubes la generación es mayor.

Otro criterio importante a destacar es que las cargas desplazables se deben poner una detrás de la otra durante el día, nunca al mismo tiempo, ya que eso evitaría un mayor aprovechamiento de la generación fotovoltaica y resultaría en picos de potencia muy elevados.

Según los criterios explicados se definen 5 zonas de trabajo representadas por colores, explicados en la Tabla 25.

Tabla 25. Zonas de trabajo según períodos del día.

Color de la Zona	Nombre	Intervalo de Tiempo
Amarillo	Mañana	Desde que sale el Sol hasta las 12:00h en invierno y las 13:00h en verano.
Naranja	Tarde	Desde las 12:00h en invierno y desde las 13:00h en verano hasta que se pone el Sol.
Rojo	Noche	Desde que se pone el Sol hasta las 22:00h en invierno y las 23:00h en verano.
Verde	Madrugada Óptima	De 4:00h a 6:00h de la madrugada en verano y de 3:00h a 5:00h de la madrugada en invierno.
Gris	Resto Madrugada	Desde las 22:00h en invierno y las 23:00h en verano hasta que sale el Sol, sin incluir las horas de precio óptimo.

La mañana es el lugar idóneo para desplazar las cargas. En su defecto, en caso de tener una mañana muy nublada o con un alto consumo base, si por la tarde el Sol brillase con fuerza sería otro buen momento para desplazar

las cargas. Durante el período llamado noche nunca se debe poner una carga desplazable, debido a su elevado precio, nula generación solar y el elevado consumo base que suele haber. En caso de tener que desplazar las cargas a la madrugada, se debe hacer en las horas de menor precio, las conocidas como horas de madrugada óptimas.

La Figura 53 representa los criterios de gestión establecidos, las zonas de trabajo y un desplazamiento posible de las cargas para el periodo estival, se ha hecho lo mismo con el periodo invernal en la Figura 54, con un perfil fotovoltaico más pequeño y con menos horas de Sol.

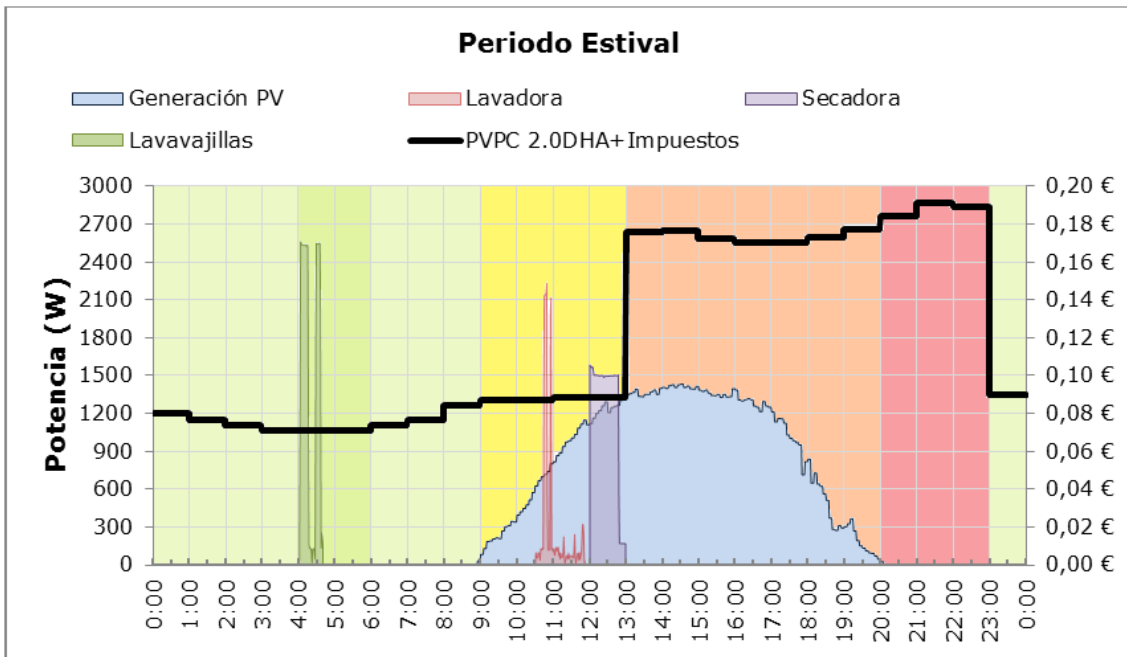


Figura 53. Gestión de cargas desplazables para el periodo estival.

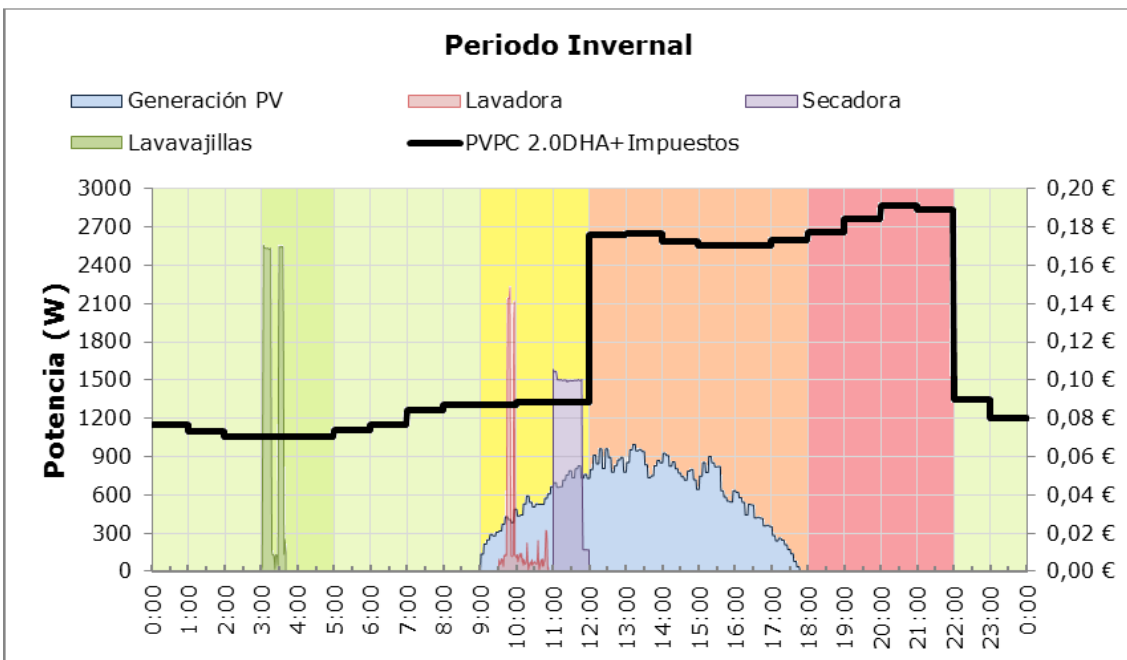


Figura 54. Gestión de cargas desplazables para el periodo invernal.

En las Figuras 53 y 54 se aprecia el impacto de cada una de las tres huellas eléctricas, y el alcance de cubrimiento de la demanda según la generación fotovoltaica. Partiendo de las premisas de que ninguna carga puede tardar más de 16 horas en ponerse en marcha desde que se solicita su uso y que se deben encender garantizando que no se supere la potencia máxima contratada, se definen los criterios finales de desplazamiento de cada una de las cargas, según el momento en que el usuario deja la carga preparada para su funcionamiento.

- **Lavadora:** Es la carga de menor consumo. Cuenta con un consumo base bajo y dos picos de potencia elevados de corta duración.
 - Si el usuario la prepara por la mañana: El EMS prueba de ponerla por la mañana, en caso de Sol insuficiente se prueba por la tarde. Si tampoco hay suficiente generación FV por la tarde se pone de madrugada en la hora más barata.
 - Si el usuario la prepara por la tarde: El EMS prueba de ponerla por la tarde, si no hay suficiente Sol se pone a la mañana siguiente haga el Sol que haga, ya que sólo se necesitan 70 W medios para garantizar la rentabilidad.
 - Si el usuario la prepara por la noche: Se pone por la mañana haga el Sol que haga, para priorizar la generación fotovoltaica por su carácter renovable en lugar de la importar energía de la red a un precio barato.
- **Secadora:** Es la carga con una potencia máxima menor, pero con el mayor consumo, por lo que la generación fotovoltaica es fundamental. Para evitar que se solape con la lavadora, se decide que en caso de estar las dos listas para funcionar por la mañana la secadora trabaje después de la lavadora para estar más cerca del zénit y aprovechar más la generación solar, siempre estando en el período valle de facturación. El criterio de desplazamiento según momento de preparación por parte del usuario es el mismo que con la lavadora, fomentando la utilización en el periodo matutino.
- **Lavavajillas:** El elevado consumo del lavavajillas pero sobretodo sus dos picos de potencia de más de 2,5 kW y duración de 25 minutos totales lo hacen la carga más difícil de gestionar. Tanto es así que nunca es positivo encender el lavavajillas en el período de por la tarde.
 - Si el usuario la prepara por la mañana: El EMS prueba de ponerla por la mañana, en caso de Sol insuficiente se pone por la madrugada.
 - Si el usuario la prepara por la tarde o por la noche: Se pone a la mañana siguiente haga el Sol que haga, garantizando que no haya superposición de cargas.

6.3 Implementación del programa con el software LabVIEW

El efecto de los criterios de gestión establecidos, las diferentes tarifas de facturación de la energía importada y la generación fotovoltaica sobre el perfil de consumo de la micro-red se evalúa mediante simulaciones realizadas en el programa que se ha diseñado mediante el software LabVIEW.

LabVIEW es un software de National Instruments que permite desarrollar programas con un lenguaje visual gráfico, donde la programación se lleva a cabo en el diagrama de bloques (*Block Diagram*) y los resultados de las simulaciones se visualizan en el panel frontal (*Front Panel*).

Se ha escogido este software debido a su modularidad y entorno visual. La gran riqueza de sus simulaciones no es solo su rapidez de ejecución, sino la posibilidad de ejecutar cada simulación paso a paso y observar lentamente la evolución instantánea de cada variable.

El programa implementado simula el escenario de la micro-red presentado con anterioridad. Se trata de una simulación semanal de la estación que se elija, por lo que para tener el resultado anual hay que ejecutar el programa cuatro veces, una para cada estación.

6.3.1 Estructura y disposición del programa

La resolución del programa es minutal, ya que es el valor de resolución con el que se monitorizaron los datos de consumo, resultando en un total de 10080 pasos por simulación. En cuanto a la generación fotovoltaica, los datos son cada cinco minutos, lo que implica un total de 2016 datos.

La operativa del programa consiste en calcular los costes asociados al suministro eléctrico de la micro-red para satisfacer el consumo considerando la generación fotovoltaica instantánea y la tarifa eléctrica asociada al instante de tiempo. Además, es el encargado de desplazar las cargas gestionables según los criterios expuestos en el apartado anterior.

Los cálculos energéticos se efectúan a cada minuto, pero hay algunos cálculos de aspecto económico que se obtienen para cada hora y otros resultados que se muestran una vez termina todo el proceso.

El programa se estructura mediante bucles FOR para diferenciar entre las operaciones minutales, horarias y diarias.

- **Bucle horario:** Como se trata de una simulación semanal, se ejecuta 168 veces, ya que se trata de 7 días de 24 horas.
- **Bucles minutales:** Se encuentran dentro del FOR horario, como la resolución de los datos de generación fotovoltaica es cada 5 minutos y la de los datos de consumo es minutal, para poder ejecutar adecuadamente los cálculos se requieren dos bucles:
 - **Bucle cincominutal:** Se ejecuta 12 veces dentro del bucle horario.

- **Bucle minutal:** Se ejecuta 5 veces dentro del bucle cincominutal, manteniendo constante el valor de generación fotovoltaica pero variando a cada minuto el valor de consumo.

De este modo, las 12 ejecuciones de 5 minutos cada una representan los 60 minutos de los que se compone una hora.

