

Trabajo de Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías  
Industriales

Estudio de la Viabilidad Económica de la  
Autoproducción Doméstica de Energía Eléctrica

Autor: María Molina Salvador

Tutor: Alejandro Marano Marcolini

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

Sevilla, 2017





Trabajo de Fin de Grado  
Estudio de la Viabilidad de la Autoproducción Doméstica de Energía Eléctrica

# **Estudio de la Viabilidad Económica de la Autoproducción Doméstica de Energía Eléctrica**

Autor:

María Molina Salvador

Tutor:

Alejandro Marano Marcolini

Profesor Contratado Doctor

Dep. Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2017



Proyecto Fin de Carrera: Estudio de la Viabilidad Económica de la Autoproducción Doméstica de Energía Eléctrica

Autor: María Molina Salvador

Tutor: Alejandro Marano Marcolini

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*





# Agradecimientos

---

Con este trabajo termino una de las etapas de mi formación tanto académica como personal, todo esto no lo hubiese conseguido sin el apoyo incondicional de aquellas personas que han estado a mi lado. Es por ello por lo que quiero dedicar estas líneas a mi familia y amigos, gracias por haber compartido estos años conmigo, haberme hecho sacar una sonrisa siempre que lo he necesitado y facilitar mi adaptación a cualquier situación que se me ha presentado durante esta aventura.

Me gustaría agradecer también a mis profesores por aconsejarme y por enseñarme todo lo que he aprendido durante estos años. Especialmente, nombrar a mi tutor Alejandro Marano Marcolini por su paciencia y buen trato recibido, por haberme dedicado su tiempo y aconsejarme en todo momento.

Muchísimas gracias a todos.

*María Molina Salvador*

*Autora*

*Sevilla, 2017*



## Resumen

---

**E**n este trabajo se presenta el estudio de la viabilidad económica de la autoproducción fotovoltaica en diferentes zonas geográficas y tipos de vivienda en España.

En primer lugar, se explicará la situación actual de la energía fotovoltaica así como la motivación de fomentar este tipo de instalaciones para disminuir el consumo de energía primaria y producir un menor impacto en la atmósfera al reducir de esta forma el efecto de los gases de efecto invernadero. Además, se verán una serie de antecedentes en los que se incluye el marco regulatorio que ha afectado a este tipo de energía y se detallarán los puntos más relevantes del RD 900/2015.

En segundo lugar, se comentará la función que desempeña el mercado eléctrico y se definirá tanto el concepto como el proceso de cálculo del denominado precio voluntario para el pequeño consumidor.

En tercer lugar, se estudiará el perfil de consumo energético de cada una de las viviendas y con ello, se diseñará la instalación fotovoltaica. A partir de los datos de la instalación y el estudio meteorológico de cada zona, se llegará al perfil de producción fotovoltaico de cada una de las instalaciones. Por último, se obtendrá el ahorro anual que, junto a los costes de la inversión inicial, nos permitirá conocer si dicha inversión es rentable o no.



# Abstract

---

This work presents a study of the economic viability of photovoltaic self-consumption in different geographic zones and types of housing in Spain.

First, the current situation of photovoltaic energy is explained along with the motivation for promoting this type of installation, which decreases primary energy consumption and atmospheric impact by reducing the effect of greenhouse gases. Furthermore, background information is provided. This includes the regulatory framework that has affected photovoltaic energy. Also, the relevant points of RD 900/2015 are elaborated.

Second, the function that the electricity market performs is discussed. Both the theory and method of calculating the so-called voluntary price for the small consumer are defined.

Third, the energy load profile of each type of housing is examined to design the corresponding photovoltaic installations. The photovoltaic production profile of each installation is derived from each zone's installation and meteorological data. Finally, the annual savings are calculated, which, along with the initial investment costs, enable one to conclude whether such an investment is profitable or not.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>Notación</b>	<b>xxi</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Objetivo de reducción de emisiones. Modelo de generación distribuida.</i>	1
1.2 <i>Situación actual de la energía fotovoltaica</i>	3
<b>2 Antecedentes</b>	<b>5</b>
<b>3 Normativa</b>	<b>7</b>
3.1 <i>Proceso de legalización</i>	14
3.1.1 Tipos de instalaciones de autoconsumo y procedimientos de legalización existentes	14
<b>4 Mercado eléctrico</b>	<b>19</b>
4.1 <i>Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)</i>	19
4.1.1 Definición	19
4.1.2 Causas y formas de publicar dicha información	20
4.1.3 Aplicación de los nuevos precios al consumidor	20
4.1.4 Tipos de tarifa	21
4.1.5 Procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica	22
4.1.6 Tabla de precios	24
<b>5 Consumos domésticos</b>	<b>27</b>
5.1 <i>Clasificación de las viviendas</i>	27
5.2 <i>Obtención de los perfiles de consumo</i>	29
5.2.1 Información dada a conocer	32
<b>6 Estudio meteorológico</b>	<b>35</b>
6.1 <i>Irradiancia</i>	35
6.1.1 Zona fría	35
6.1.2 Zona cálida	36
6.2 <i>Temperatura</i>	36
6.2.1 Zona fría	36
6.2.2 Zona cálida	37
<b>7 Diseño de la instalación fotovoltaica</b>	<b>39</b>
7.1 <i>Principio fotoeléctrico</i>	39
7.2 <i>Componentes del sistema</i>	42
7.2.1 Módulos fotovoltaicos	42
7.2.2 Seguidor del punto de máxima potencia	45
7.2.3 Inversores	47

7.2.4	Dimensionado de los conductores de un Sistema fotovoltaico conectado a la red	52
7.2.5	Estructuras soporte para los módulos fotovoltaicos	59
7.2.6	Protecciones eléctricas	60
7.3	<i>Criterio de cálculo del número de paneles</i>	64
7.4	<i>Estudio de la curva de producción de potencia</i>	65
<b>8</b>	<b>Estudio de la inversión</b>	<b>67</b>
8.1	<i>Estudio del ahorro</i>	67
8.1.1	Gráficas de consumo y producción	68
8.2	<i>Estudio de la inversión. Criterio económico.</i>	74
8.3	<i>Resultados</i>	75
8.3.1	Evaluación de los resultados	75
<b>9</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>77</b>
	<b>Anexo A</b>	<b>79</b>
	<b>Anexo B</b>	<b>91</b>
	<b>Referencias</b>	<b>95</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

<b>Tabla 3.1</b> Término variable sobre el autoconsumo durante el año 2015. Fuente [2].	11
<b>Tabla 3.2</b> Término variable sobre el autoconsumo durante el año 2016. Fuente [2].	12
<b>Tabla 3.3</b> Término fijo de potencia durante los años 2015 y 2016. Fuente [2].	13
<b>Tabla 4.1</b> Cuadro de precios medios de la electricidad durante un mes para las tarifas dos periodos y por defecto. Elaboración propia.	25
<b>Tabla 5.1</b> Consumo medio de electricidad para las diferentes zonas climáticas en España y de forma global para viviendas unifamiliares y pisos. Fuente [11].	27
<b>Tabla 5.2</b> Consumo medio destinado a los diferentes usos dados a la electricidad en España para viviendas unifamiliares y pisos. Fuente [11].	28
<b>Tabla 5.3</b> Consumo medio destinado a los diferentes electrodomésticos en España para viviendas unifamiliares y pisos. Fuente [11].	28
<b>Tabla 5.4</b> Consumo de electricidad por servicio en España. Fuente [11].	29
<b>Tabla 5.5</b> Número de habitantes de la zona mediterránea. Fuente [12].	30
<b>Tabla 5.6</b> Número de habitantes de la zona atlántica. Fuente [12].	31
<b>Tabla 5.7</b> Potencias contratadas normalizadas para instalaciones monofásicas y trifásicas. Fuente [12].	31
<b>Tabla 7.1</b> Características de los paneles seleccionados para las distintas instalaciones. Elaboración propia.	45
<b>Tabla 7.2</b> Presupuesto de los paneles fotovoltaicos para las diferentes instalaciones. Elaboración propia.	45
<b>Tabla 7.3</b> Resumen de fórmulas de la sección en función de la caída de tensión. Fuente [21].	55
<b>Tabla 7.4</b> Valores de la conductividad del cobre ( $m/\Omega \cdot mm^2$ ) con la temperatura ( $^{\circ}C$ ). Fuente [19].	56
<b>Tabla 7.5</b> Resultados de las secciones del cableado de continua. Elaboración propia.	58
<b>Tabla 7.6</b> Resultados de las secciones del cableado de alterna. Elaboración propia.	58
<b>Tabla 7.7</b> Presupuesto del cableado de continua, alterna y total. Elaboración propia.	58
<b>Tabla 7.8</b> Presupuesto de la estructura soporte para cada instalación. Elaboración propia.	60
<b>Tabla 7.9</b> Presupuesto de las protecciones para cada instalación. Elaboración propia.	63
<b>Tabla 8.1</b> Interpretación del resultado del criterio económico. Fuente [26].	74
<b>Tabla 8.2</b> Resultados de la rentabilidad de la inversión para cada una de las instalaciones. Elaboración propia.	75



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

<b>Figura 3.1</b> Esquema de equipos de medida para una instalación de autoconsumo de tipo 1. Fuente [3].	8
<b>Figura 3.2</b> Esquema de equipos de medida para una instalación de autoconsumo tipo 2 con potencia de generación instalada superior a 100 kW. Fuente [3].	9
<b>Figura 3.3</b> Esquema de equipos de medida para una instalación de autoconsumo tipo 2 con potencia de generación instalada inferior a 100 kW. Fuente [3].	10
<b>Figura 3.4</b> Solicitud de conexión a la distribuidora mediante Anexo II del RD1699. Fuente [3].	15
<b>Figura 3.5</b> Memoria técnica con esquema de conexión propuesto y CUPS del punto de suministro. Fuente [3].	15
<b>Figura 3.6</b> Licencia de obra menor de la instalación fotovoltaica. Fuente [3].	16
<b>Figura 3.7</b> Certificado de la instalación eléctrica en baja tensión. Fuente [3].	16
<b>Figura 3.8</b> Solicitud de conexión de la instalación acorde al Anexo III del RD1699. Fuente [3].	17
<b>Figura 4.1</b> Término de facturación de energía activa del PVPC. Fuente [9].	21
<b>Figura 4.2</b> Término de facturación de energía activa del PVPC de cada una de las tarifas por separado descomponiendo el precio en sus constituyentes. Fuente [9].	24
<b>Figura 4.3</b> Evolución horaria del precio medio de la energía activa en un mes según la tarifa por defecto. Elaboración propia.	26
<b>Figura 4.4</b> Evolución horaria del precio medio de la energía activa en un mes según la tarifa dos periodos. Elaboración propia.	26
<b>Figura 5.1</b> Zonas climáticas existentes en España. Fuente [11].	27
<b>Figura 5.2</b> Zonas climáticas de España. Fuente [27].	30
<b>Figura 5.3</b> Perfiles de consumo en invierno – perfiles individuales (izquierda) y perfil agregado (derecha). Fuente [13].	33
<b>Figura 5.4</b> Perfiles de consumo en verano – perfiles individuales (izquierda) y perfil agregado (derecha). Fuente [13].	33
<b>Figura 6.1</b> Irradiancia en la zona fría. Elaboración propia.	35
<b>Figura 6.2</b> Irradiancia en la zona cálida. Elaboración propia.	36
<b>Figura 6.3</b> Temperatura en la zona fría. Elaboración propia.	36
<b>Figura 6.4</b> Temperatura en la zona cálida. Elaboración propia.	37
<b>Figura 7.1</b> Detalle de una célula fotovoltaica. Fuente [17].	39
<b>Figura 7.2</b> Principio de funcionamiento de una célula solar. Fuente [19].	40
<b>Figura 7.3</b> Circuito equivalente de una célula solar. Fuente [18].	40
<b>Figura 7.4</b> Característica I-V de iluminación. Fuente [20].	41
<b>Figura 7.5</b> Circuito equivalente de una célula solar corregido. Fuente [18].	41
<b>Figura 7.6</b> Elementos de un panel fotovoltaico. Fuente [19].	43
<b>Figura 7.7</b> Curvas I-V para distintos valores de la irradiación solar a temperatura constante de la célula (25°C). Fuente [19].	43
<b>Figura 7.8</b> Curvas I-V para distintas temperaturas de la célula a valor de irradiancia constante (1000 W/m <sup>2</sup> ).	

Fuente [19].	43
<b>Figura 7.9</b> Curvas I-V y de potencia. Fuente [19].	44
<b>Figura 7.10</b> Esquema funcional de un seguidor MPP. Fuente [21].	46
<b>Figura 7.11</b> Curva característica I-V y P-V de un generador fotovoltaico. Fuente [21].	47
<b>Figura 7.12</b> Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico autónomo. Fuente [21].	48
<b>Figura 7.13</b> Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Fuente [21].	49
<b>Figura 7.14</b> Curvas de rendimiento de un inversor y variación con la tensión de entrada (inversor con un rango de 200 a 500 V). Fuente [21].	50
<b>Figura 7.15</b> Tramos de línea de un sistema fotovoltaico conectado a la red (no se indican los dispositivos de maniobra y protección). Fuente [21].	52
<b>Figura 7.16</b> Métodos de instalación a) Método B1 b) Método D c) Método E. Fuente [21].	53
<b>Figura 8.1</b> Curva consumo-producción en vivienda pequeña situada en zona fría en verano. Elaboración propia.	68
<b>Figura 8.2</b> Curva consumo-producción en vivienda pequeña situada en zona fría en invierno. Elaboración propia.	68
<b>Figura 8.3</b> Curva consumo-producción en vivienda mediana situada en zona fría en verano. Elaboración propia.	69
<b>Figura 8.4</b> Curva consumo-producción en vivienda mediana situada en zona fría en invierno. Elaboración propia.	69
<b>Figura 8.5</b> Curva consumo-producción en vivienda grande situada en zona fría en verano. Elaboración propia.	70
<b>Figura 8.6</b> Curva consumo-producción en vivienda grande situada en zona fría en invierno. Elaboración propia.	70
<b>Figura 8.7</b> Curva consumo-producción en vivienda pequeña situada en zona cálida en verano. Elaboración propia.	71
<b>Figura 8.8</b> Curva consumo-producción en vivienda pequeña situada en zona cálida en invierno. Elaboración propia.	71
<b>Figura 8.9</b> Curva consumo-producción en vivienda mediana situada en zona cálida en verano. Elaboración propia.	72
<b>Figura 8.10</b> Curva consumo-producción en vivienda mediana situada en zona cálida en invierno. Elaboración propia.	72
<b>Figura 8.11</b> Curva consumo-producción en vivienda grande situada en zona cálida en verano. Elaboración propia.	73
<b>Figura 8.12</b> Curva consumo-producción en vivienda grande situada en zona cálida en invierno. Elaboración propia.	73
<b>Figura 8.13</b> Rentabilidad de las inversiones. Elaboración propia.	75

$h$	Constante de Planck ( $6.62606957 \times 10^{-34}$ Js)
$c$	Velocidad de la luz ( $3 \times 10^8$ m/s)
$\lambda$	Longitud de onda
$N_{serie}$	Número de paneles en serie
$N_{paralelo}$	Número de paneles en paralelo
$N_{tot}$	Número total de paneles
$V_{oc}(\theta)$	Tensión a circuito abierto a una temperatura
$V_{mp}(\theta)$	Tensión en el punto de máxima potencia del panel a una temperatura dada
$V_{dcmax}$	Tensión máxima de continua de entrada permitida por el inversor
$V_{mpptmin}$	Tensión mínima del rango de tensiones MPPT que permite el inversor
$V_{mpptmax}$	Tensión máxima del rango de tensiones MPPT que permite el inversor
$I_{sc}(E)$	Intensidad de cortocircuito del panel dada una irradiancia
$I_{mp}(E)$	Intensidad en el punto de máxima potencia del panel dada una irradiancia
$I_{dcmax}$	Intensidad máxima de continua de entrada permitida por el inversor
$P_{mp}(\theta, E)$	Potencia del panel a una temperatura e irradiancia dadas
$\theta_{panel}$	Temperatura del panel
$\theta_{amb}$	Temperatura ambiente
$E$	Irradiancia
$T_{on}$	Temperatura de operación nominal del panel (48°C)
$\beta$	Coefficiente de temperatura del panel
$C_0$	Inversión inicial
$Q$	Flujo de cajas
$t$	Tasa de actualización
$I_b$	Intensidad de diseño del cable
$I_{z0}$	Intensidad máxima admisible en unas condiciones de operación
$f_i$	Factor de corrección de la intensidad
$\rho$	Resistividad del cobre



# 1 INTRODUCCION

El incremento de los precios de la electricidad, el abaratamiento de ciertas tecnologías renovables y las políticas de fomento de la energía limpia han promovido la idea del autoabastecimiento energético entre los consumidores de todo el mundo. La producción de energía eléctrica generada en el interior de la red de un consumidor para su propio uso empieza a resultar atractiva para muchos.