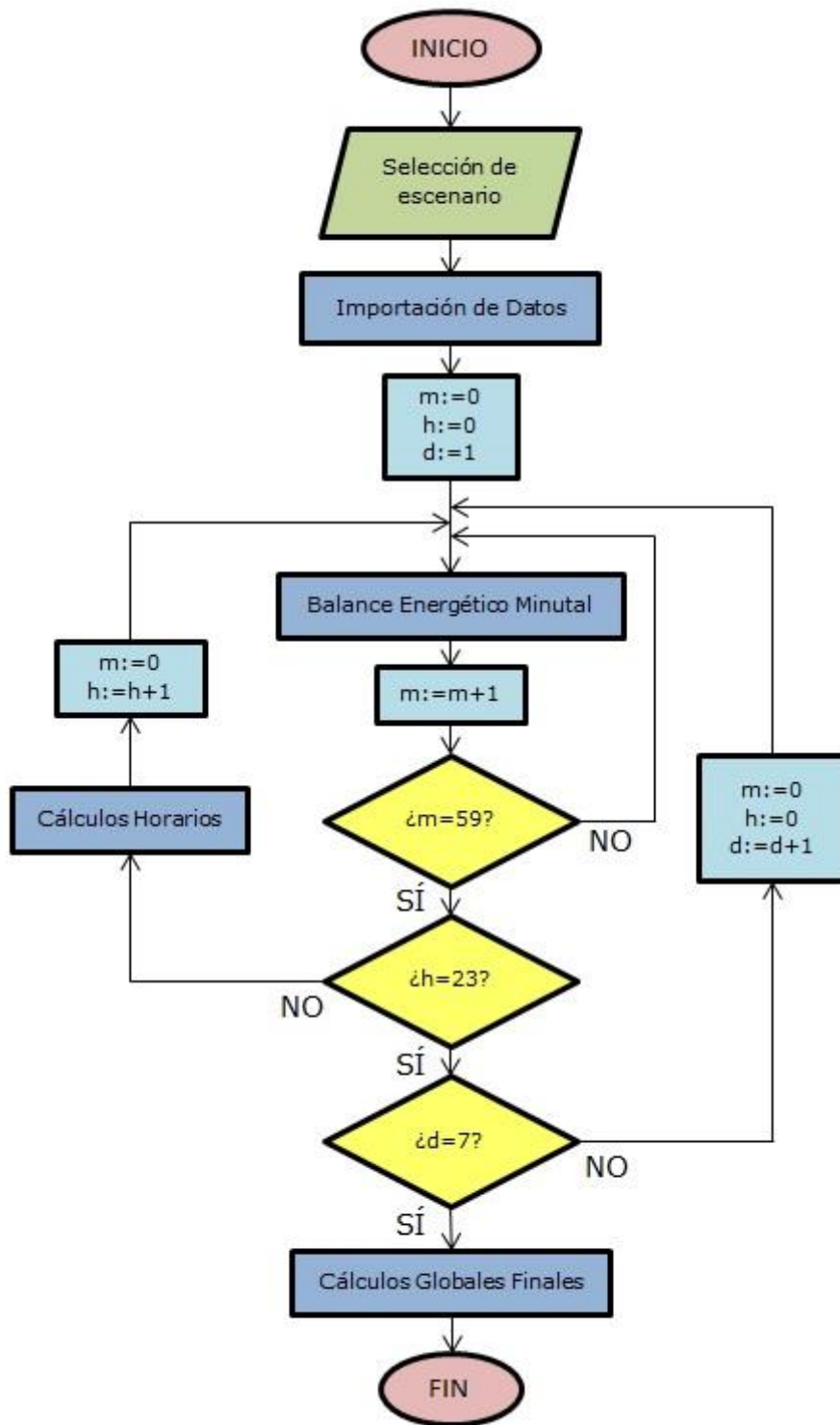


Figura 55. Diagrama de flujo del programa.

El programa se inicia en el día 1 a las 00:00h, cada vez que el valor de minutos llega a 59 se suma una unidad a las horas en la siguiente iteración y el valor minatural se reinicia a 0. Cuando se llega a las 23:59h se suma unidad al contador de días y tanto el contador minatural como el horario se ponen a 0. Las iteraciones se terminan el día 7 a las 23:59h. A continuación, el programa realiza los cálculos globales necesarios y llega a su fin.

La complejidad y tamaño del programa requieren de una estructuración ordenada en el diagrama de bloques de LabVIEW. La solución utilizada es la utilización de bloques SubVI que realizan ciertas tareas específicas y esclarecen el programa. La Figura 56 muestra el ejemplo de los sub-bloques encargados de importar las huellas eléctricas de cada carga gestionable e introducirlas en los bucles.

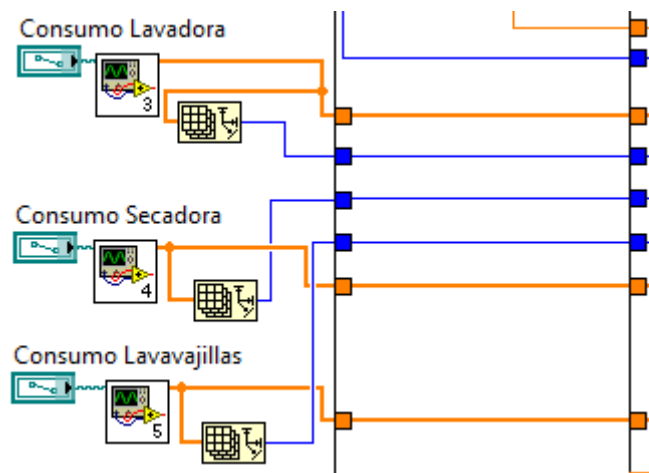


Figura 56. Utilización de bloques SubVI en el diagrama de bloques.

La Figura 57 muestra el aspecto de todo el diagrama de bloques, mientras que la Figura 58 muestra el aspecto del panel frontal del programa, el encargado de mostrar los resultados y variables más relevantes de las simulaciones.

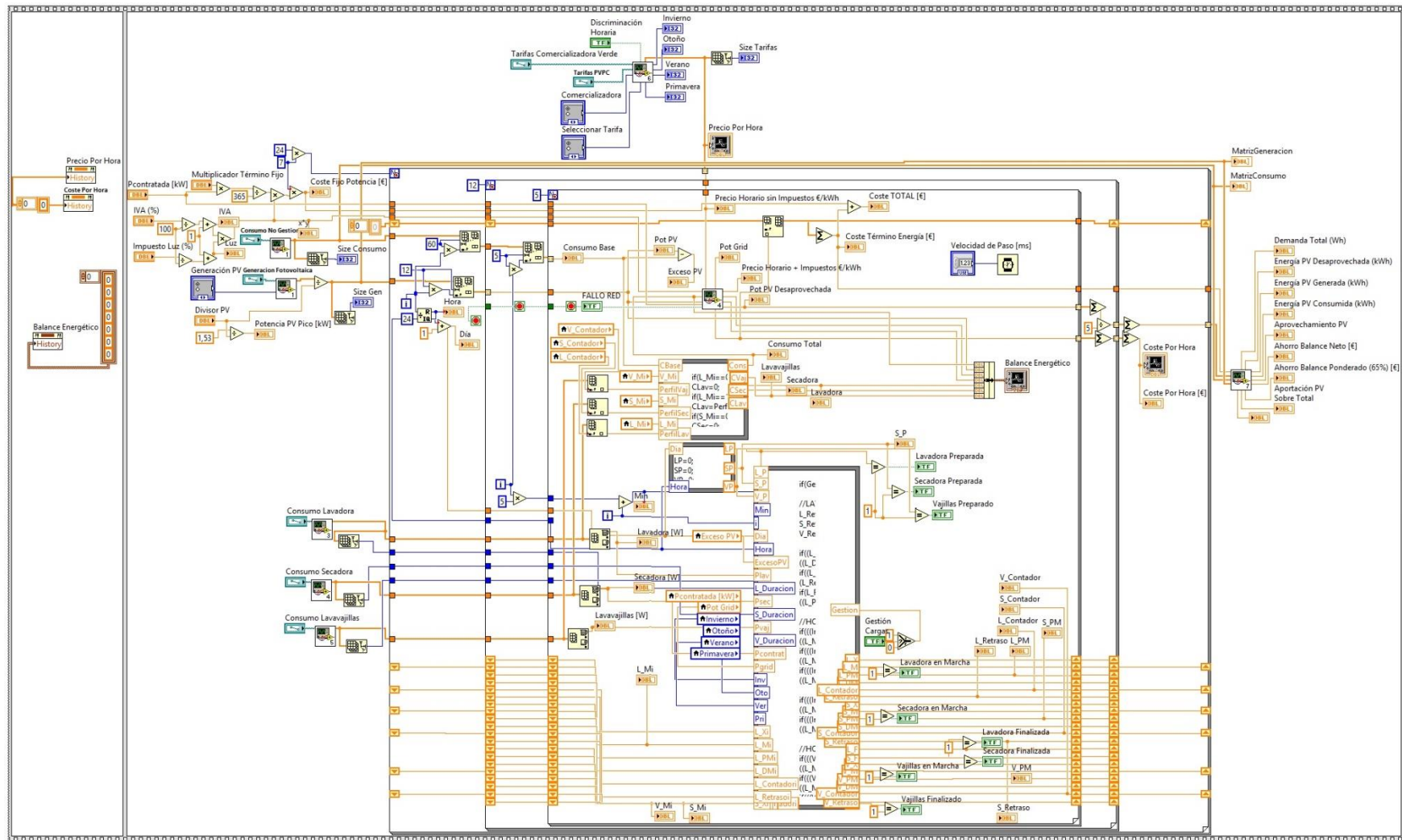


Figura 57. Diagrama de bloques principal del programa desarrollado.

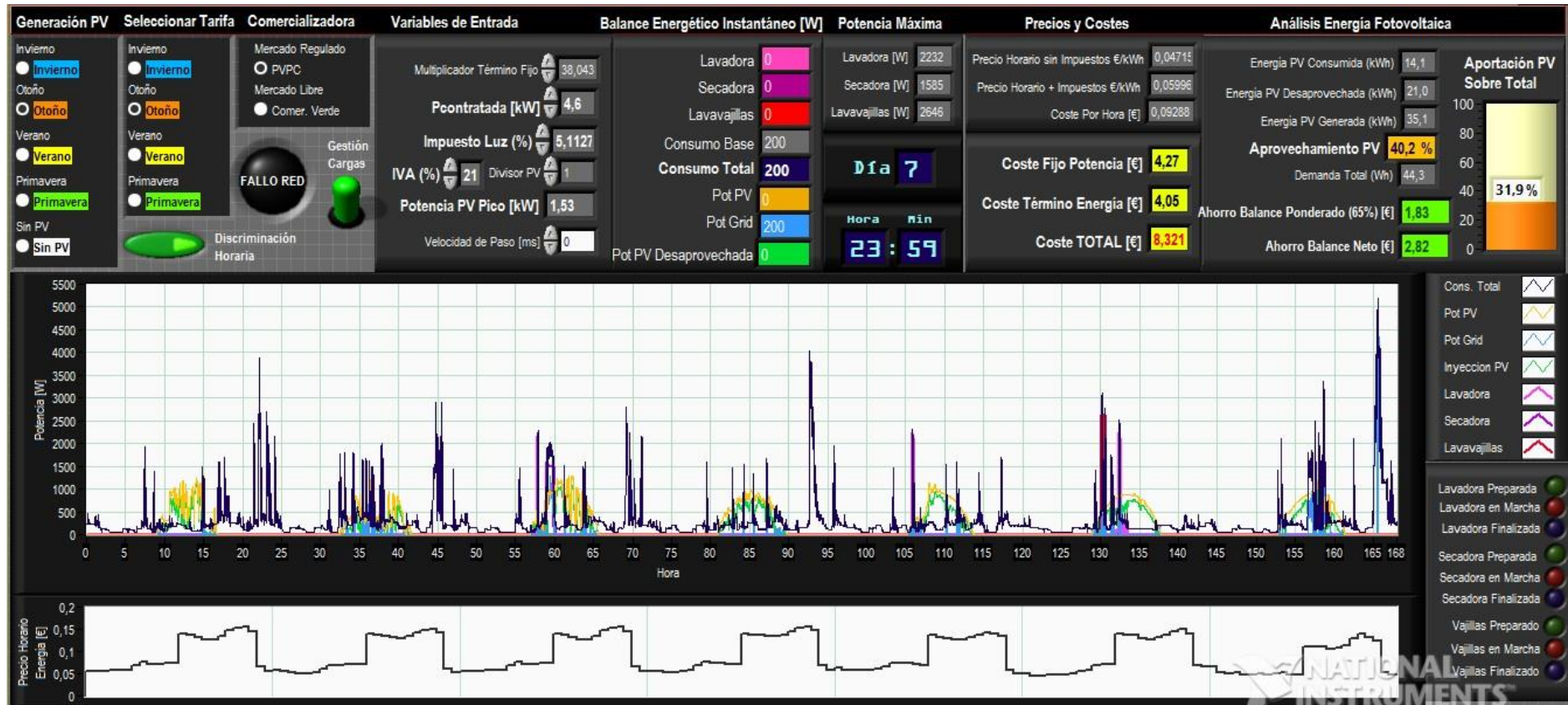


Figura 58. Visualización del panel frontal del programa de LabVIEW.

6.3.2 Variables de entrada para la simulación

Para poder ejecutar el programa antes de nada hay que importar los datos de entrada fijos. Estos datos se obtuvieron al inicio del proyecto y no varían según la simulación a realizar. Además, son la base de todas las simulaciones y por ello los más importantes:

- Perfil de consumo del total de cargas no desplazables.
- Perfil de consumo separado de cada una de las cargas gestionables.
- Datos de generación fotovoltaica para cada estación.
- Precios horarios de cada semana para cada una de las tarifas.

Después de la importación de datos base, hay una serie de variables que son fijas para todas las simulaciones que definen el panorama actual de la micro-red y la facturación eléctrica. No obstante, estas variables se pueden modificar en caso de futuros cambios futuros en el panorama eléctrico:

- Potencia contratada.
- Coste del término fijo de la factura.
- IVA e impuesto de luz.

Finalmente, para concretar qué escenario se quiere simular exactamente en el momento de la ejecución del programa, hay que definir las condiciones de contorno de dicho escenario:

- **Estación del año:** Invierno, otoño, verano o primavera.
- **Tarifa de facturación:** Mercado libre o regulado, discriminación horaria o no.
- **Tamaño de la instalación fotovoltaica:** 1530 Wp, 765 Wp, 255 Wp o sin generación fotovoltaica.
- **Gestión de cargas:** Con sistema automatizado que desplaza el encendido de cada carga desplazable o sin posibilidad de desplazamiento de cargas.



Figura 59. Variables de entrada del programa y selección de condiciones de contorno.

6.3.3 Variables de salida de la simulación

La simulación del escenario deseado se puede hacer de forma instantánea o definiendo un tiempo de paso determinado para ver la evolución de la simulación con detalle. Por ejemplo, se puede definir que un minuto de la semana a simular equivalga a 100 ms de la realidad (0,1 segundos), con lo que una hora equivaldría a 6 segundos y la simulación semanal completa tardaría 16 minutos y 48 segundos en realizarse.

Durante el proceso de simulación el programa cuenta con una serie de variables dinámicas que varían a cada paso, es decir a cada minuto de la semana. Las variables dinámicas son fundamentalmente de carácter energético o económico. Las variables energéticas se van graficando instantáneamente en el gráfico principal del programa.

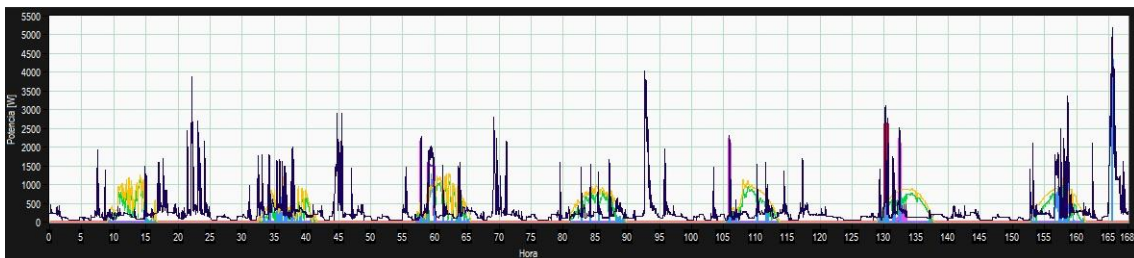


Figura 60. Gráfico energético general.

Las variables energéticas representadas en el gráfico general las siguientes:

- Consumo base instantáneo de las cargas no gestionables.
- Consumo instantáneo de cada una de las cargas gestionables.
- Consumo total instantáneo, agregando todas las cargas, tanto gestionables como no.
- Potencia instantánea entregada por la red de distribución.
- Potencia fotovoltaica generada instantáneamente.
- Potencia fotovoltaica instantánea desaprovechada, que se vierte a red como excedente.

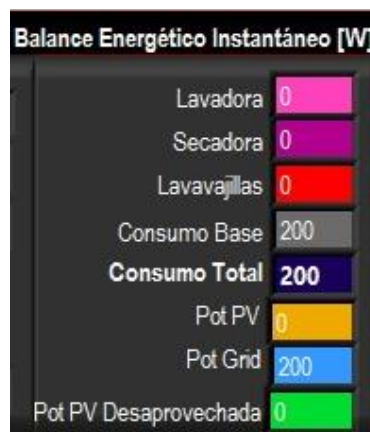


Figura 61. Visualización del valor instantáneo de cada variable energética.

En cuanto a las variables dinámicas económicas se muestran las siguientes:

- Coste horario de la energía de la hora actual, con y sin impuestos. Todos los valores con impuestos se grafican al inicio de la simulación en un gráfico.

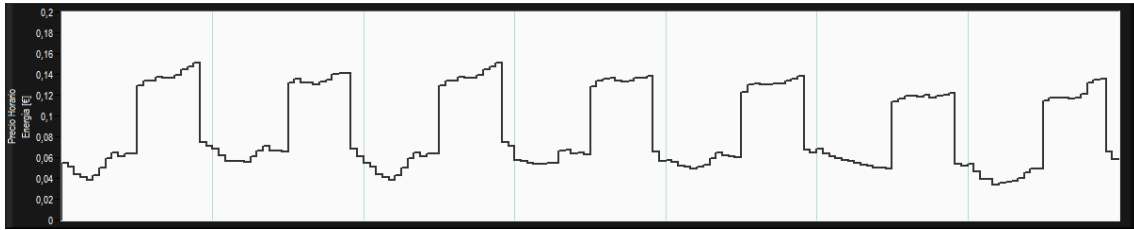


Figura 62. Gráfico de la evolución del coste horario de la energía con impuestos a lo largo de la semana.

- Coste acumulado asociado a la importación de energía de la red y coste acumulado total, incluyendo el término fijo por potencia contratada.



Figura 63. Variables económicas de salida dinámicas.

- Coste acumulado de todos los instantes de la hora actual. Esta variable se va graficando dinámicamente en un gráfico de barras para observar en qué horas de la semana ha habido un coste económico asociado más elevado.

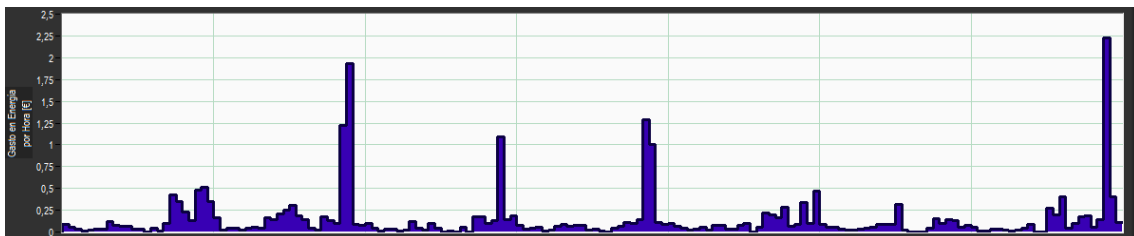


Figura 64. Gráfico del coste económico de cada hora de la semana.

Como complemento a las variables energéticas y económicas, hay otros dos tipos de variables dinámicas:

- Variables de estado de cada carga gestionable. Muestran si la carga está lista para ser encendida, si está encendida o si ya ha terminado su proceso mediante la iluminación de unos indicadores de colores.



Figura 65. Indicadores de las variables de estado de las cargas gestionables.

- Día, hora y minuto actual.

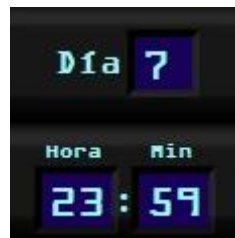


Figura 66. Visualización del reloj digital del programa.

No obstante, el programa ofrece otro tipo de variables de salida que se muestran una vez ha terminado la simulación y que ofrecen los resultados más importantes para analizar la idoneidad de cada escenario estudiado. De este modo, se pueden realizar muchas simulaciones distintas en muy poco tiempo y contrastar los resultados obtenidos más importantes. Las variables mostradas al final de la simulación son las siguientes:

- Coste total asociado al suministro eléctrico de la semana, separado entre el término por potencia contratada y el término energético por la compra de energía.
- Energía fotovoltaica generada a lo largo de la semana, energía fotovoltaica que se ha aprovechado y energía fotovoltaica que se ha desaprovechado, mostrando también el aprovechamiento de la energía fotovoltaica generada.
- Demanda total de energía eléctrica y grado de autoabastecimiento con energía solar.
- Ahorro económico que se conseguiría en caso de haber una regulación para el autoconsumo más favorable, considerando el balance neto total y el balance neto ponderado.

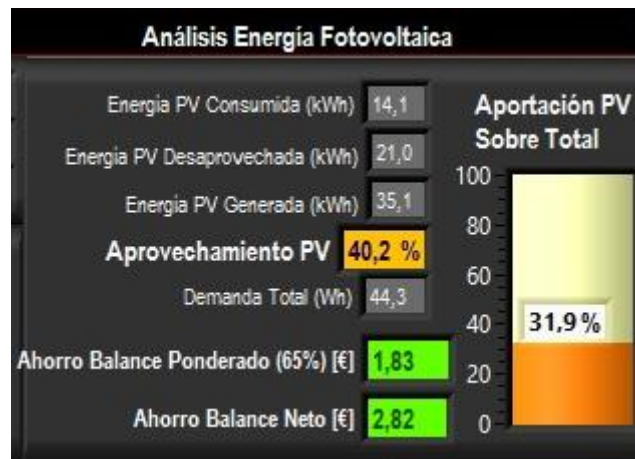


Figura 67. Variables finales de salida asociadas al análisis de la generación fotovoltaica.

CAPÍTULO 7: RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS

Con el programa de LabVIEW se pretenden analizar los efectos sobre el coste económico del suministro eléctrico de la micro-red según cada una de las configuraciones posibles. Las simulaciones a realizar se centran en cuatro aspectos:

- Tarificación de la energía importada de la red general de distribución.
- Generación de energía solar fotovoltaica.
- Gestión de cargas desplazables.
- Impacto de una regulación del autoconsumo más beneficiosa.

Se han establecido un total de 35 configuraciones distintas con tal de evaluar todas las posibilidades. Cada configuración requiere de cuatro simulaciones, una para cada estación del año y poder obtener resultados anuales.

7.1 Resultados de las simulaciones

7.1.1 Coste energético según tarifa contratada

El primer análisis realizado es el precio a pagar por la importación del global del consumo de la micro-red con las diferentes tarifas posibles. Todos los valores de costes de las simulaciones incluyen tanto el impuesto de luz como el IVA.

Inicialmente, este proceso se ha realizado sin presencia de generación fotovoltaica ni gestión de cargas.

Tabla 26. Análisis del ahorro conseguido según la tarifa contratada.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Gestión Cargas	Balance Neto	Coste Energía Anual	Ahorro Anual
PVPC 2.0A	NO	NO	NO	373,99 €	0,00 €
PVPC 2.0DHA	NO	NO	NO	339,58 €	34,41 €
Mercado Libre 2.0A	NO	NO	NO	406,58 €	-32,59 €
Mercado Libre 2.0DHA	NO	NO	NO	364,48 €	9,52 €

Los resultados obtenidos demuestran las conclusiones extraídas en el análisis del mercado eléctrico español:

1. La discriminación horaria es beneficiosa para el perfil de consumo de la micro-red, ya que es rentable si el consumo en el período pico no supera el 75% y en la micro-red estudiada este se encuentra en un 57,65%.
2. Las tarifas de mercado libre son más caras que las de mercado regulado.

La tarifa óptima para el término de energía es claramente el PVPC 2.0DHA, por lo que es la seleccionada para importar la energía de la red. No obstante, hay que remarcar que es más económico contratar la tarifa 2.0DHA en mercado libre que mantener el PVPC 2.0A en mercado regulado. La tarifa menos económica de todas es el 2.0A en mercado libre, suponiendo una facturación de 67€ de más anuales que el PVPC 2.0A por la compra de la misma cantidad de energía.