Entre los retos a los que se enfrenta el sector energético, el autoconsumo es un nuevo elemento que puede reconfigurar la industria y nos lleva a preguntarnos cómo debemos incorporar el autoconsumo en la estructura de nuestro sistema eléctrico para que beneficie al resto de ciudadanos.

En este contexto, el objetivo de nuestro estudio es analizar y valorar los datos obtenidos en a lo largo del mismo evaluando la regulación aprobada en octubre de 2015.

Para abordar nuestro estudio, en primer lugar se llegará a los diferentes perfiles de consumo eléctrico atendiendo al tipo de vivienda y su localización, de esta forma se tendrán viviendas de tamaño pequeño, mediano y grande localizadas en las zonas Atlántica y Mediterránea del país a las que denominaremos “zona fría” y “zona cálida” respectivamente.

A partir de dichos consumos se dimensionará el inversor necesario y la instalación fotovoltaica. Con los datos de los respectivos paneles, la irradiancia media y temperatura media de cada zona podremos llegar a un perfil de producción solar

Una vez se tengan ambos perfiles, los superpondremos para hallar el ahorro que supone anualmente la instalación teniendo en cuenta las tarifas dos periodos y por defecto que se verán posteriormente.

Por último, se estimará la inversión inicial de la instalación y junto con los ahorros obtenidos se procederá al análisis de dicha inversión.

Los archivos Excel utilizados en el estudio se encuentran en formato electrónico.

## 1.1 Objetivo de reducción de emisiones. Modelo de generación distribuida.

En el denominado “Objetivo 20/20/20”, los Estados miembros de la Unión se comprometieron a reducir para 2020 el consumo de la energía primaria, es decir, toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada, en un 20%. Sin embargo, aún existen multitud de obstáculos que impiden adoptar medidas eficaces para lograr dicho objetivo. Este compromiso energético se plasma en la Directiva 2012/27/UE. La estrategia energética de la Unión Europea para alcanzar dicho objetivo es:

- Reducir las emisiones de los gases productores de efecto invernadero en un 20%.
- Ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética.
- Promover que el 20% de la energía de UE provenga de energías renovables.

En España, el aumento del volumen de generación eléctrica de régimen especial se debe en mayor medida al aumento de las energías renovables, con una potencia instalada de 31866 MW en 2012, lo que supone 2885 MW más que en 2011.

Los principales inconvenientes que encuentran los actuales modelos de generación y distribución de la energía eléctrica son los siguientes:

- El uso de las fuentes de energía contaminantes.
- Existencia de un modelo de generación centralizada.
- Casi toda la energía eléctrica se produce fuera de los centros de consumo, lo que supone unas pérdidas elevadas en las redes de transporte y distribución.
- La saturación de las redes.
- La oposición social a nuevas instalaciones o redes.

La necesidad de resolución de dichos problemas mencionados lleva al surgimiento de nuevas ideas para la obtención de energía eléctrica. El nuevo modelo de generación distribuida contempla los siguientes cambios:

- Existencia de una generación de energía a pequeña escala.
- Suministros en puntos cercanos al consumidor.
- Generación con conexión directa a redes de baja tensión.
- Existencia de cierto nivel de independencia en cuanto a la gestión y control de la generación.

Con este modelo, según las características mostradas, se conseguirá una serie de ventajas:

- La reducción de las pérdidas en la red, ya que el punto de generación estará más cercano al consumidor
- La reducción en el uso de combustibles, y como consecuencia, la reducción de la emisión de gases y residuos contaminantes.
- Se conseguirá cierta autonomía energética.
- Se conseguirá una mejor aceptación social por la reducción del impacto ambiental.



## 1.2 Situación actual de la energía fotovoltaica

Durante los años 2007 y 2008 existió un “boom fotovoltaico”, sin embargo, la llegada de la crisis económica afectó a las subvenciones y primas fotovoltaicas. La principal justificación dada a dichos recortes fue la de reducir el déficit tarifario, que es la diferencia entre lo que cuesta producir y distribuir la electricidad y los ingresos del sistema eléctrico. A todo esto se le suma la aprobación de la Reforma Energética y el Real Decreto de autoconsumo fotovoltaico.

En el Decreto, aprobado en octubre de 2015, se detallan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción, que incluye peajes de respaldo y de acceso destinados a sufragar los costes de las redes por la energía. De esta forma, los autoconsumidores tendrán que hacer frente a los peajes por transporte y distribución en la medida en que utilicen la red, y los costes del sistema eléctrico, como son la amortización del déficit acumulado, los extracostes de los sistemas insulares y extrapeninsulares y el incentivo a renovables, ya que esos costes los tiene que abonar el sistema al margen de que uno autoconsume o no. Además, deberán pagar el peaje de respaldo que cubre aquellas centrales de apoyo que funcionen en aquellos momentos en los que no existiese sol o viento.

Según los cálculos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), el peaje de respaldo supondrá que el coste de generar energía será un 27% mayor que si se optase por el consumo convencional y abonase el peaje de uso tradicional de la red. Dicha asociación que cuenta con 300 empresas (representación del 85% del sector) critica que esto pueda impedir el ahorro de los autoconsumidores y la paralización de la entrada de nueva competencia en el mercado [1].

Aunque en España sea relativamente nuevo, en países como Estados Unidos u Holanda el autoconsumo está más consolidado, ya que es el camino al que se dirigen las políticas de la Unión Europea. De este modo, deberían incentivarse estas prácticas bonificando los peajes o verter energía a la red y recuperarla cuando la necesitasen (balance neto) o directamente venderla.

El sector fotovoltaico esperaba que la regulación del autoconsumo incorporase el balance neto, ya que beneficiaría al autoconsumidor, sin embargo, esto no fue así. Actualmente existe el autoconsumo instantáneo en el que se produce energía de forma privada y se autoconsumen en el momento [1].

Dicha regulación del autoconsumo era la gran esperanza del sector fotovoltaico español y podría haber supuesto un paso más hacia el futuro al que se dirigen los distintos países de Europa y resto del mundo. Sin embargo, con la actual regulación, España, un país con un entorno favorable para el desarrollo de la generación solar debido a los precios elevados de la electricidad y radiación solar atractiva, está muy lejos de conseguir esto.



## 2 ANTECEDENTES

---

En 2012, en España aparecieron las primeras instalaciones fotovoltaicas que eran rentables sin ningún tipo de prima o ayuda. Estas funcionaban en el régimen de autoconsumo instantáneo comentado, opción que abrió el RD 1699/2011, al regular la conexión de dichas instalaciones a la red [1].

Además, el RD 1699/2011 anunció otra norma que regularía el balance neto, que permitiría saldar la electricidad que excediese del autoconsumo instantáneo y se virtiese en la red con la electricidad suministrada por la red cuando el generador para autoconsumo no pueda cubrir la demanda, por ello, no sería necesario el uso de acumuladores y el sobrecoste que supondrían en la inversión inicial. Sin embargo, como se ha indicado, esta opción no se ha implantado en España [1].

A diferencia de lo que sucede con el autoconsumo instantáneo, el balance neto supodría un pago de peajes por la gestión del intercambio diferido de energía además del uso de las redes eléctricas.

El autoconsumo instantáneo beneficia a aquellos consumidores como industrias o comercios en el que existe buen acoplamiento entre las curvas de producción y consumo, ya que necesitan energía en las horas centrales del día. Sin embargo, este sistema perjudica a los consumidores domésticos, cuya curva de demanda no coincide con la de producción.



## 3 NORMATIVA

Las actividades de autoconsumo eléctrico están recogidas con detalle en la legislación española. A

continuación se recogen algunas normativas vigentes en España relacionadas con las instalaciones solares fotovoltaicas de suministro eléctrico:

- Real Decreto 842/2002, por el que aprueba el nuevo Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).
- Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación: Aplicación de medidas de eficiencia energética en edificios de nueva construcción.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero de 2012, por el que se suspenden de forma temporal las primas de nuevas instalaciones de régimen especial, así como los procedimientos de preasignación de retribución.
- Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, regula el sector eléctrico con el objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

A continuación, se detallarán los puntos más relevantes del Real Decreto 900/2015.

En el artículo 2, se indica que dicho decreto es de aplicación a las instalaciones conectadas en el interior de una red, aún cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante. Por lo tanto, será de aplicación aún cuando se disponga de dispositivos de inyección cero que evitan el vertido de excedentes de producción a la red eléctrica [2]. Es decir, este Real Decreto es de aplicación a la instalación de nuestro estudio ya que aunque desechemos la energía excedente entre producción y consumo, dicha instalación se conecta a la red.

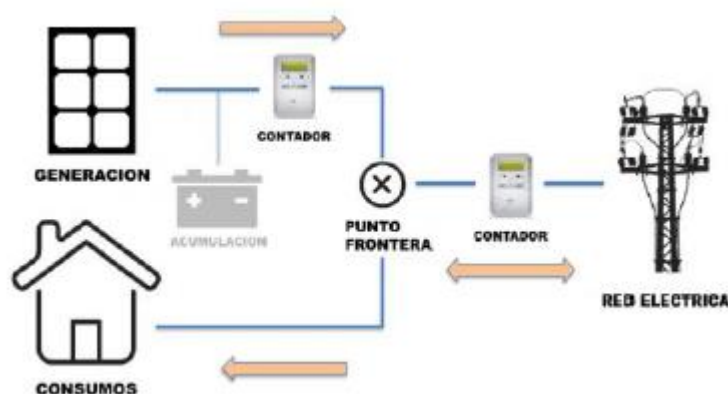
La derivada inmediata es que ya no se pueden legalizar las instalaciones de acuerdo a los procedimientos que habían establecido algunas Comunidades Autónomas y según los cuales se podían legalizar las instalaciones de acuerdo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, sin necesidad de solicitar permiso a la compañía eléctrica, siempre y cuando, se certificara la no inyección de energía sobrante a la red de distribución. La segunda derivada es que a partir de ahora el proceso de legalización será más costoso y sobretodo mucho más complejo a nivel burocrático [2].

Las únicas instalaciones que no se contemplan y por tanto no deberán pagar peaje de respaldo, serán aquellas completamente desconectadas de la red eléctrica, esto es que no tiene ningún punto de conexión física con la red de distribución eléctrica.

Existen dos modalidades de autoconsumo:

- Tipo 1:

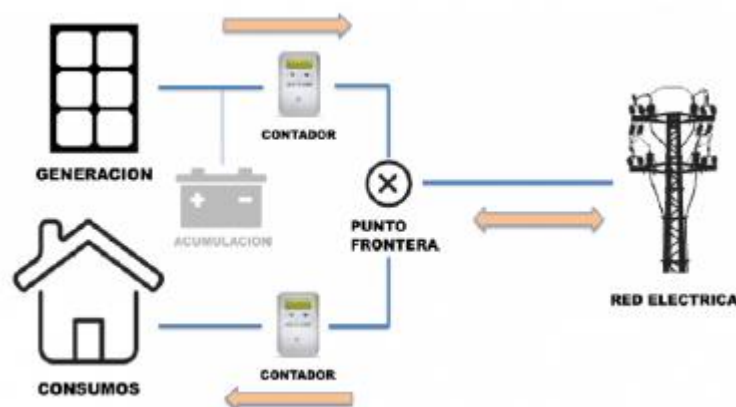
- Es un consumidor único en un punto único de suministro con una o varias instalaciones de generación conectadas en su red interior.
- Sólo existe sujeto consumidor a efectos de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, por lo tanto y debido a que sólo existe un sujeto consumidor, la instalación generadora no estará dada de alta como instalación de producción eléctrica.
- La potencia máxima instalada (la de los paneles) no superará nunca la potencia contratada.
- Mismo titular del punto de suministro que todas las instalaciones de generación. Este punto, bloquea la posibilidad de tener una instalación fotovoltaica de autoconsumo en una comunidad de vecinos, que alimente a las viviendas de cada vecino. La única posibilidad es tener una instalación fotovoltaica comunitaria para alimentar los servicios comunes de la comunidad de vecinos [2].
- Las instalaciones se tramitan y legalizan de acuerdo al RD1699/2011.
- Para empezar el procedimiento de tramitación es necesario solicitar un punto de conexión a la compañía eléctrica, incluso en el caso de que no vayas a verter ningún excedente de producción a la red eléctrica. A las instalaciones con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW y que acrediten instalar un sistema de inyección cero, la compañía eléctrica no les podrá cobrar la cantidad asociada al estudio de conexión del punto anterior. Como se verá, nuestra máxima potencia contratada no supera esta cantidad, luego, está no está sujeta a dicho estudio.
- Es obligatorio instalar un contador homologado que mida la energía generada, y otro equipo de medida independiente que mida la energía que se importa de la red eléctrica (Figura 3.1). Opcionalmente, se puede instalar otro contador que mida al energía total consumida (será igual a la generada + comprada – la que se vierta a la red eléctrica como excedentes), aunque no es recomendable instalarlo ya que puede afectar negativamente a la inversión [2].
- Los excedentes de generación que no se consuman instantáneamente y se viertan a la red no serán remunerados.



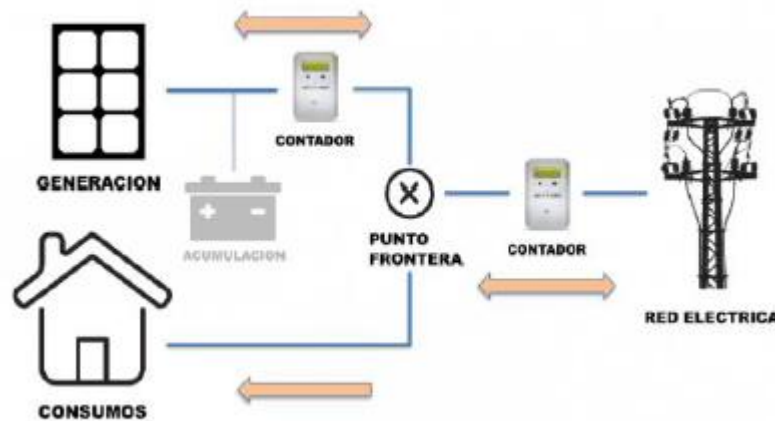
**Figura 3.1** Esquema de equipos de medida para una instalación de autoconsumo de tipo 1. Fuente [3].

Esta modalidad, está pensada y dirigida básicamente a instalaciones de tipo doméstico.

- Tipo 2:
  - Es un consumidor único en un único punto de suministro con una o varias instalaciones de producción conectadas en su red interior o que compartan infraestructura de conexión con el consumidor a través de una línea directa.
  - Existe sujeto consumidor y productor a efectos de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Por lo tanto, la instalación generadora si estará dada de alta como instalación de producción eléctrica.
  - No existe límite de potencia contratada por parte del consumidor asociado.
  - La potencia máxima instalada (la de los paneles) no superará nunca la potencia contratada.
  - Si hay más de una instalación de producción conectada a un consumidor, el titular de todas las instalaciones de producción tiene que ser el mismo, pero no se obliga a que el consumidor y el productor sean el mismo como en el caso del autoconsumo Tipo 1. Es decir, esto permite que las empresas de servicios energéticos puedan ofrecer instalaciones de autoconsumo a consumidores industriales u organismos públicos.
  - Se tramitan de acuerdo al RD1699/2011 de hasta 100 kWp, y por el RD1955/2000 a partir de 100 kWp.
  - Igual que en el caso anterior se tiene que solicitar un punto de conexión a la compañía eléctrica.
  - Para instalaciones de hasta 100 kWp y en las cuales el titular consumidor y productor es el mismo (Figura 3.2), se deberá instalar un contador bidireccional homologado que mida la energía neta generada y un contador bidireccional que mida la energía importada y exportada a la red eléctrica. Al igual que en la tipología 1, es posible instalar un contador que mida la energía total consumida, aunque no es recomendable [2].
  - Para instalaciones de más de 100 kW deberán instalar el equipo de medida bidireccional para la generación (Figura 3.3), y un equipo de medida que mida el consumo total del consumidor asociado (en este caso es obligatorio [2]). Opcionalmente, se puede instalar un contador bidireccional que mida la importación y exportación de energía desde la red eléctrica (la flecha del contador de generación sea bidireccional indica que las baterías también pueden gestionarse desde la red).
  - Existe la posibilidad de vender los excedentes de producción en el mercado de generación de electricidad al precio que cotice el mercado cada hora. Al precio de venta de los excedentes solares se deberá restar el impuesto de generación para productores eléctricos que asciende al 7%.