La Figura 68 representa la evolución de las variables energéticas a lo largo del martes para la configuración estudiada: nula generación fotovoltaica y no gestión de cargas desplazables. El martes es un día en que está establecido que se ponga una lavadora a las 20:00h y una secadora a las 21:00h. Como no hay gestión de cargas desplazables, ambos electrodomésticos se ponen a funcionar instantáneamente, tal y como se puede observar con la representación de huellas eléctricas desagregadas.

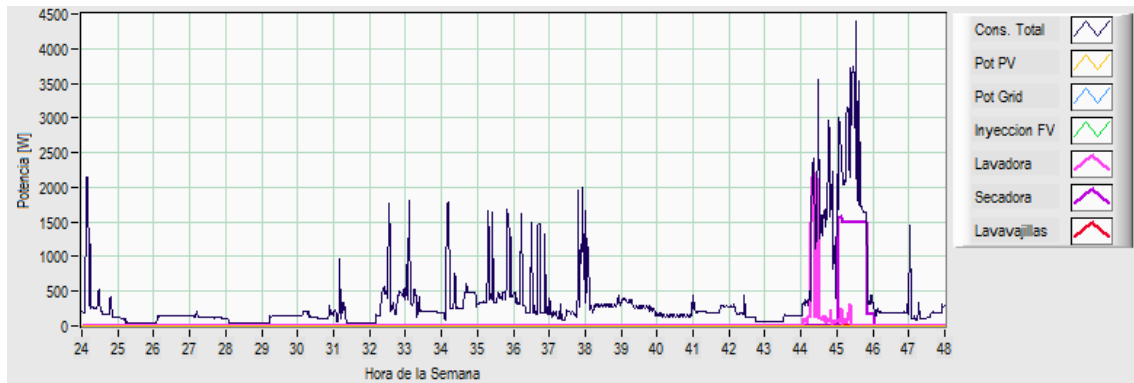


Figura 68. Evolución de las variables energéticas sin generación fotovoltaica durante el martes.

En la Figura 69 se puede observar que sucede lo mismo con el lavavajillas del viernes por la noche, utilizado a las 23:00h.

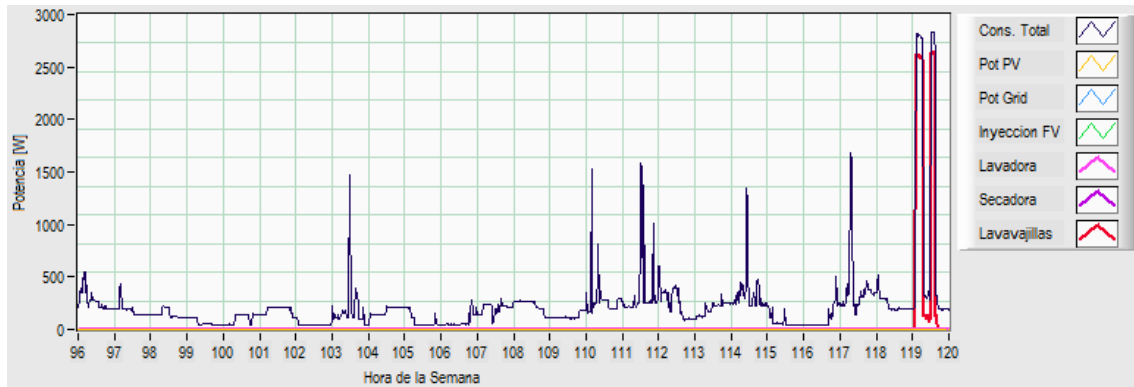


Figura 69. Evolución de las variables energéticas sin generación fotovoltaica durante el viernes.

7.1.2 Coste energético con energía fotovoltaica y gestión de cargas

Una vez comprobada que la tarifa PVPC 2.0DHA es la que supone un ahorro más importante, se pretende evaluar el ahorro extra que se puede conseguir gracias a la generación fotovoltaica y a un sistema de gestión de cargas diseñado para aprovechar al máximo la energía solar y pagar la energía importada al menor precio horario posible.

El análisis se ha realizado para tres instalaciones fotovoltaicas de distinta dimensión: 255 Wp, 765 Wp y 1530 Wp. El resultado de las simulaciones se muestra en la Tabla 27.

Tabla 27. Análisis del ahorro conseguido según tamaño de instalación fotovoltaica y gestión de cargas.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Gestión Cargas	Balance Neto	Coste Energía Anual	Ahorro Anual
PVPC 2.0DHA	NO	NO	NO	339,58 €	0,00 €
PVPC 2.0DHA	NO	SÍ	NO	328,63 €	10,95 €
PVPC 2.0DHA	255 Wp	NO	NO	285,48 €	54,10 €
PVPC 2.0DHA	255 Wp	SÍ	NO	275,18 €	64,40 €
PVPC 2.0DHA	765 Wp	NO	NO	246,64 €	92,94 €
PVPC 2.0DHA	765 Wp	SÍ	NO	233,73 €	105,85 €
PVPC 2.0DHA	1530 Wp	NO	NO	227,47 €	112,11 €
PVPC 2.0DHA	1530 Wp	SÍ	NO	213,66 €	125,92 €

De la Tabla 27 se extraen dos conclusiones significativas:

1. Cuanto mayor es la instalación fotovoltaica, más ahorro. No obstante, una instalación de 6 veces más potencia (1530 Wp frente a 255 Wp) no implica 6 veces más ahorro, sino que apenas llega a implicar el doble de ahorro. Esto es debido a que la participación de la energía fotovoltaica sobre la demanda total no es directamente proporcional al tamaño de la instalación ya que el aprovechamiento fotovoltaico es menor como mayor es la instalación. La Tabla 28 muestra el grado de aprovechamiento solar y la aportación sobre la demanda total en las simulaciones realizadas.

Tabla 28. Relación entre tamaño de instalación y aprovechamiento y aportación de la energía fotovoltaica.

Instalación Fotovoltaica	Gestión Cargas	Balance Neto	Aprovechamiento de la energía fotovoltaica generada	Aportación de la fotovoltaica sobre la demanda total anual
255 Wp	NO	NO	92,5%	15,3%
255 Wp	SÍ	NO	93,1%	15,4%
765 Wp	NO	NO	57,2%	27,0%
765 Wp	SÍ	NO	58,4%	27,7%
1530 Wp	NO	NO	36,2%	33,0%
1530 Wp	SÍ	NO	38,0%	34,9%

2. El ahorro conseguido con el desplazamiento de las cargas gestionables es bajo, de entre 10 € y 14 € anuales en función del tamaño de la instalación fotovoltaica. Esto es debido a que el peso del consumo de las cargas desplazables sobre el consumo total de la micro-red es bajo, ya que se trata de 3,38 kWh gestionables frente a 44,33 kWh que no lo son. Este resultado no se considera lo suficientemente beneficioso como para implementar el sistema de gestión de cargas desplazables.

La Figura 70 muestra el resultado de la simulación semanal en el mes de verano con una instalación de 1530 Wp y gestión de cargas.

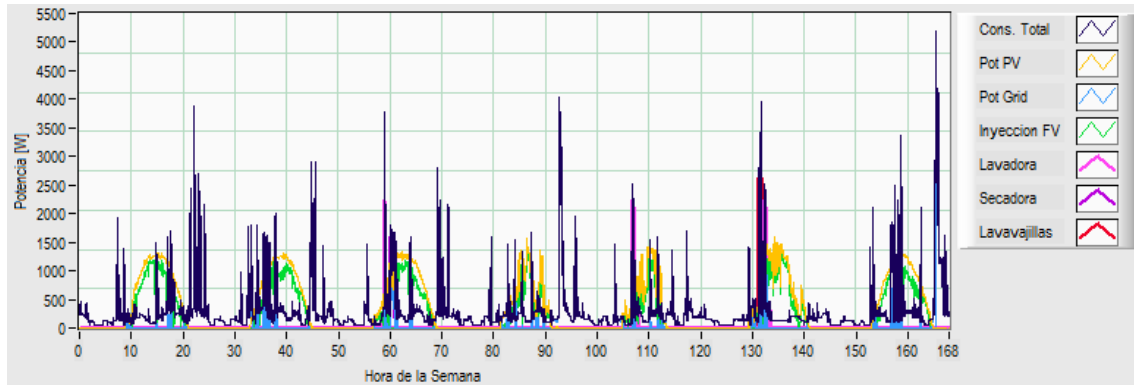


Figura 70. Resultado de la simulación semanal en verano con gestión de cargas.

Como se puede observar y a diferencia de las Figuras 68 y 69, en esta simulación sí que aparecen los perfiles de carga asociados a la generación fotovoltaica. La Figura 71 demuestra el funcionamiento del algoritmo de gestión de cargas. En dicho gráfico se muestra la evolución de las variables energéticas durante el período de radiación solar del miércoles. El programa ha desplazado las dos cargas desplazables inicialmente programadas para el martes por la noche una detrás de otra al período óptimo: cuando hay generación fotovoltaica y el precio de la energía aún es en período valle.

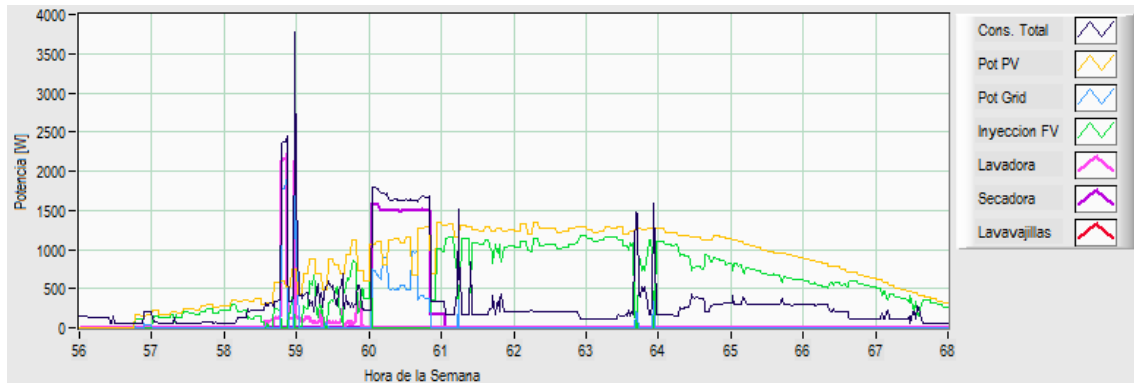


Figura 71. Evolución de las variables energéticas del miércoles en verano con 1530 Wp y gestión de cargas.

No obstante, en invierno el aprovechamiento de la energía fotovoltaica es más complicado, no sólo porque hay menos horas de Sol y de menor generación, sino que la variabilidad es mayor porque hay menos días soleados y más días lluviosos o con nubes. La Figura 72 muestra la misma situación que la Figura 71, pero esta vez en invierno.

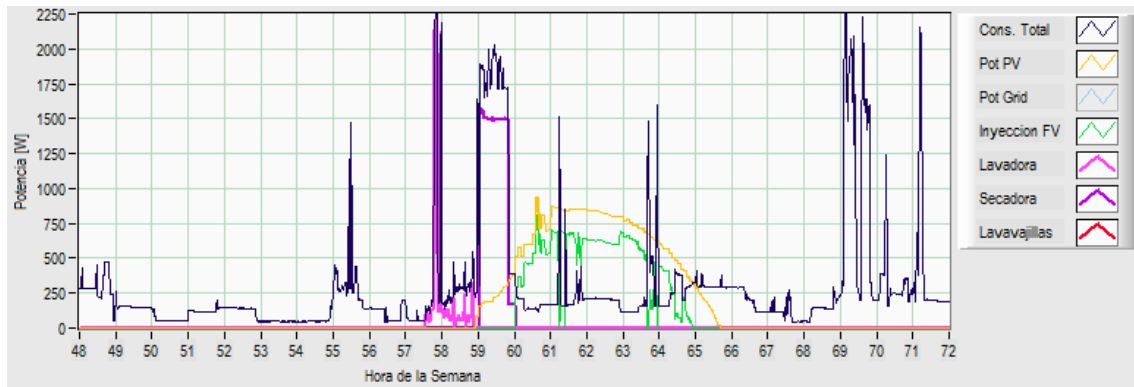


Figura 72. Evolución de las variables energéticas del miércoles en invierno con 1530 Wp y gestión de cargas.