**Figura 3.2** Esquema de equipos de medida para una instalación de autoconsumo tipo 2 con potencia de generación instalada superior a 100 kW. Fuente [3].



**Figura 3.3** Esquema de equipos de medida para una instalación de autoconsumo tipo 2 con potencia de generación instalada inferior a 100 kW. Fuente [3].

En el artículo 5, se indica que *“podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo reguladas en dicho decreto”* [4], es decir, existe la posibilidad de incluir baterías, aunque sería necesario estudiar si resulta viable o no económicamente.

Adicionalmente, en el artículo 5, nos indica que *“cuando por incumplimientos de requisitos técnicos existan instalaciones peligrosas o cuando se haya manipulado el equipo de medida, la empresa distribuidora podrá proceder a la interrupción del suministro”* [4]. Por lo tanto, es necesario legalizar la instalación para evitar la sanción económica así como la suspensión del suministro eléctrico por parte de la empresa eléctrica.

Las instalaciones de autoconsumo, deberán pagar el peaje de respaldo por la energía generada y autoconsumida sin que ésta pase en ningún momento la red de distribución eléctrica. Analizamos a continuación, qué tiene que pagar un autoconsumidor y por qué concepto.

El peaje resulta de la agregación de dos conceptos que se deben pagar por la energía autoconsumida (que no pasa por la red de distribución):

- Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico (Art. 17): retribuyen los costes del sistema eléctrico que no son de transporte y distribución de energía; esto es entre otros, y según el artículo 13 de la Ley 24/2013, la retribución a las energías renovables, el sobre-coste de producción de electricidad en Baleares y Canarias, los pagos para retribuir a las centrales térmicas que dan soporte al sistema cuando hay puntas de demanda, la gestión de los residuos nucleares, la moratoria nuclear, la retribución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, etc.
- Cargos por otros servicios del sistema (Art. 18): se definen con el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo. Es decir, se vuelve a incluir el cargo aplicado en el anterior [2].

Es decir, se utiliza como justificación a dicho peaje de respaldo, la necesidad del servicio de soporte o backup que da el sistema eléctrico para asegurar que cuando no existe radiación solar, el consumidor pueda seguir cubriendo su consumo comprando energía a la red eléctrica. Sin embargo, dicho respaldo también es pagado por todos los consumidores por la energía consumida, por medio de dos conceptos incluidos en nuestra factura eléctrica [2]:



- Término fijo de potencia: Es la cantidad fija que se paga en cada período de facturación, en función de la potencia contratada, por el hecho de poder disponer de dicha potencia cuando se desee.
- Pagos por capacidad: incluidos en el precio de la energía (aproximadamente del 10%) y que sirven para retribuir estas centrales de respaldo que deberían entrar en funcionamiento en caso de puntas de demanda.

A pesar de lo indicado anteriormente, las baterías, que son elementos de respaldo, también deberán de pagar dicho impuesto.

Como inicialmente no existía una metodología clara para definir los dos conceptos comentados – los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y los cargos por otros servicios del sistema-, se creó una disposición transitoria primera, que definía la forma de aplicar el peaje de respaldo durante los años 2015 y 2016. La solución fue la siguiente, se decidió unir los dos cargos en uno solo, el cual se divide en dos componentes:

- Un término variable sobre el autoconsumo horario, esto se aplica a toda la energía generada y autoconsumida en la instalación. Quedan exentas de pagar este término variable las instalaciones de hasta 10 kWp de potencia contratada. Por lo tanto ningún consumidor con tarifa 2.0 (<10 kWp contratados) deberá pagar el término variable del peaje de respaldo. Es decir, como nuestra instalación con mayor potencia contratada será menor que 10kWp, ésta que exenta de pagar este término.

En las Tabla 3.1 y Tabla 3.2 se muestra el cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh) para las distintas tarifas y sus periodos durante los años 2015 y 2016.

En Baleares y Canarias, el importe de este término variable es significativamente inferior al del resto del territorio nacional.

### Término variable sobre el autoconsumo horario -Año 2015-

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW) .....	0,046750					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW) .....	0,060789	0,008510				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW) .....	0,061561	0,008869	0,008449			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW) .....	0,058445					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW) .....	0,071727	0,017885				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW) .....	0,072498	0,020765	0,013707			
3.0 A ( Pc > 15 kW) .....	0,025270	0,017212	0,011127			
3.1A(1 kV a 36 kV) .....	0,019485	0,013393	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV) .....	0,015678	0,014733	0,010559	0,011786	0,012535	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV) .....	0,015678	0,012426	0,010005	0,011173	0,012139	0,008627
6.2 ( 36 kV a 72,5 kV) .....	0,016967	0,014731	0,010716	0,010965	0,011264	0,008395
6.3 ( 72,5 kV a 145 kV) .....	0,019326	0,015950	0,011343	0,011092	0,011221	0,008426
6.4 ( Mayor o igual a 145 kV) .....	0,015678	0,011674	0,010005	0,010372	0,010805	0,008252

**Tabla 3.1** Término variable sobre el autoconsumo durante el año 2015. Fuente [2].

### Término variable sobre el autoconsumo horario -Año 2016-

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ( $P_c \leq 10$ kW) .....	0,049033					
2.0 DHA ( $P_c \leq 10$ kW) .....	0,063141	0,008907				
2.0 DHS ( $P_c \leq 10$ kW) .....	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A ( $10 < P_c \leq 15$ kW) .....	0,060728					
2.1 DHA ( $10 < P_c \leq 15$ kW) .....	0,074079	0,018282				
2.1 DHS ( $10 < P_c \leq 15$ kW) .....	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A ( $P_c > 15$ kW) .....	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A (1 kV a 36 kV) .....	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV) .....	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV) .....	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 ( 36 kV a 72,5 kV) .....	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 ( 72,5 kV a 145 kV) .....	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 ( Mayor o igual a 145 kV) .....	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

**Tabla 3.2** Término variable sobre el autoconsumo durante el año 2016. Fuente [2].

- Un término fijo de potencia. Este término de potencia no será de aplicación para instalaciones de hasta 100 kW excepto en el caso de instalaciones con baterías. La disposición transitoria primera indica en su punto 3a : *“tanto para la modalidad de autoconsumo tipo 1, como para la modalidad tipo 2, la aplicación de dichos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3 y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso. En todos los casos se considerará esta diferencia nula cuando el valor sea negativo”* [4].

La potencia de aplicación de cargos fijos es la potencia requerida por la instalación del consumidor en un periodo tarifario (artículo 3). Y de acuerdo con el anexo I, esta potencia se calcula de la siguiente manera:

- Cuando hay instalado un contador que mide el consumo total del cliente (consumo del contador de la compañía + la producción solar – excedentes solares), la potencia de aplicación de cargos es la que mide dicho contador. Este es el contador que se aconsejaba no colocar [2].
- Cuando no está instalado el contador en el circuito de consumo, la potencia de aplicación de cargos será la medida por el contador de compañía (contador en el punto frontera) que mide la energía comprada de la red.
- Para instalaciones con baterías, la potencia de aplicación de cargos será la suma de la potencia máxima registrada por el contador, más la potencia máxima generada por la instalación solar.

Según se define en el RD1164/2001, el cual detalla la metodología para facturar la potencia a efectos de los peajes de acceso, es imposible que la potencia demandada al contador de compañía sea superior a la potencia que te facturan por peajes de acceso (contratada), luego, la diferencia siempre será cero o negativa, que a efectos práctico es lo mismo. Por esta razón la potencia de peaje de respaldo no será de aplicación en instalaciones sin batería [2].

Esta diferencia podría ser positiva en el caso de que se instale un contador en el circuito de consumo, ya que en este caso la potencia de aplicación de cargos es posible que sea superior a la potencia demandada del contador (ya que es la suma del contador + energía solar), y por lo tanto podría ser superior a la potencia a facturar a efectos de tarifas de acceso.

Como conclusión, sólo será de aplicación en aquellos que están obligados a instalar un contador en

el circuito de consumo (instalaciones de más de 100 kWp), y a aquellos hasta 100 kWp que decidan poner un contador en el circuito de consumo [2]. Luego, en general, nuestras instalaciones no pagarán este término ya que su potencia es menor de 10 kW y no cuentan con baterías.

En el caso de aquellos que instalen baterías, hemos comentado que la potencia de aplicación de cargos será la suma de la potencia registrada en el contador, más la potencia máxima registrada por la instalación solar.

En la Tabla 3.3 se muestra el término fijo de potencia (€/kW) para las distintas tarifas y sus periodos durante los años 2015 y 2016.

### 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	7,558262	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

**Tabla 3.3** Término fijo de potencia durante los años 2015 y 2016. Fuente [2].

De acuerdo al artículo 19, todas las instalaciones de autoconsumo deben inscribirse en el registro correspondiente:

- Instalaciones tipo 1 de hasta 10 kW, que es la que es objeto de nuestro estudio, deben inscribirse en las sección 1a.
- Resto de instalaciones Tipo 1 y las de Tipo 2, deben inscribirse en la sección 2a.

Por último, cabe destacar que la disposición transitoria tercera establece un período de 6 meses para que todas las instalaciones existentes se adapten al nuevo Real Decreto, esto es que soliciten un punto de conexión a la empresa eléctrica, que instalen los contadores adicionales necesarios y que se registren en el Registro de Instalaciones de Autoconsumo dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Energía.

## 3.1 Proceso de legalización

Como se ha comentado, para poder hacer uso de nuestra instalación, es necesario legalizarla. Se exponen los diferentes tipos de instalación con sus procesos de legalización correspondientes y se detalla la metodología seguida en la legalización de nuestra instalación.

### 3.1.1 Tipos de instalaciones de autoconsumo y procedimientos de legalización existentes

Según la legislación vigente, los diferentes tipos de instalación de autoconsumo fotovoltaico admitidos, tal y como los recoge el REBT, y los procedimientos mediante los cuales se pueden legalizar dichas instalaciones, son los siguientes:

- Instalaciones aisladas, no conectadas a red para autoconsumo. No hay conexión con la Red eléctrica pública y reguladas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ITC BT 40.
- Instalaciones asistidas, conectadas a red de forma conmutada para autoconsumo, sin trabajar en paralelo (sin vertido) y reguladas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ITC BT 40.
- Instalaciones de autoconsumo con conexión a la red:
  - Con inyección de excedentes a la red (generador interconectado) [5]:
    - Regulado por el RD 1699/2011
    - Venta de energía excedente.
    - Los trámites suponen un farragoso procedimiento.
    - No se permiten baterías.
  - Sin inyección de excedentes a la red (Inyección cero) [5]:
    - Regulado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ITC BT 40
    - Muchas comunidades autónomas y algunas provincias dentro de comunidades que oficialmente no lo admiten fomentan esta vía.
    - No permite verter excesos de energía a la red.
    - Necesidad de instalar un dispositivo que asegure la inyección cero

3.1.1.1 Procedimiento administrativo para instalaciones conectadas a la red con inyección de excedentes

A continuación se recoge el procedimiento administrativo llevado a cabo en el caso de que la instalación estuviese conectada a red que es el caso de nuestro estudio.

3.1.1.1.1 Instalaciones de autoconsumo tipo 1 en inmuebles con potencia contratada de hasta 10 kW según RD 900/2015

Los pasos necesarios para legalizar este tipo de instalaciones son:

1. Solicitud de conexión a la distribuidora mediante el Anexo II del RD 1699 (Figura 3.4) junto con una memoria técnica (Figura 3.5) con el esquema de conexión propuesto y código unificado de punto de suministro (CUPS), que es un código único e identificador de un punto de suministro de energía. Aproximadamente este paso tendría un coste de 300 € [6].

ANEXO II  
Modelo de solicitud de conexión

Solicitud de conexión de una instalación a la red de distribución de baja o media tensión	
<b>Detalles generales del proyecto</b>	
Emplazamiento (dirección/código postal)	
Referencia catastral	
Teléfono de contacto del titular	
Empresa de distribución	
Propietario del sistema	
Dirección de correo electrónico del titular	
CUPS suministrado asociado	
Código del sistema (si es diferente del propietario)	
Potencia asignada total	
Aplazación del calor recuperado	
<b>Detalles del instalador autorizado</b>	
Instalador autorizado	
Acreditación/Cualificación	
Dirección (coincide o no código postal)	
Persona de contacto	
Teléfono	
Fax	
Dirección de correo electrónico	
<b>Detalles de la instalación de producción</b>	
Emplazamiento del generador(es) dentro de la instalación	
Fabricante del generador(es)/modelo(s)	
Potencia asignada del equipo(s) generador(es) (kW)	
Factor de potencia del equipo(s) generador(es)	
Modelo(s) o modelo(s)	
Máxima corriente de pico en combustible (A)	
Tecnología del generador y combustible empleado	
Número de serie del equipo(s) generador(es)	
Contador y número de registro del contador	
<b>Punto de conexión propuesto</b>	
Descripción de la configuración de conexión	
Esquema unifilar adjunto	
<b>Declaración a ser completada por el instalador</b>	
Comentarios	
Declaro que esta instalación ha sido diseñada cumpliendo con los requisitos del fabricante, instrucciones, la regulación de conexión, verificación del correcto funcionamiento de los protecciones y los requisitos de puesta a tierra.	
Nombre:	Firma: Fecha:

Figura 3.4 Solicitud de conexión a la distribuidora mediante Anexo II del RD1699. Fuente [3].

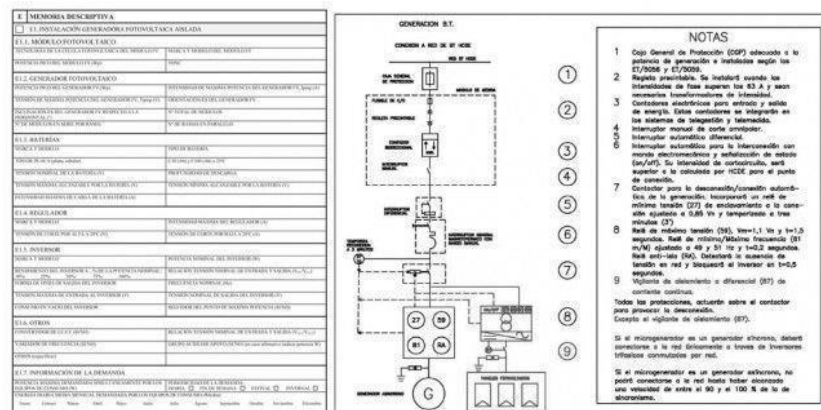


Figura 3.5 Memoria técnica con esquema de conexión propuesto y CUPS del punto de suministro. Fuente [3].

- 2. Solicitud de la licencia de obra menor al ayuntamiento de la localidad (Figura 3.6). En la mayoría de los municipios existe una bonificación del 95% del importe de ICIO, por lo que se ignora su coste.

**Licencia de Obra Menor**

**Solicitante**

Nombre y apellidos o Razón Social		Nº CIF	
Dirección		C. Postal	Población
E-mail	Teléfono fijo	Teléfono Móvil	

**Representado por:**

Nombre y apellidos		Nº CIF y Título de	
Dirección		C. Postal	Población
E-mail	Teléfono fijo	Teléfono Móvil	

Figura 3.6 Licencia de obra menor de la instalación fotovoltaica. Fuente [3].

- 3. Ejecución de obra. La instalación se ejecutará siguiendo la nueva normativa, es decir, será necesario instalar un contador bidireccional para computar la energía exportada y un contador que mida la energía generada. Aproximadamente este paso tendría un coste de 450 €.
- 4. Obtención del certificado de la instalación (Figura 3.7), firmado por un instalador autorizado. Aproximadamente este paso tendría un coste de 500 € [6].

**CERTIFICADO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN**

**TITULAR**

Nombre y apellidos o Razón Social: [ ] D.N.I./N.I.F. [ ]  
Dirección: [ ] C.P. [ ]  
Municipio: [ ] Provincia: [ ] Teléfono: [ ] Fax: [ ] Correo: [ ]  
Atribuciones: [ ] N/A MAGRO [ ] N/A [ ] N/A [ ] D.N.I./N.I.F. [ ]

**DATOS DE LA INSTALACIÓN**

Ubicación: [ ]  
CALLE: [ ] Nº: [ ] Ba: [ ] Oc: [ ] Pu: [ ]  
Municipio: [ ] Provincia: [ ] C.P.: [ ]

**Características técnicas de la instalación**

Alimentación: [ ]  
Tipo de instalación: [ ]  
Potencia: [ ]

**EMPRESA INSTALADORA**

Nombre: [ ] Nº de empresa instaladora: [ ]  
Categoría: [ ]  
Número de instalador: [ ]

**CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA INSTALADORA**

El instalador autorizado que suscribe la presente declaración responsable y es titular del certificado de cualificación individual en Instalación y Mantenimiento de Redes de Baja Tensión, declara que la instalación objeto de este certificado cumple con los requisitos establecidos en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y disposiciones complementarias, así como el cumplimiento de lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y disposiciones complementarias, así como el cumplimiento de lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y disposiciones complementarias, así como el cumplimiento de lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y disposiciones complementarias.

Figura 3.7 Certificado de la instalación eléctrica en baja tensión. Fuente [3].



- Solicitud de conexión de la instalación acorde con el Anexo III del RD1699 (Figura 3.8), que es la firma del contrato con la distribuidora.

**ANEXO III**  
Modelo de contrato técnico tipo

En..... a..... de.....

REUNIDOS

De una parte..... (en adelante el titular), con representación de..... en nombre con y representación domicilio.....

Y de otra..... (en adelante ED), con representación de..... en nombre con y representación domicilio.....

MANIFIESTAN

Primero. Que el titular de la instalación de producción acogida al régimen especial, en adelante «el titular», y la empresa distribuidora, en adelante «ED», suscriben un contrato tipo por el que se regirán las condiciones técnicas entre ambos.

Segundo. Que mediante el presente escrito suscriben un contrato que se celebra para dar cumplimiento a la citada prescripción reglamentaria para el caso de conexión de instalaciones de producción de energía eléctrica a la red en baja tensión o alta tensión hasta 36 kV, y cuyas estipulaciones se adaptarán en todo momento a la regulación general eléctrica que sea aplicable a algún término del mismo.

Tercero. Que el presente contrato se suscribe en relación con la instalación denominada..... ubicada en..... de tecnología..... y, en su caso, cuya clasificación en el grupo y subgrupo del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, será la que establezca el órgano de la Administración competente.

Cuarto. Que de común acuerdo ambas partes acuerdan suscribir el presente Contrato Técnico conforme a las siguientes

ESTIPULACIONES

I. Condiciones generales de entrega de la energía eléctrica.

**Figura 3.8** Solicitud de conexión de la instalación acorde al Anexo III del RD1699. Fuente [3].

- El plazo para firmar el contrato técnico de acceso y verificación de la instalación es de 10 días.
- Inscripción en el Registro de Instalaciones de Autoconsumo (Tipo 1) hasta un mes después de la firma de contrato técnico de acceso. Aproximadamente este paso tendría un coste de 50 € [6].

Nuestra instalación se legalizará según este procedimiento, luego, el coste estimado es de 1300€.

### 3.1.1.1.2 Instalaciones de autoconsumo de tipo 2

Si la potencia de la instalación es menor de 100kW, hay que seguir el RD 1699/2011 y si es mayor de 100kW, se utiliza lo indicado en el RD 1955/2000. Los pasos son los siguientes:

- Se avala 20 €/kW en la caja de depósitos según el modelo 060 de la administración de Hacienda.
- Solicitud de punto de conexión a la distribuidora la cual nos solicitará una memoria técnica, esquema unifilar, plano de ubicación del contador y referencia catastral, datos del propietario y justificante del aval.
- Se recibe la respuesta de la distribuidora con la aceptación de las condiciones técnico-económicas.
- Solicitud de la licencia de obras junto con un proyecto de instalación además del de seguridad y salud.
- Ejecución de la obra y con ella se deberá disponer de un Certificado Final de Obra (CFO), Certificado de Instalación Eléctrica de Baja Tensión (CIBT) y un certificado emitido por un Organismo de Control Organizado (OCA).
- Contrato técnico con la distribuidora, CIL (Código de Instalación de Producción a efectos de Liquidación) y contrato económico con la distribuidora, CAE (Código de Actividad y Establecimiento).
- Registro autonómico según RD900/2015 y registro RAIPRE (paralizado actualmente en diversas comunidades por falta de procedimiento interno [3]).
- Trámites finales con la distribuidora para vender excedentes y retirada del aval.





## 4 MERCADO ELÉCTRICO

En los últimos años la electricidad ha ido adquiriendo una mayor presencia en las vidas de todos los ciudadanos. La Agencia Internacional de la Energía también considera que el futuro será cada vez más eléctrico por la posibilidad de consumir una energía que se generará de manera creciente por tecnologías no contaminantes. Todo ello hace que el precio de la electricidad se esté convirtiendo en un elemento muy importante para la sociedad en su conjunto, tanto para los usuarios domésticos, como para la empresa y la industria por el impacto que representa en su competitividad en un entorno abierto y globalizado.

Es en este contexto en el que se lanza la construcción del Mercado Interior de la Electricidad en la UE que arranca a mediados de los pasados años noventa, con el objetivo de hacer llegar a los ciudadanos y a las empresas los beneficios de la liberalización del sector eléctrico, en términos de un mejor precio y servicio.

En esos años comienzan a crearse mercados organizados en todas las regiones de Europa. OMIE gestiona el mercado spot en la Península Ibérica, de la misma forma que Nord Pool Spot lo hace en los países nórdicos, EPEXSpot en Francia, Alemania y otros países de Centroeuropa o GME en Italia.

En OMIE se garantiza un funcionamiento transparente y no discriminatorio del mercado eléctrico. En enero de 1998 se inició su actividad para el mercado español y en julio de 2007 comenzó la operación conjunta para todo el Mercado Ibérico.

OMIE gestiona transacciones por valor superior a los 10.000 millones de euros, correspondientes a más del 80% del consumo eléctrico de España y Portugal [8].

### 4.1 Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)

El 1 de abril de 2014 entró en vigor la normativa que regula el nuevo sistema para determinar el coste de energía de la factura de electricidad, el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

En este sentido, de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, Red Eléctrica da a conocer, a través de su página web, los precios horarios del término de energía que se aplican en la factura eléctrica de los consumidores con una potencia contratada no superior a 10 kW y que estén acogidos al PVPC [9].

#### 4.1.1 Definición

Es el nuevo sistema de fijación de precio de la energía eléctrica implantado por la Administración que se aplica en la factura de aquellos consumidores con una potencia contratada no superior a 10 Kw. El PVPC sustituye a la anterior Tarifa de Último Recurso (TUR).

Actualmente, el precio viene dado de forma horaria y ya no es fijo como antes (se fijaba cada 3 meses y se publicaba en el BOE), sino que son variables y dependen del coste de la energía en el mercado mayorista.

El PVPC es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a dicho precio.

Como hasta ahora la factura eléctrica seguirá teniendo dos componentes:

- El precio de producción de la electricidad.
- Un importe fijado por el Ministerio de Industria (peajes) para retribuir todas las actividades necesarias para llevar a cabo el suministro eléctrico hasta nuestros hogares y el resto de costes a cargo del sistema eléctrico.

Con el nuevo sistema PVPC sólo se modifica la forma de calcular el precio de producir la electricidad. A partir de ahora, el consumidor pagará a su consumo, durante un periodo de facturación, a precio resultante en el mercado eléctrico; por lo que desaparecen las subastas CESUR para la fijación del precio de la energía.

#### 4.1.2 Causas y formas de publicar dicha información

Red Eléctrica, como transportista y operador del sistema eléctrico español, publica los nuevos precios horarios de la electricidad, conforme a lo establecido en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

Desde su posición independiente y neutral. En este proceso Red Eléctrica informa, y lo hace con total transparencia, poniendo a disposición del ciudadano una herramienta que le ayudará a gestionar su consumo eléctrico de forma más eficiente. En este sentido, ofrece al consumidor información útil, con el fin de que pueda modificar sus hábitos de consumo adecuándolos a los precios de la energía en cada momento, para así realizar un consumo inteligente [9].

En torno a las 20:15h de cada día, Red Eléctrica publica, a través de su página web, los precios horarios de la electricidad que se aplicarán en cada una de las 24 horas del día siguiente. Estos precios se muestran de acuerdo con tres tipos de tarifas:

- Tarifa general (Tarifa por defecto).
- Tarifa nocturna o de discriminación horaria (Eficiencia 2 periodos).
- Tarifa supervalle (Vehículo eléctrico).

#### 4.1.3 Aplicación de los nuevos precios al consumidor

Aquellos consumidores que tengan instalado un contador inteligente dotado de medición horaria, verán reflejado en su factura la aplicación de estos nuevos precios en función de su consumo horario a lo largo del día.

Por ello, disponer de un mayor conocimiento de los precios horarios permitirá a los consumidores que posean un contador inteligente ajustar su factura, si adecúan a su consumo eléctrico las franjas horarias del día en las que es más barata la electricidad [9].

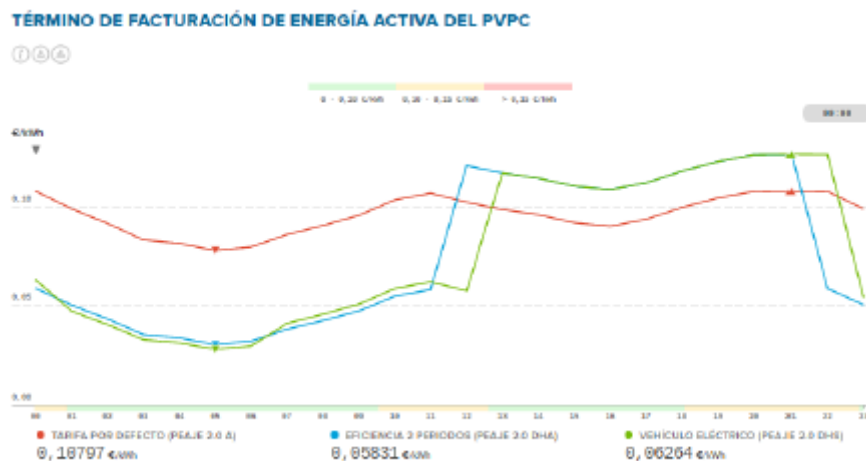
En 2018, en 100% de los consumidores residenciales de nuestro país deberán tener instalado un contador inteligente, por lo que estos precios será publicador a los 16 millones de usuarios que están acogidos al PVPC.

En caso de no contar con un contador inteligente instalado, y mientras las compañías eléctricas lo instalan, los precios horarios se aplican de forma general mediante un perfil de consumo que Red Eléctrica actualiza constantemente, según nuestros patrones de comportamiento como consumidores. Los perfiles de consumo se publican también a través de la web corporativa de Red Eléctrica.

#### 4.1.4 Tipos de tarifa

- Tarifa general. Se aplica una curva de precios más o menos constante durante todo el día, siendo algo más baja durante la noche.
- Tarifa nocturna. Se establecen dos periodos de tiempo, un periodo punta (por el día) y otro valle (por la noche) durante los cuales el precio es muy distinto.
  - Periodo punta:
    - Invierno: de 12 a 22 horas
    - Verano: de 13 a 23 horas
  - Periodo valle:
    - Invierno: de 22 a 12 horas
    - Verano: de 23 a 13 horas
- Tarifa supervalle. Es una tarifa que divide el día en tres periodos. Dispone de un período SuperValle desde la 1h a las 7h pensado para hacer más económica la recarga del vehículo eléctrico.

En la Figura 4.1 se muestra el término de facturación de la energía activa del PVPC para los tres tipos de tarifa comentados anteriormente.



**Figura 4.1** Término de facturación de energía activa del PVPC. Fuente [9].

#### 4.1.5 Procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica

El procedimiento de cálculo de coste de producción eléctrica viene recogido en el artículo 9 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

##### 4.1.5.1 Determinación del coste de producción de la energía

El coste de producción de la energía a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, CPh, tomará un valor diferente para cada hora h y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula [10]:

$$CPh = (Pmh + SAh + OCh)$$

Donde:

h: hora de cada periodo tarifario al que corresponda el peaje de acceso a considerar en el cálculo del precio voluntario al pequeño consumidor correspondiente al periodo de facturación entre dos lecturas.

Pmh: Precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h del periodo tarifario p según lo establecido en el artículo 10 de este Real Decreto.

SAh: valor del coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro en la hora h del periodo tarifario p. El valor de SAph se calculará según lo establecido en el artículo 11 del presente Real Decreto.

OCh: Otros costes asociados al suministro que podrán incluir, entre otros, las cuantías correspondientes al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema, así como los correspondientes a los mecanismos de capacidad y la financiación del servicio de interrumpibilidad.

##### 4.1.5.2 Determinación del coste de la energía en el mercado diario e intradiario

El precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h se obtendrá a partir del precio marginal del mercado diario en esa hora y del precio del mercado intradiario en esa hora de acuerdo a lo siguiente [10]:

$$Pmh = \frac{PMDh * EMDh + \sum_n(PMIh, n * EMIh, n)}{EMDh + \sum_n EMIh, n}$$

Donde:

PMDh: Precio marginal del mercado diario en cada hora h.

EMDh: Energía casada en el mercado diario en cada hora h.

PMIh,n: Precio marginal en la hora h de la sesión n del mercado intradiario.

n: Cada una de las sesiones del mercado intradiario que sean consideradas a efectos del cálculo de Pmh de acuerdo a lo previsto en el presente Real Decreto y que se podrán revisar por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

EMIh,n: Energía casada en la hora h de la sesión n del mercado intradiario.

#### 4.1.5.3 Determinación del coste de los servicios de ajuste del sistema

El valor del coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro en la hora  $h$ ,  $SAh$ , se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula [10]:

$$SAh = PMASh + CDSVh$$

Siendo:

$PMASh$ : Precio horario de todos los servicios de ajuste del sistema cuyo coste se asigna a la demanda. El precio horario  $PMASh$  será el correspondiente a la estimación realizada por el operador del sistema de acuerdo a lo previsto en el presente Real Decreto y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

$CDSVh$ : Coste de los desvíos horarios por MWh consumido de los comercializadores de referencia correspondiente a la estimación realizada por el operador del sistema de acuerdo a lo previsto en este Real Decreto y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

#### 4.1.5.4 Determinación del término de otros costes a incluir en el cálculo del término de la energía del precio voluntario al pequeño consumidor

El valor del coste correspondiente a otros costes asociados al suministro en el periodo tarifario  $p$ ,  $OCh$ , se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula [10]:

$$OCh = CCOMh + CCOSh + CAPH + INTTh$$

Siendo:

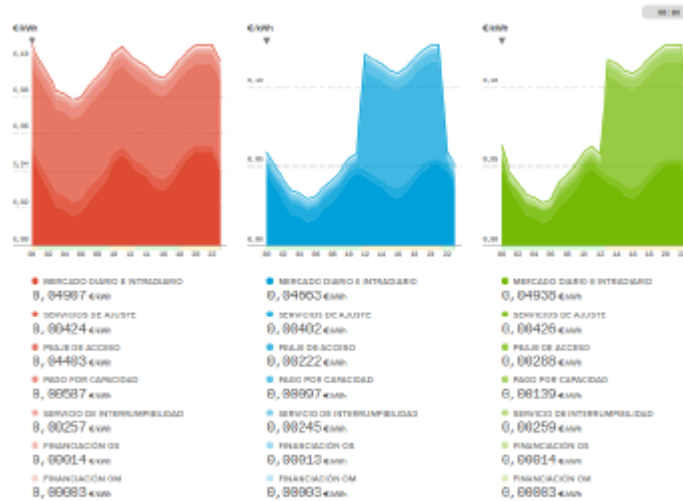
$CCOMh$ : cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, expresada en euros/MWh y fijada de acuerdo a la normativa en vigor en cada momento. Esta cuantía será la misma para todas las horas y periodos tarifarios.