En este caso ha habido una mañana con nubes que ha provocado una generación muy baja en las primeras horas de la mañana, justo cuando se conectan las cargas desplazables. Por lo tanto, el ahorro es menor que en verano, a pesar de que el desplazamiento sigue siendo mejor que haber conectado las cargas la noche anterior.

7.1.3 Resultados con posibilidad de balance neto

Como se ha demostrado que el ahorro asociado a la gestión de cargas desplazables no es demasiado elevado, los análisis siguientes se realizan sin contemplar la gestión de cargas desplazables.

En este caso se pretende evaluar el impacto sobre el coste anual por energía comprada para cada instalación fotovoltaica de una normativa favorable para el autoconsumo. Esta permite el balance neto, bien pueda ser neto o ponderado. El ahorro mostrado en la Tabla 29 es en referencia a la misma instalación con la normativa de autoconsumo actual.

Tabla 29. Análisis del ahorro conseguido con balance neto total y ponderado.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Gestión Cargas	Balance Neto	Coste Energía Anual	Ahorro Anual
PVPC 2.0DHA	255 Wp	NO	NO	285,48 €	0,00 €
PVPC 2.0DHA	255 Wp	NO	Ponderado	281,89 €	3,59 €
PVPC 2.0DHA	255 Wp	NO	Total	279,97 €	5,51 €
PVPC 2.0DHA	765 Wp	NO	NO	246,64 €	0,00 €
PVPC 2.0DHA	765 Wp	NO	Ponderado	192,22 €	54,41 €
PVPC 2.0DHA	765 Wp	NO	Total	162,92 €	83,72 €
PVPC 2.0DHA	1530 Wp	NO	NO	227,47 €	0,00 €
PVPC 2.0DHA	1530 Wp	NO	Ponderado	121,08 €	106,40 €
PVPC 2.0DHA	1530 Wp	NO	Total	63,74 €	163,73 €

En este caso, se observa que el ahorro es mucho más importante cuanto mayor es la instalación, ya que hay más excedentes fotovoltaicos que se recuperan gracias al balance neto.

7.1.4 Coste económico total con término de potencia contratada

Si bien ha quedado demostrado cuál es la mejor opción en cuanto facturación del término por energía, si se tiene en cuenta el término por potencia contratada y el ajuste de potencia propuesto a 4,6 kW la tarifa 2.0 DHA en mercado libre pasa a ser una opción muy interesante a considerar. La Tabla 30 considera el global del coste asociado al suministro eléctrico de la micro-red, esta vez sin generación fotovoltaica ni gestión de cargas desplazables.

Tabla 30. Ahorro conseguido según tarifa incluyendo término por potencia.

Tarifa	Coste Energía Anual	Coste Potencia Anual	Coste Total	Ahorro
PVPC 2.0A 5,5 kW	373,99 €	294,09 €	668,08 €	0,00 €
PVPC 2.0A 4,6 kW	373,99 €	246,11 €	620,11 €	47,97 €
PVPC 2.0DHA 4,6 kW	339,58 €	246,11 €	585,69 €	82,39 €
Mercado Libre 2.0A 4,6 kW	406,58 €	212,74 €	619,33 €	48,75 €
Mercado Libre 2.0DHA 4,6 kW	364,48 €	212,74 €	577,22 €	90,86 €

Así pues, la tarifa de discriminación horaria en mercado regulado para la comercializadora verde seleccionada se presenta como una alternativa económica más interesante que el PVPC 2.0DHA.

Como aspecto negativo, se pierde la posibilidad del bono social, algo que no afecta a este caso porque la potencia contratada es mayor a 3 kW, y se pierde la protección del Gobierno al no estar en un mercado regulado, lo que ofrece más derechos al consumidor.

Como aspecto positivo, el término fijo tiene menor peso y el variable lo gana, por lo que las medidas de ahorro energético y la instalación de autoconsumo implican un ahorro todavía mayor. Además, toda la energía importada es de origen renovable.

7.1.5 Resultados finales más significativos

La Tabla 31 compara el ahorro conseguido según la elección entre mercado libre (ML) o regulado (PVPC) teniendo en cuenta el término fijo, sin gestión de cargas desplazables y con las diferentes dimensiones de la instalación fotovoltaica. Al mismo tiempo, también muestra los casos con las dos modalidades de balance neto.

El ahorro mostrado es respecto al escenario inicial de la micro-red, es decir PVPC 2.0A con 5,5 kW sin generación fotovoltaica ni gestión de cargas, lo que implica un coste de 668,08 € anuales.

Tabla 31. Comparativa entre ahorros según tarifa y generación fotovoltaica.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Gestión Cargas	Balance Neto	Coste Energía Anual	Coste Total	Ahorro Anual
PVPC 2.0DHA	255 Wp	NO	NO	285,48 €	531,60 €	136,48 €
PVPC 2.0DHA	255 Wp	NO	Ponderado	281,89 €	528,01 €	140,07 €
PVPC 2.0DHA	255 Wp	NO	Neto	279,97 €	526,08 €	142,00 €
PVPC 2.0DHA	765 Wp	NO	NO	246,64 €	492,75 €	175,33 €
PVPC 2.0DHA	765 Wp	NO	Ponderado	192,22 €	438,34 €	229,74 €
PVPC 2.0DHA	765 Wp	NO	Neto	162,92 €	409,03 €	259,05 €
PVPC 2.0DHA	1530 Wp	NO	NO	227,47 €	473,59 €	194,49 €
PVPC 2.0DHA	1530 Wp	NO	Ponderado	121,08 €	367,19 €	300,89 €
PVPC 2.0DHA	1530 Wp	NO	Neto	63,74 €	309,86 €	358,22 €
ML 2.0DHA	255 Wp	NO	NO	306,47 €	519,21 €	148,87 €
ML 2.0DHA	255 Wp	NO	Ponderado	303,03 €	515,77 €	152,31 €
ML 2.0DHA	255 Wp	NO	Neto	301,20 €	513,95 €	154,13 €
ML 2.0DHA	765 Wp	NO	NO	263,84 €	476,59 €	191,49 €
ML 2.0DHA	765 Wp	NO	Ponderado	207,89 €	420,64 €	247,44 €
ML 2.0DHA	765 Wp	NO	Neto	177,86 €	390,60 €	277,48 €
ML 2.0DHA	1530 Wp	NO	NO	242,46 €	455,21 €	212,87 €
ML 2.0DHA	1530 Wp	NO	Ponderado	131,70 €	344,44 €	323,64 €
ML 2.0DHA	1530 Wp	NO	Neto	72,22 €	284,96 €	383,12 €

Los resultados de la Tabla 31 demuestran que cuanto mayor es la generación solar más beneficiosa es la tarifa libre frente al PVPC. Este efecto se incrementa considerablemente con la aparición del balance neto.

Así pues, se propone como tarifa elegida finalmente la de mercado regulado con discriminación horaria, siempre y cuando sea una tarifa con los precios y condiciones que ofrece la comercializadora verde con la que se ha realizado el estudio.

En cuanto a la instalación fotovoltaica idónea, es evidente que una instalación mayor supone mayores beneficios, pero al mismo tiempo requiere de una inversión inicial mayor. La determinación de la dimensión óptima para la instalación fotovoltaica se realiza mediante un estudio económico de rentabilidad.

7.2 Estudio económico de la instalación de autoconsumo

El cálculo de rentabilidad y tiempo de retorno se ha realizado considerando que los costes energéticos no varíen con el paso del tiempo, algo realmente

improbable por la tendencia al alza demostrada en los últimos años. Como consecuencia, el tiempo de retorno real será a la práctica menor que el calculado, ya que el ahorro conseguido crecerá a medida que se incremente el precio de la electricidad.

7.2.1 Presupuesto según tamaño de la instalación

Los costes referentes a la instalación de autoconsumo fotovoltaico se dividen entre costes fijos y costes variables. Los costes fijos hacen referencia la obra necesaria para la instalación de los paneles y el inversor, así como la línea eléctrica. No obstante, el proveedor de los kits fotovoltaicos asegura que no es necesario contratar a ningún instalador debido a la poca complejidad de montaje del kit, por lo que únicamente hay que considerar la posibilidad de tener que realizar alguna obra para la línea eléctrica. Estos costes apenas varían según la potencia máxima de la instalación, y sí que dependen mucho de las características del domicilio, por lo que se han estimado en 400 €.

Tabla 32. *Kits fotovoltaicos para diferentes instalaciones.*

Potencia Pico	Cantidad y modelos incluidos en el Kit	Precio Total
255 Wp	(x1) Panel Solar 255W Monocristalino Atersa A-255M con cableado incluido. (x1) Micro Inversor Enphase M215 con conexión a red. (x1) Medidor de Energía Efergy Socket. (x1) Cableado Enphase para la conexión de los módulos. (x1) Enphase Engage para unir todos los cables y llevar la línea resultante a la vivienda.	581 €
765 Wp	(x3) Panel Solar Atersa A- 255M. (x3) Micro Inversor Enphase M215. (x1) Medidor de Energía (x3) Cableado Enphase. (x3) Enphase Engage.	1658 €
1530 Wp	(x6) Panel Solar Atersa A- 255M. (x6) Micro Inversor Enphase M215. (x2) Medidor de Energía (x6) Cableado Enphase. (x6) Enphase Engage.	3317 €

En cuanto a los costes variables, hacen referencia al material necesario. Estos costes sí que varían en función de la dimensión de la instalación, ya que para conseguir más potencia se necesitan más paneles e inversores. El coste asociado a cada instalación se muestra en la Tabla 32, y se ha obtenido seleccionando kits fotovoltaicos de Autosolar (Autosolar 2016) para autoconsumo con conexión a red que incluyen los paneles fotovoltaicos, los inversores, un medidor de energía y todo el cableado necesario para conectar ambos elementos y conectar la instalación al resto de la vivienda.

En el mercado se encuentran kits fotovoltaicos a menor precio, pero con elementos de menor calidad. Se ha escogido este kit especialmente por la alta gama de los paneles fotovoltaicos, la inclusión del cableado necesario y los 25 años de garantía que se ofrecen. La Figura 73 muestra el aspecto de los elementos expuestos en la Tabla 32.



Figura 73. Elementos del kit de autoconsumo fotovoltaico. (Autosolar 2016)

7.2.2 Tiempo de retorno y rentabilidad

A partir de los presupuestos presentados se calcula el tiempo de retorno de cada instalación según el ahorro asociado al autoconsumo de energía fotovoltaica y la optimización de las tarifas eléctricas.

Los resultados se presentan para la legislación actual y para una regulación que permitiese balance neto ponderado o total.

Tabla 33. Tiempo de retorno de la inversión con la regulación actual.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Gestión Cargas	Balance Neto	Ahorro Anual	Inversión	Tiempo Retorno
ML 2.0DHA	NO	NO	NO	90,86 €	0 €	0,0 años
ML 2.0DHA	255 Wp	NO	NO	148,87 €	981 €	6,6 años
ML 2.0DHA	765 Wp	NO	NO	191,49 €	2.058 €	10,7 años
ML 2.0DHA	1530 Wp	NO	NO	212,87 €	3.717 €	17,5 años

Tabla 34. Beneficios a lo largo de los próximos 20 años con la regulación actual.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Balance Neto	0 años	5 años	10 años	15 años	20 años
ML 2.0DHA	NO	NO	0 €	454 €	909 €	1.363 €	1.817 €
ML 2.0DHA	255 Wp	NO	-981 €	-237 €	508 €	1.252 €	1.996 €
ML 2.0DHA	765 Wp	NO	-2.058 €	-1.101 €	-143 €	814 €	1.772 €
ML 2.0DHA	1530 Wp	NO	-3.717 €	-2.653 €	-1.588 €	-524 €	540 €

Queda claro que con la regulación actual no es demasiado viable implantar una instalación fotovoltaica de autoconsumo. El ahorro conseguido no es el suficiente como para rentabilizar la inversión en poco tiempo, siendo esta rentabilización más longeva cuanto mayor es la instalación, por lo que con

la regulación actual lo idóneo es que las instalaciones fotovoltaicas sean de pequeña potencia.

A 20 años, se obtienen casi los mismos beneficios únicamente modificando la tarificación que con autoconsumo fotovoltaico, lo que además no requiere de ninguna inversión y riesgos asociados.

Tabla 35. Tiempo de retorno de la inversión con balance neto ponderado.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Gestión Cargas	Balance Neto	Ahorro Anual	Inversión	Tiempo Retorno
ML 2.0DHA	NO	NO	Ponderado	90,86 €	0 €	0,0 años
ML 2.0DHA	255 Wp	NO	Ponderado	152,31 €	981 €	6,4 años
ML 2.0DHA	765 Wp	NO	Ponderado	247,44 €	2.058 €	8,3 años
ML 2.0DHA	1530 Wp	NO	Ponderado	323,64 €	3.717 €	11,5 años

Tabla 36. Beneficios a lo largo de los próximos 20 años con balance neto ponderado.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Balance Neto	0 años	5 años	10 años	15 años	20 años
ML 2.0DHA	NO	Ponderado	0 €	454 €	909 €	1.363 €	1.817 €
ML 2.0DHA	255 Wp	Ponderado	-981 €	-219 €	542 €	1.304 €	2.065 €
ML 2.0DHA	765 Wp	Ponderado	-2.058 €	-821 €	416 €	1.654 €	2.891 €
ML 2.0DHA	1530 Wp	Ponderado	-3.717 €	-2.099 €	-481 €	1.138 €	2.756 €

Tabla 37. Tiempo de retorno de la inversión con balance neto total.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Gestión Cargas	Balance Neto	Ahorro Anual	Inversión	Tiempo Retorno
ML 2.0DHA	NO	NO	Neto	90,86 €	0 €	0,0 años
ML 2.0DHA	255 Wp	NO	Neto	154,13 €	981 €	6,4 años
ML 2.0DHA	765 Wp	NO	Neto	277,48 €	2.058 €	7,4 años
ML 2.0DHA	1530 Wp	NO	Neto	383,12 €	3.717 €	9,7 años

Tabla 38. Beneficios a lo largo de los próximos 20 años con balance neto total.

Tarifa	Instalación Fotovoltaica	Balance Neto	0 años	5 años	10 años	15 años	20 años
ML 2.0DHA	NO	Neto	0 €	454 €	909 €	1.363 €	1.817 €
ML 2.0DHA	255 Wp	Neto	-981 €	-210 €	560 €	1.331 €	2.102 €
ML 2.0DHA	765 Wp	Neto	-2.058 €	-671 €	717 €	2.104 €	3.492 €
ML 2.0DHA	1530 Wp	Neto	-3.717 €	-1.801 €	114 €	2.030 €	3.945 €

La situación con balance neto cambia considerablemente: el tiempo de retorno de inversión de las instalaciones grandes casi se divide por dos y los

beneficios a largo plazo se multiplican en el caso de las instalaciones de mayor potencia.

La Figura 74 muestra gráficamente los beneficios durante los próximos 20 años de las opciones más relevantes de las estudiadas en las Tablas 34, 36 y 38.

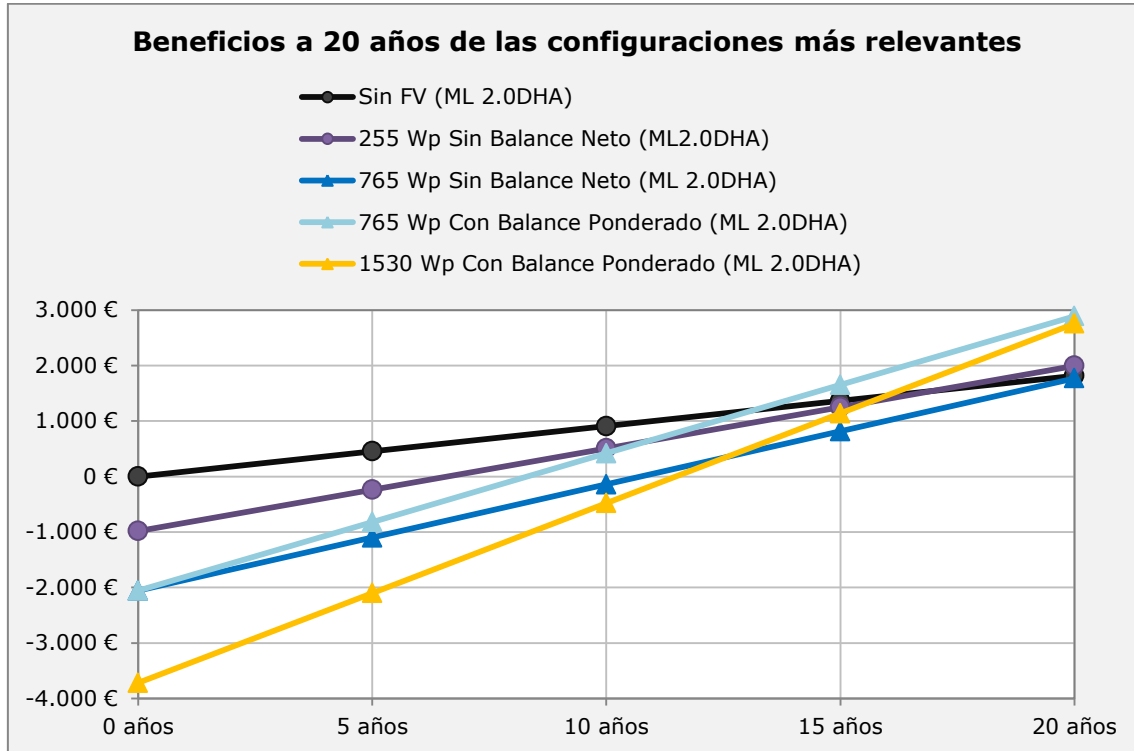


Figura 74. Beneficios a 20 años de las configuraciones más relevantes.

7.2.3 Solución final escogida

Con todos los resultados obtenidos de las múltiples simulaciones realizadas, se decide que la configuración idónea para la micro-red doméstica es la siguiente:

- **Tarifa eléctrica:** Se contratan 4,6 kW de potencia en mercado libre con discriminación horaria en una comercializadora que ofrece un precio por potencia contratada más barato que el mercado regulado y un precio del kWh bastante estable y bajo. Además, toda la energía importada es de origen renovable.
- **Gestión de cargas:** No se implementa un sistema de gestión automática de cargas, ya que el ahorro conseguido no es lo suficientemente significativo.
- **Instalación de autoconsumo:** En este caso, se decide no instalar paneles fotovoltaicos en la micro-red, al menos mientras la regulación sea siendo la actual. En caso de aprobarse una normativa menos restrictiva y que fomentase el balance neto, el tamaño ideal de la instalación es de 765 Wp para evitar una inversión inicial demasiado elevada, pudiéndose ampliar la instalación en el futuro en caso de crearlo oportuno.

A continuación se muestran las huellas eléctricas del gráfico energético de cada una de las cuatro simulaciones para la solución finalmente escogida en caso de fomentarse el autoconsumo: 765 Wp sin gestión de cargas desplazables.

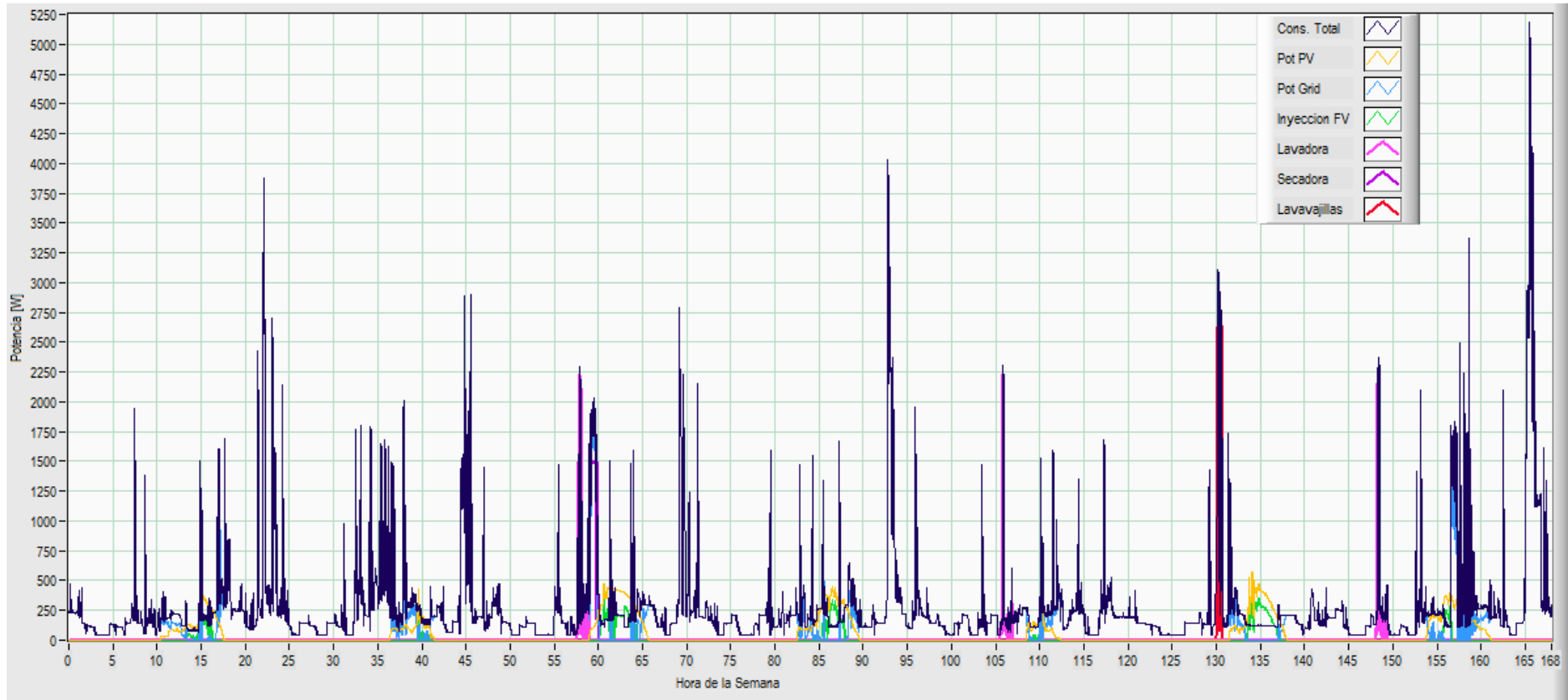


Figura 75. Huellas eléctricas de la simulación en invierno de la configuración final escogida.

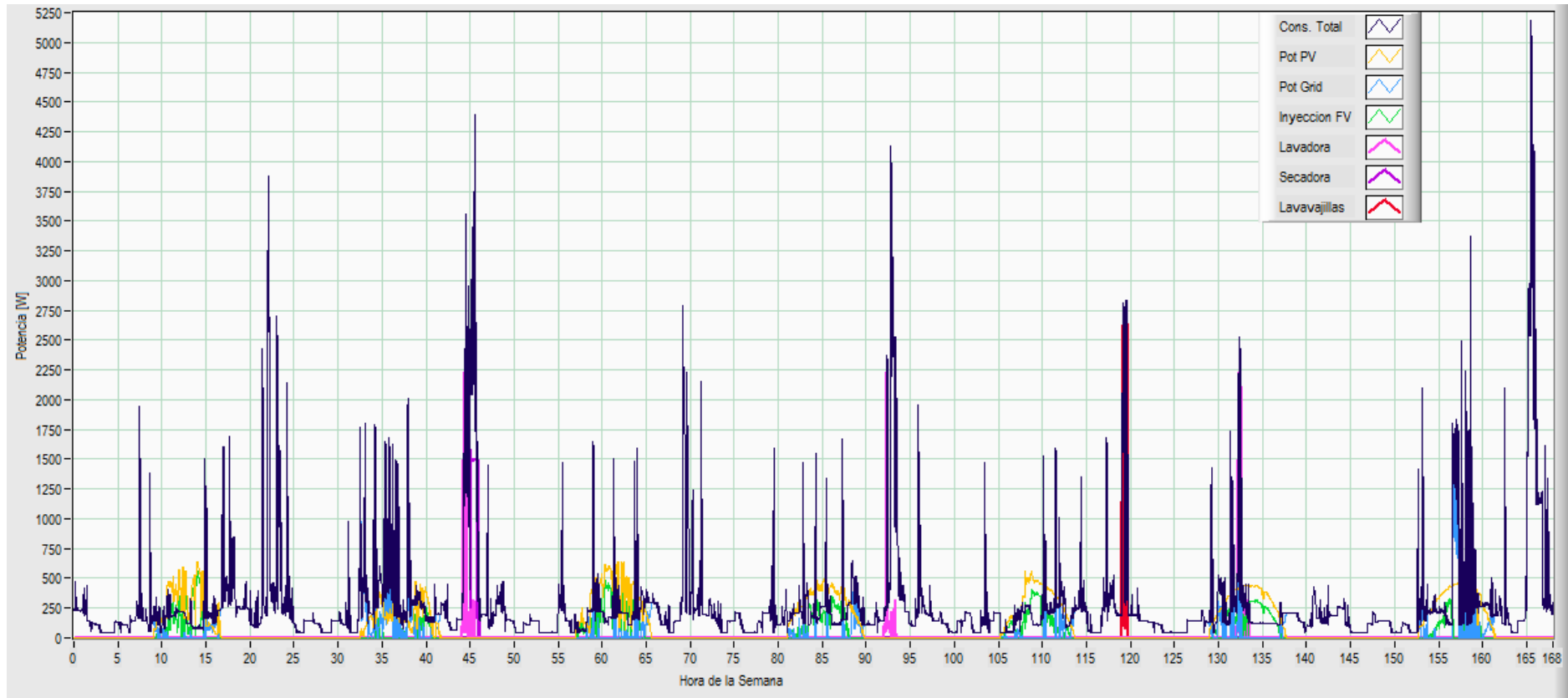


Figura 76. Huellas eléctricas de la simulación en otoño de la configuración final escogida.