$CCOSh$ : cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Sistema, expresada en euros/MWh y fijada de acuerdo con la normativa de aplicación. Esta cuantía será la misma para todas las horas y periodos tarifarios.

$CAPH$ : Pago de los mecanismos de capacidad de generación correspondiente al consumo en la hora  $h$ , expresado en euros/MWh, y fijados de acuerdo con la normativa de aplicación en cada momento.

$INTTh$ : cuantía horaria relativa al pago de los comercializadores de referencia para la financiación del servicio de interrumpibilidad expresada en euros/MWh de acuerdo a lo previsto en la normativa de aplicación. Este precio será calculado por el operador del sistema y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

En la Figura 4.2 se muestra unos gráficos en el que se observa el término de facturación de la energía activa para cada una de las tarifas descompuesta en cada uno de sus constituyentes.



**Figura 4.2** Término de facturación de energía activa del PVPC de cada una de las tarifas por separado descomponiendo el precio en sus constituyentes. Fuente [9].

### 4.1.6 Tabla de precios

Para poder llevar a cabo un análisis de la inversión, será necesario obtener el ahorro anual que trae consigo el uso de los paneles fotovoltaicos teniendo en cuenta que el excedente de energía no se vende a la red sino que se desecha.

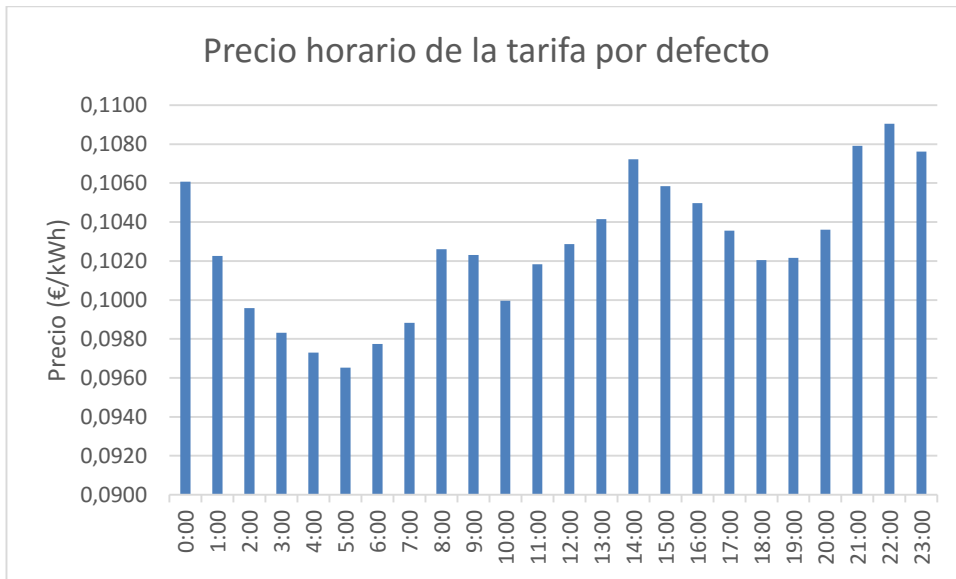
Para llegar al ahorro, es necesario hallar un cuadro de precios medios horarios. Estos precios los proporciona, como se ha visto, Red Eléctrica. Para llegar a ellos se ha hecho un estudio mensual de los precios, es decir, se han ido descargando los precios diarios horarios de cada una de las tarifas y por último se ha hecho la media de los mismos.

El resultado se puede observar en la Tabla 4.1.

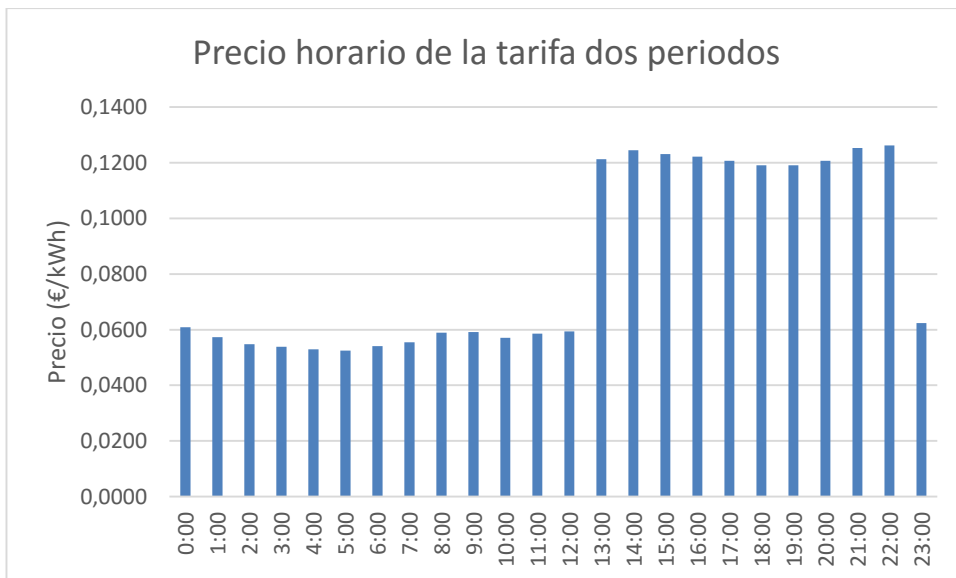
Franja horaria	DEFECTO (€/kWh)	2 PERIODOS (€/kWh)
0:00	0,1061	0,0608
1:00	0,1023	0,0573
2:00	0,0996	0,0548
3:00	0,0983	0,0538
4:00	0,0973	0,0529
5:00	0,0965	0,0525
6:00	0,0977	0,0540
7:00	0,0988	0,0555
8:00	0,1026	0,0589
9:00	0,1023	0,0591
10:00	0,1000	0,0571
11:00	0,1018	0,0585
12:00	0,1029	0,0594
13:00	0,1042	0,1213
14:00	0,1072	0,1245
15:00	0,1058	0,1231
16:00	0,1050	0,1221
17:00	0,1036	0,1206
18:00	0,1020	0,1191
19:00	0,1022	0,1191
20:00	0,1036	0,1207
21:00	0,1079	0,1253
22:00	0,1090	0,1262
23:00	0,1076	0,0623

**Tabla 4.1** Cuadro de precios medios de la electricidad durante un mes para las tarifas dos periodos y por defecto. Elaboración propia.

Los gráficos que representan la evolución horaria de los precios medios durante los datos recogidos durante un mes siguen la tendencia esperada y se representan en la Figura 4.3 y la Figura 4.4.



**Figura 4.3** Evolución horaria del precio medio de la energía activa en un mes según la tarifa por defecto. Elaboración propia.



**Figura 4.4** Evolución horaria del precio medio de la energía activa en un mes según la tarifa dos periodos. Elaboración propia.



## 5 CONSUMOS DOMÉSTICOS

A continuación, se detallarán los tipos de vivienda que se han tenido en cuenta y cómo se ha llegado a sus respectivos perfiles de consumo.

### 5.1 Clasificación de las viviendas

El cálculo del consumo de electricidad dependerá de la cantidad de personas que habiten en la misma, la situación de la vivienda, los aparatos eléctricos conectados y el uso efectuado de la electricidad. El consumo de una vivienda dependerá de tres factores a tener en cuenta:

1. Zona geográfica y tipo de clima que afecte a la vivienda (Figura 5.1):
  - Zona atlántica, pensada para aquellas viviendas que se encuentran en el norte del país
  - Zona continental, donde se sitúan los hogares que están en el centro de España.
  - Zona mediterránea que engloba a las viviendas que se encuentran en la costa.



**Figura 5.1** Zonas climáticas existentes en España. Fuente [11].

El consumo medio de electricidad solo se puede obtener teniendo en cuenta para qué se utiliza la electricidad. Aspectos como la calefacción, la cocina, la iluminación o los electrodomésticos utilizados son los que aumentan o disminuyen la misma. En Tabla 5.1, se divide el consumo entre las viviendas unifamiliares y los pisos:

Tipo de viviendas	Zona mediterránea	Zona continental	Zona atlántica	En toda España
Unifamiliares	14.598 kWh	21.445 kWh	21.670 kWh	17.011 kWh
Pisos	6.386 kWh	10.044 kWh	8.981 kWh	7.859 kWh

**Tabla 5.1** Consumo medio de electricidad para las diferentes zonas climáticas en España y de forma global para viviendas unifamiliares y pisos. Fuente [11].

2. Empleo de la electricidad. Al igual que ocurría con las zonas geográficas también existirá una diferencia entre las viviendas unifamiliares y los pisos que se verán en la Tabla 5.2:

Usos eléctricos	Viviendas unifamiliares	Pisos
Electrodomésticos	10.977 GWh	22.122 GWh
Iluminación	2.240 GWh	4.805 GWh
Calefacción	1.238 GWh	3.108 GWh
Agua caliente	1.624 GWh	2.856 GWh
Refrigeración	486 GWh	914 GWh
Cocina	1.707 GWh	3.865 GWh

**Tabla 5.2** Consumo medio destinado a los diferentes usos dados a la electricidad en España para viviendas unifamiliares y pisos. Fuente [11].

Cuando se trata de los usos para los que se emplea la electricidad, se puede comprobar que los electrodomésticos ocupan un consumo medio importante del suministro de luz, seguido de una utilización de la iluminación y la calefacción en la vivienda.

3. Electrodomésticos que se estén utilizando y conectando al abastecimiento de electricidad (**Tabla 5.3**). Por ello, siempre es conveniente saber el consumo medio de cada uno de ellos y ver cuál es el que efectúa mayor consumo.

Aparatos eléctricos	Viviendas unifamiliares	Pisos
Congeladores	631 kWh	488 kWh
Frigoríficos	688 kWh	651 kWh
Lavavajillas	253 kWh	242 kWh
Lavadoras	261 kWh	253 kWh
Horno	244 kWh	223 kWh
Televisión	294 kWh	249 kWh
Ordenadores	186 kWh	249 kWh

**Tabla 5.3** Consumo medio destinado a los diferentes electrodomésticos en España para viviendas unifamiliares y pisos. Fuente [11].

Los consumidores tienen que tener en cuenta que su consumo variará dependiendo de la energía que consume cada uno de los electrodomésticos. Aquellos aparatos que necesitan ofrecer más frío o calor son los que emplean un mayor consumo de la electricidad tanto en pisos como en viviendas unifamiliares.

Nuestro estudio, se centra en el análisis de los consumos de viviendas en las zonas atlánticas y mediterráneas del país, correspondiente a lo que hemos denominado zona fría y cálida respectivamente. Dentro de cada una de ellas estudiaremos el consumo para una vivienda de bajo, medio y alto consumo.

## 5.2 Obtención de los perfiles de consumo

Actualmente, no se disponen de perfiles de consumo para los diferentes hogares españoles en las diferentes zonas geográficas. Para solventar este problema, se han acudido a perfiles de consumo recogidos por la Universidad de Manchester y Electricity North West.

Los perfiles ofrecidos son los de invierno y verano en Reino Unido. Por ello, se ha considerado que estos perfiles coinciden con los que denominamos de zona fría en España.

Para la posterior obtención de los perfiles en verano e invierno en la zona cálida, se ha usado un factor de escalado tal que me permite obtener un perfil proporcional al anterior.

Para la obtención de dicho factor, se ha tenido en cuenta el consumo eléctrico medio en España en las diferentes zonas geográficas que podemos visualizar en la Tabla 5.4.

Unidad: GWh	España		Zona Atlántica		Zona Continental		Zona Mediterránea	
Calefacción	4418	7,40%	691	8,80%	1698	8,40%	2029	6,40%
Agua caliente sanitaria	4480	7,50%	622	8%	894	4,40%	2964	9,30%
Cocina	5572	9,30%	1068	13,70%	2341	11,60%	2163	6,80%
Refrigeración	1400	2,30%	14	0,20%	535	2,60%	851	2,70%
Iluminación	7045	11,70%	796	10,20%	1902	9,40%	4346	13,60%
Electrodomésticos	33099	55,20%	4094	52,40%	11521	57%	17483	54,70%
Standby	3969	6,60%	529	6,80%	1337	6,60%	2103	6,60%
<b>TOTAL</b>	<b>59983</b>	<b>100%</b>	<b>7815</b>	<b>100%</b>	<b>20229</b>	<b>100%</b>	<b>31940</b>	<b>100%</b>
Unidad: GWh	España		Pisos		Unifamiliares			
Calefacción	4418	7,40%	3180	7,80%	1238	6,40%		
Agua caliente sanitaria	4480	7,50%	2856	7%	1624	8,40%		
Cocina	5572	9,30%	3865	9,50%	1707	8,80%		
Refrigeración	1400	2,30%	914	2,30%	486	2,50%		
Iluminación	7045	11,70%	4805	11,80%	2240	11,60%		
Electrodomésticos	22099	55,20%	22122	54,50%	10977	56,70%		
Standby	3969	6,60%	2869	7,10%	1101	5,70%		
<b>TOTAL</b>	<b>59983</b>	<b>100%</b>	<b>40610</b>	<b>100%</b>	<b>19373</b>	<b>100%</b>		

**Tabla 5.4** Consumo de electricidad por servicio en España. Fuente [11].

Para obtener el consumo medio por habitante fue necesario obtener el número de habitantes que existía en cada zona. Los datos de los habitantes de cada una de las provincias que constituían ambas zonas fueron aportados por el Instituto Nacional de Estadística.

En la Figura 5.1 pueden observarse las provincias que constituyen cada una de las zonas climáticas.



**Figura 5.2** Zonas climáticas de España. Fuente [27].

En las tablas Tabla 5.5 Número de habitantes de la zona mediterránea. y Tabla 5.6 se muestra el número de habitantes de cada una de las provincias.

<b>Número habitantes zona mediterránea</b>	
Provincias	Habitantes
Huelva	519.596
Sevilla	1.939.775
Córdoba	791.610
Cádiz	1.239.889
Málaga	1.629.298
Granada	915.392
Almería	704.297
Jaén	648.250
Murcia	1.464.847
Alicante	1.836.459
Valencia	2.544.264
Castellón	579.245
Tarragona	792.299
Barcelona	5.542.680
Girona	753.576
I. Baleares	1.107.220
I. Canarias	2.102.000
<b>Total</b>	<b>25.110.697</b>

**Tabla 5.5** Número de habitantes de la zona mediterránea. Fuente [12].

Número habitantes zona atlántica	
Provincias	Habitantes
Pontevedra	944.346
La Coruña	1.122.799
Lugo	336.527
Asturias	1.042.608
Cantabria	582.206
Vizcaya	1.147.576
Guipúzcoa	717.832
<b>Total</b>	<b>5.893.894</b>

**Tabla 5.6** Número de habitantes de la zona atlántica. Fuente [12].

Finalmente, se llega a que el factor de escalado es de 0,9592 (tomando como 1 el de la zona fría).

Cada una de las viviendas tendrá su correspondiente potencia contratada. Los consumidores que quieran contratar una potencia tendrán que hacerlo basándose en unas potencias que están normalizadas, que son iguales para cualquier tipo de comercializadora a la que se subscriba. En la Tabla 5.7 se indican las posibles potencias de contratación en monofásico y trifásico, en función de la intensidad del aparato de control de potencia (I.C.P.).

POTENCIAS ELÉCTRICAS NORMALIZADAS (KW)

INTENSIDAD (A)	MONOFÁSICOS		TRIFÁSICOS	
	220v	230v	3*220/380v	3*230/400V
1,5	0,330	0,3450	0,987	1,030
3	0,660	0,690	1,975	2,078
3,5	0,770	0,805	2,304	2,425
5	1,100	1,150	3,291	3,464
7,5	1,650	1,725	4,936	5,196
10	2,200	2,300	6,582	6,928
15	3,300	3,450	9,873	10,392
20	4,400	4,600	13,164	13,856
25	5,500	5,750	16,454	17,321
30	6,600	6,900	19,745	20,785
35	7,700	8,050	23,036	24,249
40	8,800	9,200	26,327	27,713
45	9,900	10,350	29,618	31,177
50	11,000	11,500	32,909	34,641
63	13,860	14,490	41,465	43,648

**Tabla 5.7** Potencias contratadas normalizadas para instalaciones monofásicas y trifásicas. Fuente [12].

En nuestro caso, elijeremos la potencia contratada para cada tipo de vivienda de la siguiente forma (caso monofásico y 230 V):

- Zona fría:
  - Pequeña: 4,6 kW
  - Mediana: 6,9 kW
  - Grande: 6,9 kW
- Zona cálida:
  - Pequeña: 4,6 kW
  - Mediana: 5,75 kW
  - Grande: 6,9 kW

### 5.2.1 Información dada a conocer

Las principales características de dicha información publicada en [www.enwl.co.uk/lvns](http://www.enwl.co.uk/lvns) está explicada en este apartado. Hay dos paquetes de información, cada uno de ellos en una de las carpetas junto con su documento complementario. El primer conjunto corresponde a los modelos para las redes de distribución 25LV y se encuentra en la carpeta “LV Networks Models”. La segunda, corresponde a un grupo de 100 perfiles para cada LCT analizado en el proyecto y se encuentra en la carpeta “LCT Profiles”. Esta última es la que usaremos en nuestro estudio [13].

Como dicho estudio nos ofrece la posibilidad de elegir entre 100 cargas, lo que se hizo fue multiplicar la potencia del periodo muestreado por el periodo (5 minutos) para obtener la energía en el intervalo, con ello, se hizo el sumatorio de todas estas energías y se obtuvo la energía total diaria de cada vivienda. Con esta información, se pudo elegir un consumo bajo, alto y medio.

#### 5.2.1.1 Creación de las cargas y perfiles LTC

Para entender el impacto de los LCTs en las redes de baja tensión diariamente, se deben adoptar series temporales de dichos perfiles de consumo. Los perfiles desarrollados durante este proyecto corresponden a cargas residenciales, sistemas fotovoltaicos (PVs), sistemas de microgeneración combinado de calor y electricidad ( $\mu$ CHPs), bombas de calor eléctricas (EHPs) y vehículos eléctricos (EVs). Estos perfiles diarios tienen una resolución de 5 minutos.

Los perfiles fueron obtenidos a través de la maqueta virtual desarrollada por CRETS (Centre for Renewable Energy Systems Technology) en la Universidad de Loughborough. Este modelo crea perfiles computacionales para cargas residenciales basadas en el comportamiento doméstico de los clientes británicos que tiene en cuenta el número de personas en la vivienda, el tipo de día, el mes y el empleo de la electricidad.

Para imitar el comportamiento estocástico del consumo por vivienda, se creó un grupo de perfiles de carga diferentes usando la herramienta. La proporción de los perfiles con un determinado número de personas está basado en las estadísticas de Reino Unido. Por lo tanto, la proporción de casas con una, dos, tres y cuatro o más personas es del 29%, 35%, 16% y 20% [13].

Todos los perfiles publicados corresponden a un perfil residencial individual durante un día perteneciente a una semana con una resolución de 5 minutos. Específicamente, estos perfiles se encuentran en:

- Winter load profiles (located in “Winter\_Load\_Profiles.xlsx”).
- Summer load profiles (located in “Summer\_Load\_Profiles.xlsx”).
- Winter EHP profiles (located in “Winter\_EHP\_Profiles.xlsx”).

- Winter  $\mu$ CHP profiles (located in “Winter\_uCHP\_Profiles.xlsx”).
- Winter EV profiles (located in “Winter\_EV\_Profiles.xlsx”).
- Summer PV profiles (located in “Summer\_PV\_Profiles.xlsx”).

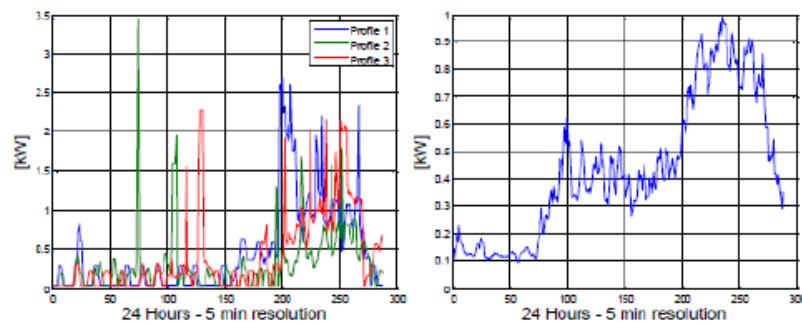
Nosotros nos quedaremos únicamente con los dos primeros archivos ya que nuestro objetivo es el de conseguir los perfiles de consumo.

Muchos de estos perfiles son creados para el caso del invierno porque es cuando las redes de distribución de Reino Unido sufren mayores esfuerzos, como por ejemplo, en los picos de carga. Solamente el caso de producción fotovoltaica y sus correspondientes cargas se presentan en verano para observar los impactos correspondientes cuando la generación es máxima. Para esta tecnología en particular, las 100 cargas se consideran que tienen la misma irradiancia incidente (no existen diferencias significativas en una región de esas dimensiones). Además, la irradiancia solar usada es una de las más altas durante 2012 en Manchester [13].

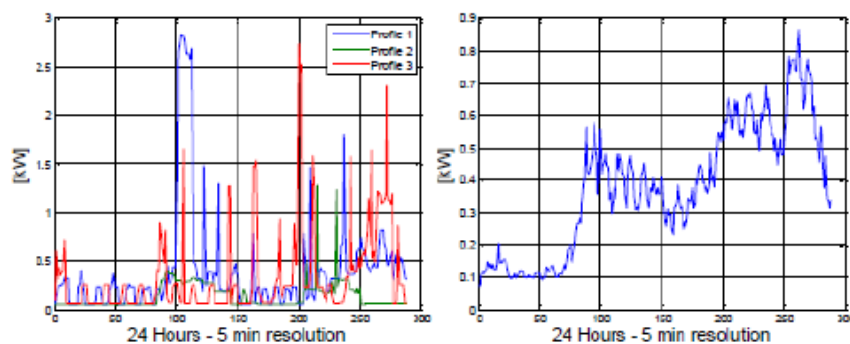
### 5.2.1.2 Estructura de los datos

Los 6 muestreos se encuentran en la carpeta “LCT Profiles”, cada una de las muestras las están localizadas en un fichero Excel. Este fichero tiene siempre la misma estructura, se trata de una matriz de 288 filas y 100 columnas. Cada columna representa cada perfil y cada fila representa el periodo temporal (5 minutos) desde las 00:00 hasta las 24:00 [13].

En la **Figura 5.3** y **Figura 5.4** se pueden observar alguno de los perfiles de consumo obtenidos a través de dicho estudio.



**Figura 5.3** Perfiles de consumo en invierno – perfiles individuales (izquierda) y perfil agregado (derecha).  
Fuente [13].



**Figura 5.4** Perfiles de consumo en verano – perfiles individuales (izquierda) y perfil agregado (derecha).  
Fuente [13].





## 6 ESTUDIO METEOROLÓGICO

Para conocer la potencia producida por los paneles es necesario conocer el perfil medio de irradiancia y temperatura en verano e invierno para las zonas frías y cálidas.

### 6.1 Irradiancia

Antes de presentar los datos medios es necesario hacer una distinción entre los siguientes términos:

- Radiación solar: Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol y se mide en  $W/m^2$ .
- Irradiancia: Es la magnitud que define la radiación solar que llega hasta nosotros (no toda llega a la superficie de la Tierra), es decir, es la potencia recibida por unidad de superficie y se mide en  $W/m^2$ .
- Irradiación: Es la cantidad de irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado y se mide en  $Wh/m^2$ .

Para obtener las curvas de irradiancia, se ha partido de las curvas de irradiación solar de cada una de las zonas. Estas curvas se han pasado a por unidad tomando como base el punto más alto de ambas curvas (verano), tras obtener el punto de máxima irradiancia en ambas zonas (en verano), se ha obtenido la nueva curva multiplicando los valores en por unidad por dicho máximo.

Los perfiles de irradiancia medios en las distintas zonas se muestran en la Figura 6.1 y Figura 6.2.

#### 6.1.1 Zona fría

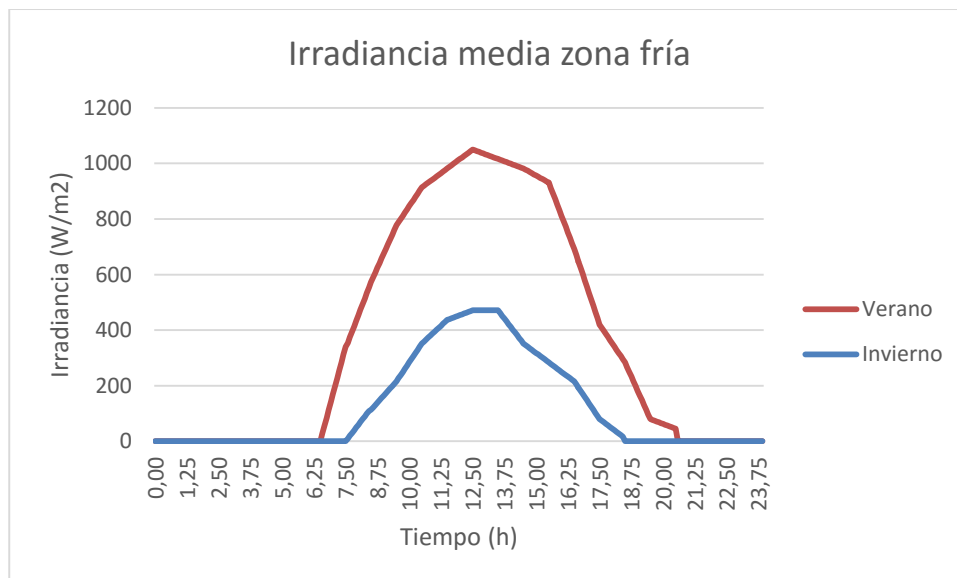
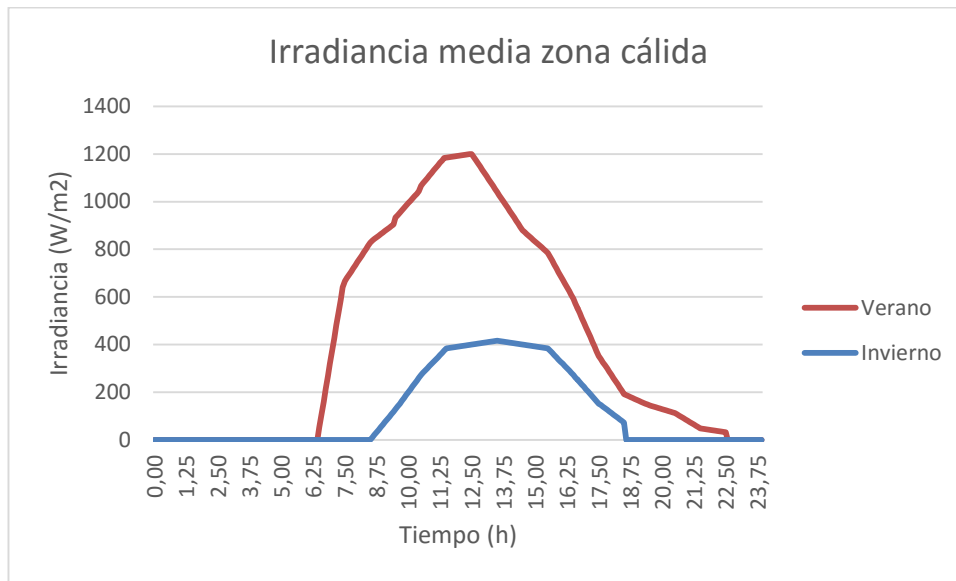


Figura 6.1 Irradiancia en la zona fría. Elaboración propia.

## 6.1.2 Zona cálida



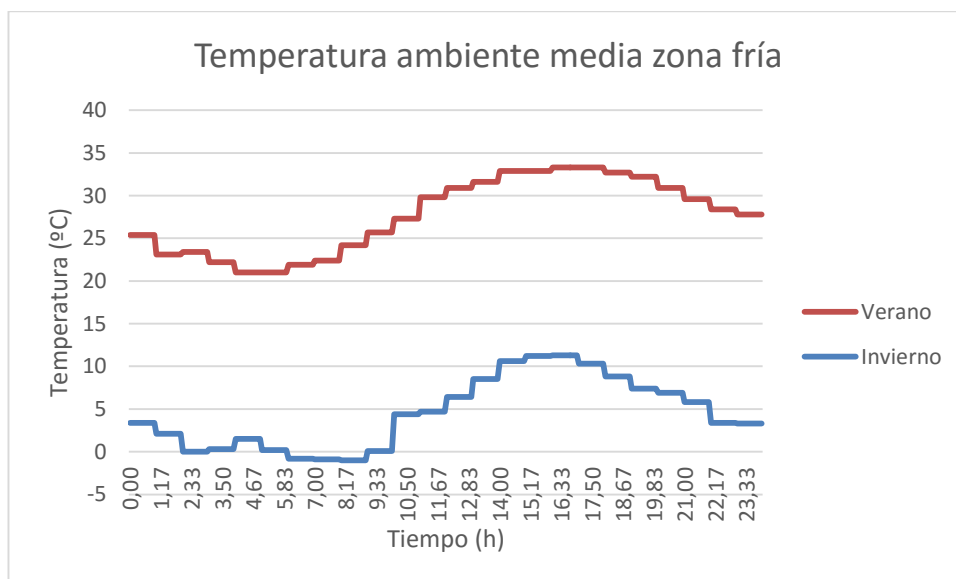
**Figura 6.2** Irradiancia en la zona cálida. Elaboración propia.

## 6.2 Temperatura

Para la obtención de los perfiles de temperatura medios, se ha acudido a datos meteorológicos históricos [14] [15] [16] para las distintas zonas geográficas en verano e invierno.

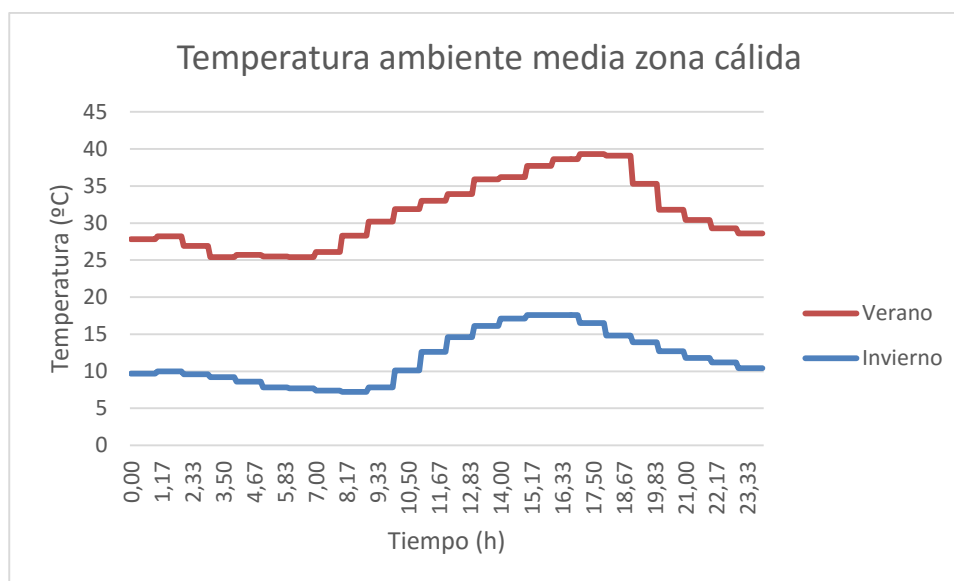
Los perfiles medios de temperatura en las distintas zonas se muestran en la Figura 6.3 y Figura 6.4 .

### 6.2.1 Zona fría



**Figura 6.3** Temperatura en la zona fría. Elaboración propia.

## 6.2.2 Zona cálida



**Figura 6.4** Temperatura en la zona cálida. Elaboración propia.

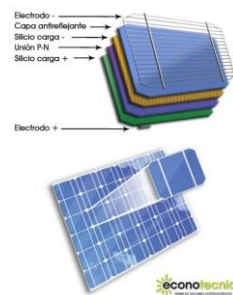


## 7 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este apartado, se tratará de describir cada uno de los elementos que componen la instalación fotovoltaica así como sus características. Además, se incluirá el criterio de cálculo que nos permitirá conocer el número de paneles que necesita cada una de las viviendas.

### 7.1 Principio fotoeléctrico

La base sobre la cual se fundamenta los sistemas fotovoltaicos comerciales es el denominado principio fotoeléctrico, por medio del cual es posible transformar la radiación solar en energía eléctrica. Este efecto tiene lugar en las células fotoeléctricas (Figura 7.1), unidad básica que componen los módulos (o paneles) fotovoltaicos.