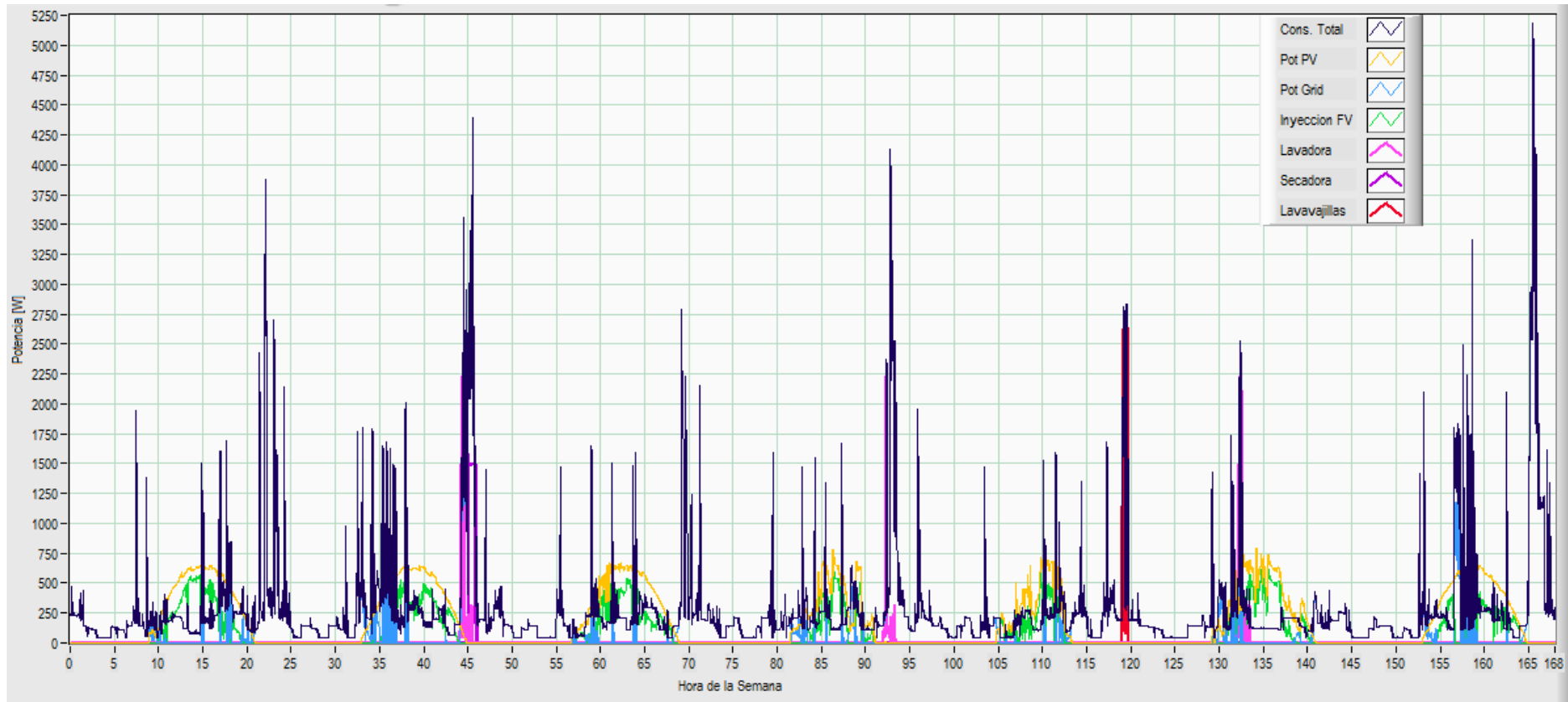


Figura 77. Huellas eléctricas de la simulación en verano de la configuración final escogida.

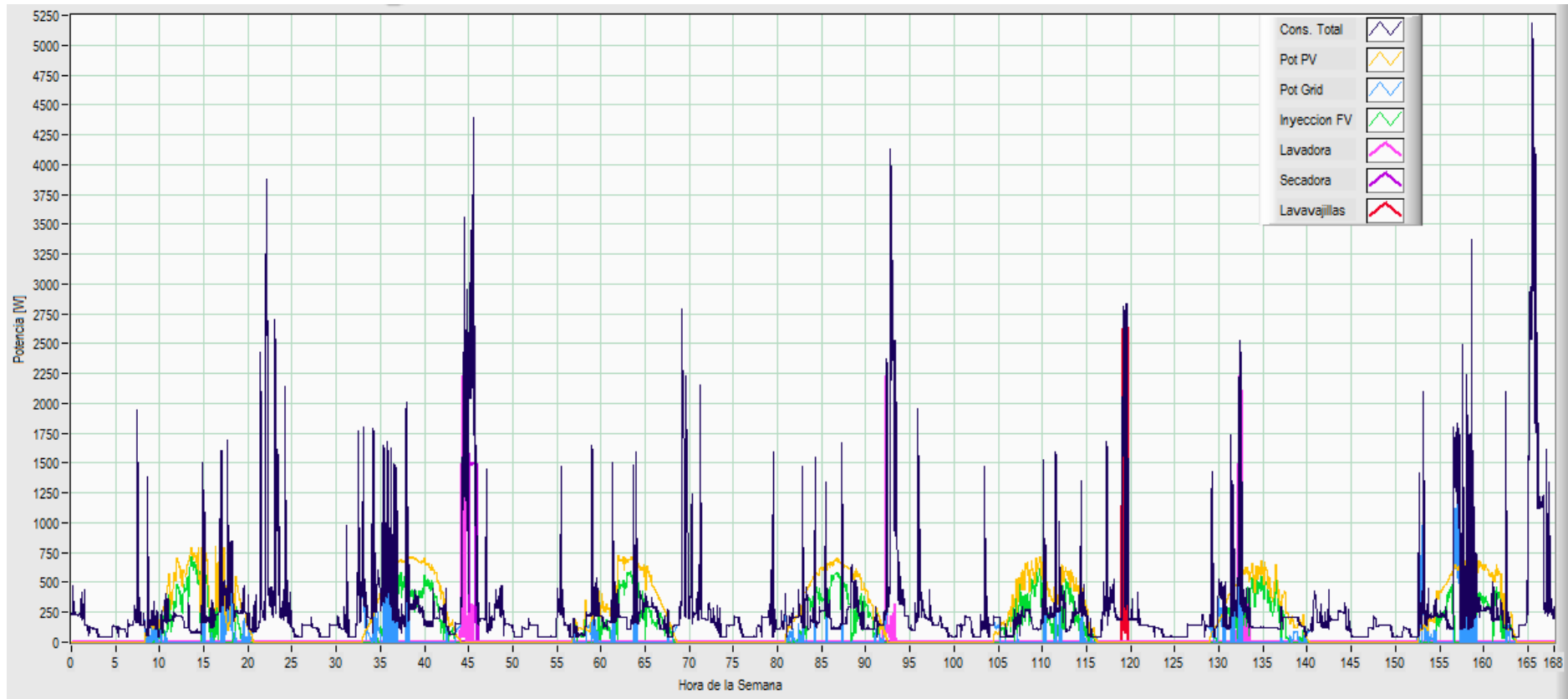


Figura 78. Huellas eléctricas de la simulación en primavera de la configuración final escogida.

CAPÍTULO 8:

CONCLUSIONES

En este capítulo se exponen todas las conclusiones extraídas tras la realización del trabajo de fin de grado, tanto generales como personales. Además, se presenta el posible trabajo futuro a realizar como continuación del presente del proyecto.

8.1 Conclusiones generales

Se considera que el proyecto responde a los objetivos establecidos inicialmente y que se adecua al marco regulatorio actual del sistema eléctrico español y del autoconsumo fotovoltaico. Además, resulta una herramienta útil para cumplir con los objetivos establecidos por la Directiva 2012/27/UE.

La solución finalmente escogida para la gestión de la micro-red doméstica de estudio es la más adecuada para cumplir con todas las consideraciones evaluadas durante el proyecto y garantizar la viabilidad económica del proyecto.

La tecnología actual permite múltiples técnicas de gestión energética para micro-redes, pero se ha comprobado que por encima de las restricciones técnicas son los aspectos regulatorios, legales y económicos los que terminan determinando cuáles deben ser los criterios de gestión a seguir en cada micro-red estudiada. Tras los análisis realizados en el proyecto, se extraen conclusiones significativas tanto para el mercado eléctrico español, el autoconsumo fotovoltaico y la gestión de cargas desplazables.

8.1.1 Mercado eléctrico español

El mercado eléctrico es complejo, pero es necesario su conocimiento exhaustivo para integrar de manera eficaz técnicas de gestión que fomenten la penetración a red de fuentes de energía renovable y

disminuyan los costes económicos asociados al suministro eléctrico. El sistema regulatorio del mercado eléctrico español no se adecua a las directrices marcadas por la unión Europea, ya que su estructura de costes fijos elevados no fomenta la eficiencia energética y la disminución de energía consumida, sino que incentiva la no simultaneidad de equipos para rebajar el término por potencia contratada. Además, la gran cantidad de peajes de acceso y unos impuestos de más del 27% explican el motivo de los elevados precios de las facturas eléctricas de los pequeños consumidores del país.

La complejidad regulatoria del sistema se traduce en la existencia de múltiples tarifas ofertadas por distintas comercializadoras. El PVPC del mercado regulado es a priori la mejor opción, por su competitivo precio y protección al usuario, pero impredecible y con precios muy variables a lo largo del año. Por otro lado, el mercado libre cuenta con ofertas de todo tipo, desde tarifas extremadamente elevadas a tarifas competitivas que fomentan la eficiencia energética y el origen renovable de la energía eléctrica del país.

8.1.2 Autoconsumo fotovoltaico

El autoconsumo fotovoltaico es una herramienta muy útil para la evolución del sistema eléctrico, pero requiere de una regulación favorable para poder desarrollar todo su potencial. La modularidad de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico permite múltiples configuraciones a escoger en función de las necesidades de cada micro-red, lo cual supone una gran ventaja. Además, existen muchas ofertas distintas en el mercado a un precio cada vez más competitivo y con una instalación cada vez más sencilla para llegar al mayor número de ciudadanos posibles.

A pesar de que en países con menos radiación solar que España el autoconsumo fotovoltaico ya es una opción de presente, el actual marco regulatorio español dificulta el desarrollo de esta técnica tras la aprobación del RD 900/2015. Además, la volatilidad jurídica de este sector en España es un condicionante muy negativo para las inversiones con rentabilidades a largo plazo.

La no permisión del balance neto, sea total o ponderado, y la estructura de costes fijos de la facturación eléctrica suponen un freno considerable, al que hay que sumar la presencia del actual impuesto al Sol. Además de no recibir remuneración por la energía vertida a red, el autoconsumidor se encuentra con penalizaciones para almacenar esta energía y gestionarla con técnicas de *peak shaving* para reducir el término de potencia contratada de la factura y consecuentemente mejorar la operación general de la red. Finalmente, se concluye que el RD 900/2015 de autoconsumo está claramente redactado para poner trabas administrativas, técnicas y económicas al desarrollo de esta técnica.