**Figura 7.1** Detalle de una célula fotovoltaica. Fuente [17].

Toda radiación de luz está compuesta de partículas elementales denominadas fotones. Estas partículas llevan asociadas una energía ( $E$ ) que depende de la longitud de onda ( $\lambda$ ) de la radiación y cuyo valor cuantitativo viene expresado por:

$$E = \frac{h \times c}{\lambda}$$

Una célula solar es un sistema semiconductor que absorbe luz (energía solar) y la convierte de forma directa en energía eléctrica. Esta generación de energía, de manera general, parte del efecto fotoeléctrico sobre la banda prohibida de un semiconductor.

En todo sólido cristalino existen dos bandas de energías llamadas banda de conducción y banda de valencia, debido a los electrones compartidos de los átomos de la red. Estas pueden estar solapadas en el caso de los conductores, muy separadas en el caso de los aislantes o con una pequeña separación como es el caso de los semiconductores. La separación entre ambas es conocida como banda prohibida.

En las células solares más habituales se aprovecha este pequeño “gap” de energía de los semiconductores para excitar electrones mediante efecto fotoeléctrico desde la banda de valencia a la de conducción. Este efecto es necesario hacerlo en un lugar donde pueda producirse además la separación de las cargas fotogeneradas. El lugar habitual será la unión p-n de un cristal.

Cuando un cristal de tipo p (con exceso de carga positiva o huecos) y otro de tipo n (exceso de carga negativa) se unen, se genera una región llamada de carga espacial en la cual aparece un campo eléctrico producido por la reordenación de las cargas.

En definitiva, cuando un fotón incide sobre la región de carga espacial de la unión p-n de un cristal se produce por efecto eléctrico un par electrón-hueco que son separados por el campo eléctrico existente en dicha región a

ambos lados de la unión (Figura 7.2). Si uno los conductores eléctricos a través de una resistencia conectan ambos lados de la unión, se producirá una corriente eléctrica debido a la tendencia de la recombinación del par e-h. En la resistencia usada obtenemos la energía generada en este proceso [18].

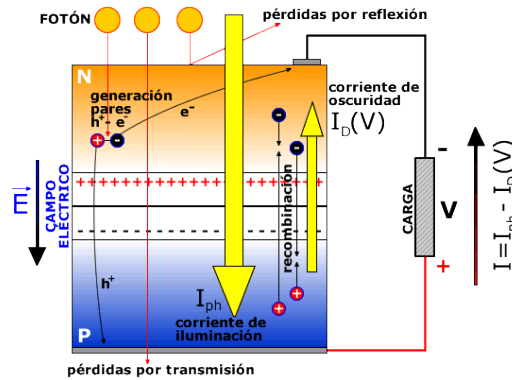


Figura 7.2 Principio de funcionamiento de una célula solar. Fuente [19].

De tal forma que la corriente entregada a una carga por una célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

- Corriente de iluminación: debida a la generación de portadores que produce la iluminación.

$$I_{ph} = I_l$$

- Corriente de oscuridad: debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

$$I_d = I_o \cdot \left[ e^{\frac{eV}{K \cdot Tc}} - 1 \right]$$

El circuito equivalente que representa este comportamiento se presenta en la Figura 7.3.

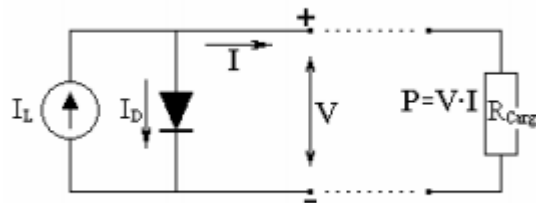
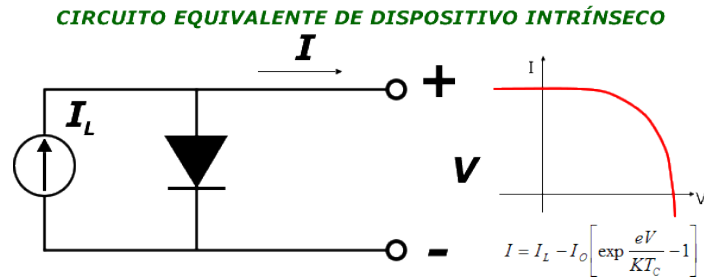


Figura 7.3 Circuito equivalente de una célula solar. Fuente [18].

Aplicando las leyes de Kirchoff se obtiene la siguiente ecuación que representa todos los pares de valores (I/V) en los que puede trabajar una célula fotovoltaica:

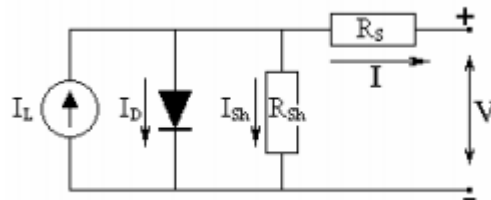
$$I = I_l - I_o \cdot \left[ e^{\frac{e(V+I \cdot R_s)}{K \cdot Tc}} - 1 \right]$$

A partir de esta expresión obtenemos fácilmente la curva característica I-V de iluminación (Figura 7.4).



**Figura 7.4** Característica I-V de iluminación. Fuente [20].

Este modelo básico, resulta insuficientemente para representar la célula. En ella existen unas corrientes de fuga de comportamiento lineal, que atraviesan la unión. Además, existe una caída de potencial proporcional a la intensidad que circula debida a la resistencia de los contactos y cables de conexión. Es por ello que debe mejorarse el modelo anterior añadiéndole una resistencia en paralelo que denominaremos  $R_{sh}$  para representar esas corrientes de fuga. En serie con todo el circuito también dispondremos de una resistencia que denominaremos  $R_{serie}$  que representara la resistencia de los contactos. Con todo esto el modelo queda como puede verse en la Figura 7.5 [18].



**Figura 7.5** Circuito equivalente de una célula solar corregido. Fuente [18].

En este caso, la aplicación de las leyes de Kirchoff nos lleva a las expresiones siguientes:

$$I = I_L - I_D - I_{sh}$$

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[ e^{\frac{e(V+I \cdot R_s)}{K \cdot T_c}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p}$$

Algunos fotones pueden no ser aprovechados para la creación de energía eléctrica por diferentes razones:

- Los fotones que tienen energía inferior al ancho de banda prohibida del semiconductor atraviesan el semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.
- Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual al ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos.
- Además, los fotones pueden ser reflejados en la superficie de la célula.

La gran mayoría de las células solares que actualmente están disponibles comercialmente son de Silicio mono o policristalino. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia. A continuación se presentan sus principales características:

- **Monocristalino:**
  - Fabricadas a partir de secciones cortadas o extraídas de una barra de silicio perfectamente cristalizado de una sola pieza.
  - Permite alcanzar rendimientos del 16-24%.
  - Ofrecen mayor potencia nominal debido a la uniformidad del material (no presenta límites de grano).
  - Mejor textura final y mejores propiedades antirreflexivas.
  
- **Policristalino:**
  - Fabricadas a partir de secciones cortadas de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales.
  - Son más baratas de fabricar y se reconocen visualmente por presentar su superficie un aspecto granulado.
  - Permite alcanzar rendimientos del 14-20%.

## 7.2 Componentes del sistema

### 7.2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos o paneles están formados por la interconexión de células dispuestas en serie o paralelo, de manera que la tensión y corriente que finalmente proporciona el panel se ajusta al valor requerido.

Cada célula es capaz de ofrecer una tensión del orden de 0,5 voltios y una potencia eléctrica alrededor de los 3 vatios, aunque este valor dependerá de la superficie que mida la célula. De esta manera la potencia que pueda ofrecer un módulo dependerá del número de células que posea, estando diseñado para el suministro eléctrico en corriente continua (directa, DC), a un determinado voltaje (normalmente 12 ó 24 V) [19].

Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie hasta que se alcance la tensión que se desee a la salida del panel, y a continuación, estos ramales de células se asocian en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado.

Al sistema completo formado por el conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos dispuestos o conexiados en serie y/o en paralelo se le suele denominar generador fotovoltaico. Con el fin de poder ofrecer la potencia eléctrica deseada, así como de la tensión e intensidad de corriente a la salida del generador, los distintos módulos o paneles serán distribuidos en serie y/o en paralelo, según convenga.

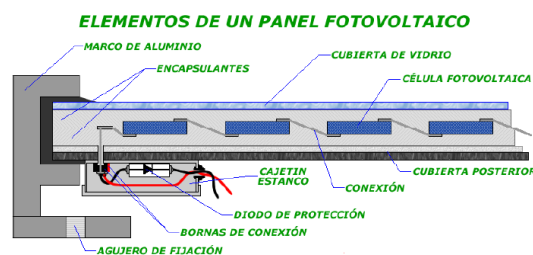
Los elementos que componen el módulo son (Figura 7.6):

- Cubierta exterior de vidrio (templado) de 3-4 mm de espesor. Su cara está texturada de modo que mejore el rendimiento cuando la radiación solar ocurre a bajo ángulo de incidencia, así como para absorber mejor la radiación solar difusa del ambiente.
- Encapsulante (relleno interior), hecho de vinilo de acetato etileno (EVA), que sirve para recubrir las células fotovoltaicas dentro del módulo, protegiéndolas de la entrada de aire o humedad, y evitando así que se produzca la oxidación del silicio que conforma las células, dado que de producirse dejarían de funcionar.
- Cubierta posterior. Realizada a base de fluoruro de polivinilo (PVF), que además de sus propiedades como aislante dieléctrico, ofrece gran resistencia a la radiación ultravioleta, contribuyendo a servir de barrera a la entrada de humedad y ofreciendo una gran adhesión al material del que está hecho el



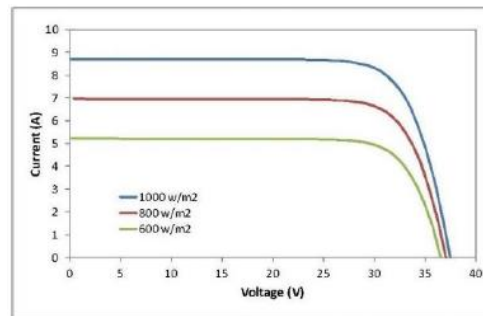
encapsulante interior.

- Células fotovoltaicas.
- Elementos de conexión entre las células.
- Caja estanca (bornes de conexión normalizados y con grado de protección IP65). De ella parte el cableado de conexión con otros módulos. En dicha caja se incluyen los diodos de protección cuya misión es la de reducir la posibilidad de pérdida de energía debido a un mal funcionamiento por sombreados parciales de paneles y de evitar la rotura del circuito eléctrico por este efecto. Ello es así porque cuando se produce una sombra parcial sobre un panel, éste deja de generar corriente y se convierte en absorbedor de energía, lo que produciría un recalentamiento excesivo del mismo que podría dañarlo [19].
- Marco estructural. Realizado con aluminio ionizado (resistencia mecánica y soporte). Éste debe adecuarse a las condiciones ambientales donde se instale.

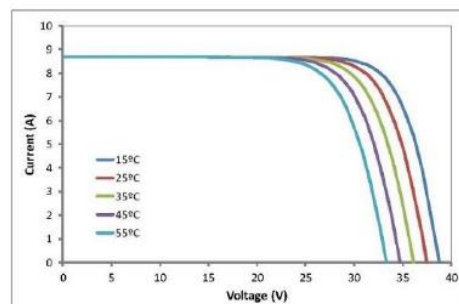


**Figura 7.6** Elementos de un panel fotovoltaico. Fuente [19].

Las prestaciones de los módulos que aparecen en la información técnica proporcionada por el fabricante están sometidas sometiendo a los módulos a unas Condiciones Estándar de Medida (CEM): 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia solar, AM 1,5 G de distribución espectral y 25°C de temperatura en la célula (superficie del panel fotovoltaico). Para otras condiciones de operación, será necesario aplicar los correspondientes coeficientes correctores.



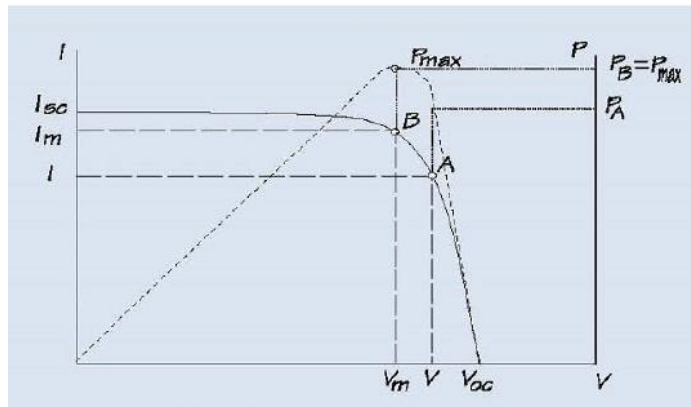
**Figura 7.7** Curvas I-V para distintos valores de la irradiancia solar a temperatura constante de la célula (25°C). Fuente [19].



**Figura 7.8** Curvas I-V para distintas temperaturas de la célula a valor de irradiancia constante (1000 W/m<sup>2</sup>). Fuente [19].

En la Figura 7.7 y Figura 7.8 se presenta la curva I-V de un panel fotovoltaico en las que se puede observar como al aumentar la irradiancia aumenta la intensidad generada por el módulo mientras que al aumentar la temperatura, cae la tensión.

En función de la radiación solar, la temperatura de las células del módulo (que dependerá a su vez de la temperatura ambiente, humedad, velocidad del viento, material de fabricación del módulo, etc.) y de la carga eléctrica que alimente, el módulo fotovoltaico generará una determinada intensidad de corriente (I) a una determinada tensión (V), y cuyo producto marcará la potencia eléctrica (P) generada por el módulo (línea discontinua).



**Figura 7.9** Curvas I-V y de potencia. Fuente [19].

En la Figura 7.9 se observa el gráfico P-V obtenido a partir del V-I presentado y en él se puede ver que existe un máximo de potencia. Esta potencia es a la que debe hacerse funcionar el panel para obtener así el mejor rendimiento a igual irradiancia solar.

En las fichas técnicas se incluyen una serie de parámetros que caracterizan al módulo:

- Potencia nominal o máxima ( $P_m$ ). Es el valor máximo de potencia que se puede obtener del panel, y se obtiene del producto entre la tensión y la corriente de salida del panel.
- Tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ ). Es el valor máximo de voltaje que se mediría en el panel o módulo si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo.
- Intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ). Es la máxima intensidad que se puede obtener del panel fotovoltaico (tensión de salida 0 V).
- Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ). Es el valor de la tensión en el punto de máxima potencia o potencia pico, que suele ser el 80% de la de vacío.
- Intensidad de corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ). Es el valor de la corriente en el punto de máxima potencia o potencia pico.

### 7.2.1.1 Selección de los módulos

Las características de los módulos elegidos se presentan en la Tabla 7.1 .

		Pmp (W)	Vmp (V)	Imp (A)	Vca (V)	Isc (A)	$\beta$ (%/°C)	Precio (€)	Cantidad
Zona fría	Pequeña	100	18	5,82	21,7	6,3	-0,32	105	4
	Mediana	100	18	5,82	21,7	6,3	-0,32	105	8
	Grande	250	30,39	8,23	36,97	9,29	-0,34	170	4
Zona cálida	Pequeña	100	18	5,82	21,7	6,3	-0,32	105	4
	Mediana	100	18	5,82	21,7	6,3	-0,32	105	8
	Grande	250	30,39	8,23	36,97	9,29	-0,34	170	4

**Tabla 7.1** Características de los paneles seleccionados para las distintas instalaciones. Elaboración propia.

### 7.2.1.2 Presupuesto

El presupuesto que supone la colocación de dichos paneles dentro del coste de la instalación para cada una de las viviendas se presenta en la Tabla 7.2.