8.1.3 Gestión de cargas desplazables y monitorizado de consumos

La gestión de cargas gestionables es una técnica que irá ganando importancia con el paso del tiempo para contribuir a la evolución del

sistema eléctrico. Para ello, es necesaria una importante evolución tecnológica que permita llevar a cabo esta técnica, mediante la implantación de sistemas de gestión de la energía y la adaptación de las cargas a la interacción con los EMS.

El efecto positivo conseguido gracias a esta técnica en la micro-red estudiada no es suficientemente significativo como para su implantarla, pero ha servido para cuantificar los beneficios que se podrían llegar a obtener. El resultado obtenido es bajo debido a que el consumo de las cargas desplazables es menor del que se creyó inicialmente, significando una pequeña parte del consumo total de la micro-red, de carácter no gestionable mayoritariamente. Por lo tanto, esta técnica sí que sería de gran interés para una micro-red donde el consumo de las cargas gestionables fuese más significativo. En el caso estudiado, el desplazamiento de cargas podría ser efectuado ocasionalmente de manera manual por el inquilino del domicilio, utilizando dichas cargas en los períodos óptimos del día.

El monitorizado de consumos mediante desagregación de cargas ha sido de gran importancia para cuantificar la demanda energética de cada carga, determinar el impacto de la gestión de carga desplazables y detectar la presencia de consumos inesperados en la micro-red. Además, ha permitido conocer los picos de potencia de demanda, para considerar técnicas de *peak-shaving* y ajustar el valor de potencia contratada, resultando en un importante ahorro económico conseguido sin necesidad de inversión inicial. Por estos motivos, el monitorizado de energía se presenta como una herramienta fundamental para la óptima gestión de las micro-redes y la evolución del sistema eléctrico.

8.2 Conclusiones personales

Se considera que la realización del Trabajo de Fin de Grado ha servido para consolidar y profundizar en una gran parte de los conocimientos adquiridos durante el Grado en Ingeniería de la Energía.

Por otro lado, la opinión del autor tras la realización del proyecto es que se necesita un cambio en el modelo regulatorio del sistema eléctrico español para poder implementar las múltiples tecnologías y criterios de gestión energética necesarios para cumplir con los objetivos de eficiencia energética marcados por la Unión Europea para el año 2020.

Finalmente, se desea destacar la utilidad que puede tener en un futuro el programa desarrollado con el software LabVIEW para llevar a cabo análisis parecidos al del presente proyecto con todo tipo de micro-redes, para las cuales solo se requiere monitorizar los datos de consumo e introducirlos en el programa.

8.3 Continuación del trabajo

A continuación se muestra una lista de posibles continuaciones o mejoras del actual proyecto:

- Realización de los ensayos y el análisis de la variabilidad del PVPC con el global de datos anuales, en lugar de únicamente con cuatro semanas.
- Monitorizar los datos de generación de varias instalaciones fotovoltaicas pequeñas y usarlos en las simulaciones del programa. Analizar los efectos de tener los paneles más inclinados que la instalación con la que se han hecho las simulaciones (15° respecto a la horizontal) para maximizar la generación en invierno y reducirla en verano, donde los excedentes se pierden debido a la regulación actual.
- Considerar la utilización de un pequeño sistema de almacenamiento energético que utilice parte de los excedentes de energía fotovoltaica para mitigar los picos de potencia demandada, a pesar de que la regulación actual penalice esta técnica.
- Implementar de manera práctica el algoritmo de gestión desarrollado con LabVIEW en una micro-red eléctrica real.
- Establecer más escenarios de regulación del balance neto o ponderado.
- Proyectar la obra necesaria para la instalación del sistema de autoconsumo en un domicilio real.
- Estudiar el proceso de tramitación administrativa expuesto en el RD 1699/2011 y en el RD 900/2015 para instalaciones de autoconsumo e inscribir la instalación en el registro de instalaciones de autoconsumo.

Como se puede observar, se trata de una temática muy amplia y cambiante, por lo que los estudios y análisis a realizar son múltiples.

CAPÍTULO 9:

BIBLIOGRAFÍA

9.1 Referencias bibliográficas

- AccuWeather. *AccuWeather.com*. Abril de 2016. <http://www.accuweather.com/es/es/sabadell/307301/month/307301?monyr=4/01/2016> (último acceso: 19 de Abril de 2016).
- Ackerman, Thomas, Göran Anderson, y Lennart Söder. «Distributed generation: a definition.» *Electric Power Systems Research* 57, 2001: 195-204.
- AE018-EM 1,530 kW. *PVOutput.org*. 2015-2016. <http://pvoutput.org/intraday.jsp?id=29011&sid=35177&gs=0&dt=20151026> (último acceso: Marzo de 2016).
- Autosolar. 2016. https://autosolar.es/kits-solares/kit-autoconsumo-solar/kit-autoconsumo-solar-255w_precio (último acceso: 23 de Mayo de 2016).
- Barker, Sean, Sandeep Kalra, David Irwin, y Prashant Shenoy. «Empirical Characterization and Modeling of Electrical Loads in Smart Homes.» *International Green Computing Conference Proceedings*. Massachusetts, 2013.
- Blog energía sostenible. *Autoconsumo eléctrico*. 23 de Diciembre de 2011. <http://www.blogenergiasostenible.com/balance-neto-espana-europa-y-america/> (último acceso: 3 de Marzo de 2015).
- Bullich Massagué, Eduard. «Convertidores fotovoltaicos.» *Diapositivas de la asignatura: Integración de las energías renovables a las redes de potencia*. 7 de Septiembre de 2015.
- . «Introducción a la energía solar fotovoltaica.» *Diapositivas de la asignatura: Integración de las energías renovables a las redes de potencia*. 7 de Septiembre de 2015.

- Casellas, Francisco. «Gestión de una micro-red con LabVIEW.» *Diapositivas de la asignatura: Gestión energética con equipos electrónicos*. Septiembre de 2015.
- El observatorio crítico de la energía. *La Marea*. 22 de Diciembre de 2014. <http://www.lamarea.com/2014/12/22/siete-graficos-para-ponerse-al-dia-en-fotovoltaica/> (último acceso: 21 de Marzo de 2016).
- . *La Marea*. 14 de Diciembre de 2015. <http://www.lamarea.com/2015/12/14/autoconsumo-marca-espana-la-normativa-mas-restrictiva-del-mundo/> (último acceso: 22 de Marzo de 2016).
- Endesa. *Endesa Clientes PVPC*. 2016. <https://www.endesaclientes.com/precio-luz-pvpc.html> (último acceso: 26 de Febrero de 2016).
- Energía y sociedad. *Las claves del sector energético*. 2014. <http://www.energiaysociedad.es/ficha/4-3-distribucion> (último acceso: 14 de Abril de 2016).
- Estévez, Ricardo. *Ecointeligencia*. 20 de Agosto de 2015. <http://www.ecointeligencia.com/2015/08/autoconsumo-ejemplos/> (último acceso: 22 de Marzo de 2016).
- Fuertes, Miquel. *Nergiza*. 23 de Mayo de 2016. <http://nergiza.com/era-mas-barata-antes-la-electricidad/> (último acceso: 2016 de Mayo de 26).
- MiRubee. «Manual de instalación de la MiRubox.» 2015.
- . «Manual de usuario.» 2015.
- NREL. *National Renewable Energy Laboratory*. 2015. <http://www.nrel.gov/pv/> (último acceso: 12 de Marzo de 2016).
- Pagès Giménez, Marc. «Inversor en modo conmutado.» *Diapositivas de la asignatura: Integración de las energías renovables a las redes de potencia*. 11 de Enero de 2012.
- Pérez, Abner. *Nergiza*. 11 de Noviembre de 2015. <http://nergiza.com/contadores-inteligentes-saltan-mas/> (último acceso: 12 de Abril de 2016).
- Red Eléctrica España - Esios. *PVPC*. 28 de Abril de 2016. <https://www.esios.ree.es/es/pvpc> (último acceso: 28 de Abril de 2016).
- Red Eléctrica España. «Informe del Sistema Eléctrico Español.» Alcobendas (Madrid), 2014.
- Ruzzelli, A.G, C Nicolas, A Schoofs, y G.M.P O'Hare. «Real-Time Recognition and Profiling of Appliances.» *7th Annual IEEE Communications Society Conference on Sensor*. Rennes, 2010.
- U.S. Department Of Energy. *Microgrids at Berkeley Lab*. 2016. <https://building-microgrid.lbl.gov/microgrid-definitions> (último acceso: 27 de Mayo de 2016).
- UNEF. *Informe Anual*. Madrid: Unión Española Fotovoltaica, 2015.

- Velasco, G, F Casellas, F Guinjoan, R Piqué, y H Martínez. *Peak Shaving en Palestina mediante generación fotovoltaica y baterías*. Barcelona, Spain, 2015.
- Velasco, Guillermo. «Introducción al sistema eléctrico.» *Diapositivas de la asignatura: Gestión energética con equipos electrónicos*. Septiembre de 2015.
- Villa, Lucía. «Sólo 16 instalaciones de autoconsumo se legalizan tras la nueva ley del PP.» *Público*, 5 de Abril de 2016.
- Weiss, Markus, Adrian Helfenstein, Friedemann Mattern, y Thorsten Staake. «Leveraging smart meter data to recognize home appliances.» *IEEE International Conference on Pervasive Computing and Communications*. Zurich, 2012.
- Zeitgeist Laboratory. *Research & Education*. 2016. www.zeitgeistlab.ca/doc/Unveiling_the_Hidden_Connections_between_E-mobility_and_Smart_Microgrid.htm (último acceso: 14 de Abril de 2016).

9.2 Bibliografía de consulta

- González Landeras, Nuria. *Estudio Sobre El Coste de la Electricidad Desde la Aparición del PVPC en 2014/15*. Santander, Septiembre de 2015.
- González López, Ángel J. *Gestión de la energía en una red inteligente*. Leganés, Febrero de 2012.
- Lasseter, Robert H., y Paolo Piagi. *Microgrid: A Conceptual Solution*. Aachen, Germany, 20-20 de Junio de 2004.
- Lasseter, Robert, y otros. «The CERTS MicroGrid Concept.» *Integration of Distributed Energy Resources*. Abril de 2002.
- Martí Alcaire, Ferran, y Sergio Martínez Porras. *Control jeràrquic aplicat a la gestió energètica d'una micro-xarxa elèctrica*. 7 de Julio de 2011.
- Niinistö, Arto. *Simulation of the Management of a Micro Grid with Wind, Solar and Gas Generators*. Espoo, Finland, 12 de October de 2009.
- Palma-Behnke, R, C. Benavides, E. Aranda, y J. Llano. *Energy Management System for a Renewable based Microgrid with a Demand Side Management Mechanism*. Santiago de Chile, 2011.
- Plataforma por un Nuevo Modelo Energético. «Documento Base.» Madrid, 2012.
- PWC. «Informe El Autoconsumo En España: Sector Residencial Y Comercial.» 2015.
- Salta, Diogo. *Residential electric load disaggregation using only one sensor*. Lisbon, s.f.
- Vinals, Guillem. *Operació d'una micro-xarxa amb energies renovables i emmagatzematge*. 2013.

9.3 Normativa considerada

- Directiva 2012/27/UE. «Eficiencia Energética.» 25 de Octubre de 2012.
- Endesa Distribución. « Guía vademécum para instalaciones de enlace en baja tensión.» Febrero de 2014.
<http://www.endesadistribucion.es/es/instalaciones2/Documents/Gu%C3%ADa%20Vadem%C3%A9cum-castellano%20-%20V16.pdf>.
- ISO 50001. «Sistemas de gestión de la energía.» 15 de Junio de 2011.
- Ley 24/2013. «Sector Eléctrico.» 26 de Diciembre de 2013.
- Orden IET/2735/2015. «Peajes de acceso de energía eléctrica para 2016.» 17 de Diciembre de 2015.
- Orden Ministerial ITC/3860/2007. «Sustitución contadores de energía eléctrica.» 28 de Diciembre de 2007.
- RD 1699/2011. «Conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.» 18 de Noviembre de 2011.
- RD 216/2014. «Metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.» 28 de Marzo de 2014.
- RD 900/2015. «Condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.» 9 de Octubre de 2015.
- RD-Ley 9/2015. «Medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico.» 10 de Julio de 2015.