		Cantidad	Precio (€/m)	Total (€)
Zona fría	Pequeña	4	105	420
	Mediana	8	105	840
	Grande	4	170	680
Zona cálida	Pequeña	4	105	420
	Mediana	8	105	840
	Grande	4	170	680

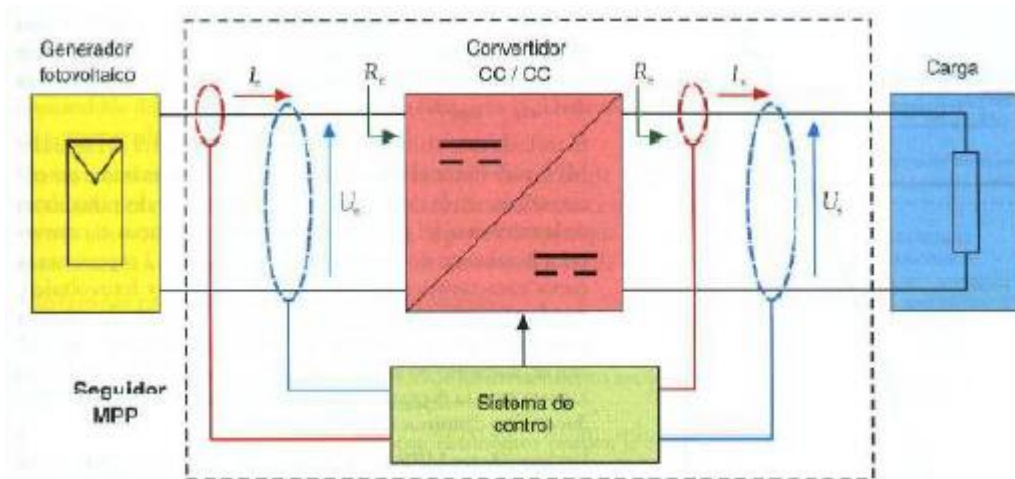
**Tabla 7.2** Presupuesto de los paneles fotovoltaicos para las diferentes instalaciones. Elaboración propia.

## 7.2.2 Seguidor del punto de máxima potencia

Un seguidor del punto de máxima potencia (Figura 7.10) o seguidor MPP (Maximum Power Point Tracking MPPT) es un adaptador eléctrico que hace trabajar al generador fotovoltaico en la zona de su curva característica donde entrega la máxima potencia, independientemente de la carga conectada al generador.

La potencia entregada por un generador fotovoltaico depende del punto de trabajo sobre su curva característica, existiendo un punto en el que el generador entrega la máxima potencia. Además, el punto de trabajo depende de la temperatura, la irradiancia y la resistencia eléctrica del circuito conectado al generador fotovoltaico.

Es evidente que las variaciones de temperatura e irradiancia son inevitables al estar a la intemperie, pero la resistencia que ve el generador fotovoltaico se puede variar a voluntad utilizando un convertidor CC/CC que va a funcionar como adaptador de impedancias entre el generador y el resto del circuito del sistema fotovoltaico.



**Figura 7.10** Esquema funcional de un seguidor MPP. Fuente [21].

Un seguidor MPP es un convertidor CC/CC que se sitúa entre la salida del generador fotovoltaico y el resto del sistema que actúa como carga.

En un convertidor CC/CC genérico se cumple que:

$$d = \frac{U_e}{U_s} = \frac{I_s}{I_e}$$

Donde  $d$  es la relación de conversión que el sistema de control del seguidor MPP puede variar durante el funcionamiento, aumentando o disminuyendo el ciclo de trabajo del circuito de conmutación PWM que incorpora el convertidor CC/CC.

En el seguidor MPP, la resistencia de entrada  $R_e$  del convertidor CC/CC es la resistencia que ve el generador fotovoltaico y por lo tanto la que fija el punto de funcionamiento en su curva característica.

Esta resistencia tiene como valor:

$$R_e = \frac{U_e}{I_e}$$

La resistencia  $R_s$ , que ve el convertidor CC/CC es la resistencia de la carga, formada por el resto del sistema fotovoltaico, que tiene como valor:

$$R_s = \frac{U_s}{I_s}$$

De las expresiones anteriores se obtienen la siguiente relación:

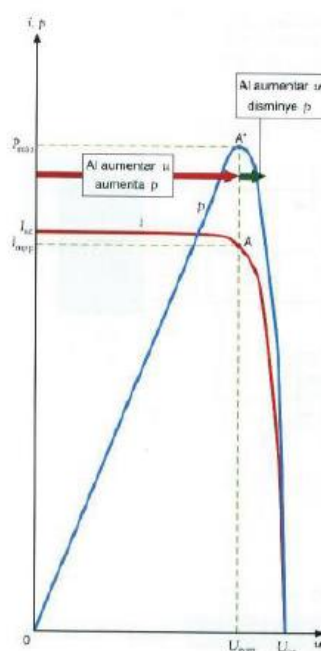
$$R_e = d^2 \cdot R_s$$

La expresión anterior demuestra que variando el valor de  $d$  se puede adaptar la resistencia  $R_e$  que ve el generador fotovoltaico para que coincida con la carga que extrae la máxima potencia de dicho generador.

El sistema de control del seguidor MPP mide continuamente las intensidades de entrada  $I_e$  y de salida  $I_s$  y las tensiones de entrada  $U_e$  y de salida  $U_s$ . A partir de estas medidas modifica la relación de conversión  $d$  para

conseguir que la tensión  $U_e$  y la corriente  $I_e$  se aproximen a los valores  $U_{mpp}$  e  $I_{mpp}$  del generador fotovoltaico [21].

El método más utilizado por el sistema de control del seguidor MPP, para hacer el seguimiento del punto de máxima potencia, se basa en la detección de los aumentos y disminuciones de la tensión  $u$  del generador fotovoltaico al variar el convertidor la relación de conversión  $d$ . La Figura 7.11 representa la curva característica  $i$ - $u$  y  $p$ - $u$  de un generador fotovoltaico, donde se puede ver que al aproximarse al punto de máxima potencia  $A$  por la izquierda, los aumentos de tensión producen un aumento de potencia, y al alejarse del punto de máxima potencia  $A$  por la derecha, los aumentos de tensión producen una disminución de la potencia. Los seguidores MPP se incluyen como parte integrante de los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.



**Figura 7.11** Curva característica I-V y P-V de un generador fotovoltaico. Fuente [21].

### 7.2.3 Inversores

Se ha visto que un generador fotovoltaico produce energía eléctrica en forma de corriente continua que se puede usar para aportar la energía generada a la red de distribución eléctrica o para alimentar un sistema autónomo.

Si el generador fotovoltaico se quiere utilizar para **conectarlo a la red** de distribución eléctrica hay que convertir la corriente continua que genera en corriente alterna con la tensión y frecuencia (230 V – monofásica, 400 V – trifásica, 50 Hz) demandadas por las compañías eléctricas.

Si el generador fotovoltaico se quiere utilizar en un **sistema autónomo**, donde se pretende utilizar la energía eléctrica producida por el generador en los receptores eléctricos habituales como lámparas, televisión, etc. Se pueden utilizar aparatos receptores que funcionen con corriente continua. Sin embargo, este tipo de aparatos suelen ser más caros y más difíciles de encontrar que sus equivalentes que funcionan con corriente alterna. Por otro lado, las tensiones habituales (12 V o 14 V) que se utilizan en los sistemas fotovoltaicos autónomos, limitan su uso a sistemas de poca potencia, de algunas centenas de vatios, para que las corrientes transportadas sean reducidas. Por lo tanto, si se quieren utilizar aparatos que funcionan con corriente alterna o la potencia del sistema es superior a 1 kW, es imprescindible disponer de algún sistema que convierta la corriente continua en alterna.

En nuestro caso, nos limitaremos a estudiar el primer sistema.

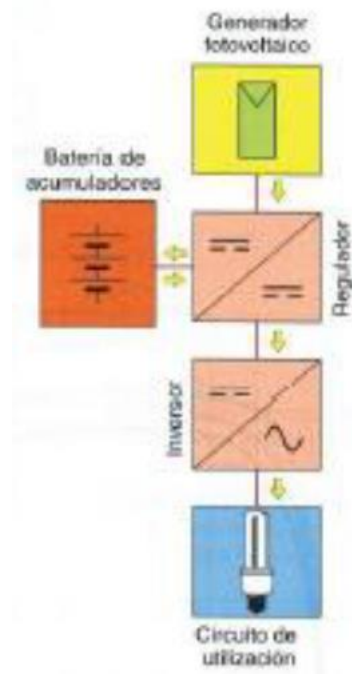
Un inversor es un dispositivo capaz de convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia. Según el destino que se vaya a dar a la corriente alterna los inversores pueden ser de dos tipos:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

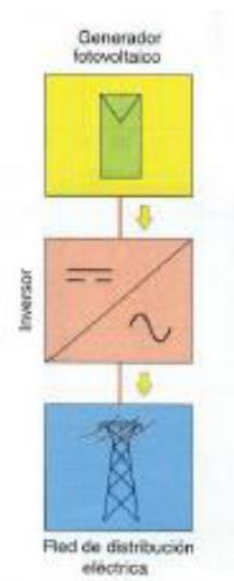
En España no está permitida la combinación de funcionamiento autónomo y la conexión a la red de un sistema fotovoltaico.

Los inversores para sistemas **fotovoltaicos autónomos (Figura 7.12)**, pueden ir conectados a la salida del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso tienen que tolerar el rango de variación de la tensión de entrada proporcionado por la batería de acumuladores. La mayoría son inversores con salida monofásica de baja potencia (inferiores a 1,5 kW). Pueden tener funciones de regulación de carga de la batería. También, aunque no es necesario, cada vez es más frecuente que dispongan de un seguidor MPP.

Los **inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red (Figura 7.13)**, van conectados directamente al generador fotovoltaico y tiene que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo. Son inversores con salida monofásica o trifásica con potencias que van desde 1 kW hasta las centenas de kW. Es necesario que dispongan de seguidor MPP. Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia de control la corriente alterna de la red.



**Figura 7.12** Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico autónomo. Fuente [21].



**Figura 7.13** Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Fuente [21].

### 7.2.3.1 Funciones y características de los inversores

Dependiendo de su utilización, sistema autónomo o conectado a la red, el inversor tiene que tener unas características y funciones propias. No obstante, hay unas características y funciones comunes a los dos usos de un inversor, que se describen a continuación.

#### 7.2.3.1.1 Rendimiento

La característica más importante de un inversor es su rendimiento que se define como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. En muchas hojas de características se denomina eficiencia al rendimiento.

El rendimiento es un indicador de las pérdidas que se producen en un inversor. Depende del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y las pérdidas por efecto Joule, debida a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. La Figura 7.14 muestra el rendimiento de un inversor para diferentes regímenes de carga. Se puede ver que el rendimiento del inversor disminuye cuando trabaja con baja potencia de carga.

El trabajo de un inversor, desde el punto de vista de la potencia que tiene que convertir, es distinto según se use como autónomo o conectado a la red. En los inversores para sistemas autónomos la potencia variable está en la salida y depende de los receptores que se conecten, disponiendo en la entrada de la potencia máxima proporcionada por el conjunto de baterías de acumuladores y generador fotovoltaico. En los **inversores para sistemas conectados a la red**, la potencia de salida tiene que ser siempre la máxima posible y es la potencia de entrada la magnitud variable que depende de la irradiancia recibida en el generador fotovoltaico.

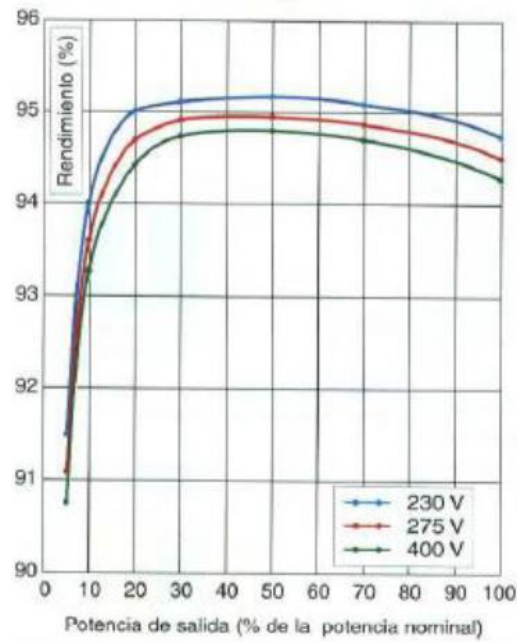
Por este motivo, para los inversores de sistemas conectados a la red se utiliza una definición de rendimiento normalizada, para permitir la comparación de especificaciones entre diferentes fabricantes, que tiene en cuenta que el generador fotovoltaico trabaja la mayor parte del tiempo con irradiancias que van de 200 W/m<sup>2</sup> a 800 W/m<sup>2</sup> y que el inversor recibirá una potencia de entrada variable que lo va a hacer trabajar con diferentes regímenes de carga [21]. Se denomina rendimiento europeo:

$$\eta_{EUR} = 0,03 \cdot \eta_5 + 0,06 \cdot \eta_{10} + 0,13 \cdot \eta_{20} + 0,01 \cdot \eta_{30} + 0,48 \cdot \eta_{50} + 0,2 \cdot \eta_{100}$$

Donde  $\eta_i$  es el rendimiento con la potencia a  $i\%$  de la nominal.

En la Figura 7.14 también se muestra la dependencia del rendimiento con la tensión de entrada del inversor. Esta variación se produce al adaptar la tensión de entrada a la tensión de salida del inversor y depende de su configuración. Según la configuración utilizada en la adaptación (transformador AF, transformador BF o convertidor CC/CC) el rendimiento puede aumentar o disminuir al aumentar la tensión de entrada.

El rendimiento también dependerá de la temperatura de trabajo, disminuyendo cuando aumenta dicha temperatura. Es importante por lo tanto que las condiciones de la instalación favorezcan la disipación de calor y permitan que trabaje en las mejores condiciones.



**Figura 7.14** Curvas de rendimiento de un inversor y variación con la tensión de entrada (inversor con un rango de 200 a 500 V). Fuente [21].

#### 7.2.3.1.2 Características de la corriente alterna generada

Corriente alterna sinusoidal pura de frecuencia constante en un margen de  $\pm 2\%$  (en Europa, 50 Hz  $\pm 2\%$ ) y tensión eficaz constante en un margen de  $-15\% + 10\%$  (en monofásica, 230 V -  $15\% + 10\%$  y en trifásica, 400V -  $15\% + 10\%$ ).

Para especificar el grado de desviación de la forma de onda producida por el inversor respecto de una onda senoidal pura se especifica la distorsión total armónica, abreviadamente THD (Total Harmonic Distorsion). Se define como la relación entre la tensión o intensidad debida a los armónicos de frecuencia superior a la fundamental y la tensión o intensidad debida al armónico fundamental. Se calcula con la expresión:

$$THDv = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}}{U_1}$$

Donde:

$U_1$  – Valor eficaz de la tensión del armónico fundamental (V)

$U_n$  – Valor eficaz de la tensión del armónico de orden  $n$  (V)

THDv – Distorsión total armónica de la tensión (%)



La misma expresión se utiliza para calcular la distorsión total armónica de la intensidad, cambiando la magnitud de tensión por la de intensidad y unidades de amperio.

Se recomiendan como límites para la distorsión de la tensión un 2% y para la distorsión total armónica de la intensidad un 5% en condiciones de trabajo de potencia nominal.

#### 7.2.3.1.3 Capacidad de sobrecarga

Un inversor tiene que proporcionar una potencia superior a la nominal durante un intervalo de tiempo que permita la conexión de aquellos receptores que necesitan una intensidad de arranque mayor que la nominal para poder funcionar.

#### 7.2.3.1.4 Grado de protección de la envolvente del inversor

Se recomienda que los inversores tengan un grados de protección mínima IP 20 en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie [21].

#### 7.2.3.1.5 Características de los inversores conectados a red

Deben tener las siguientes funciones y características:

- Seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. El inversor tiene que llevar un seguidor MPP.
- Sistema de vigilancia y desconexión de la red. Si el tramo de la red de distribución eléctrica a la que está conectado el inversor queda fuera de servicio, por ejemplo, para la realización de tareas de mantenimiento o por una avería, el inversor debe desconectarse automáticamente de la red para evitar lo que se conoce como funcionamiento en modo isla.
- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
  - Cortocircuitos en alterna
  - Tensión de red fuera de rango
  - Frecuencia de red fuera de rango
  - Sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares
  - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- Cuando la potencia proporcionada por el generador fotovoltaico sea menor que la necesaria para el autoconsumo del inversor, este se debe poner en modo de espera (stand-by).
- El inversor debe entregar potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar superiores en un 10% a las condiciones estándar de medida (CEM). Debe soportar picos de irradiancia un 30% superiores a las condiciones CEM durante períodos de hasta 10 segundos [21].

## 7.2.4 Dimensionado de los conductores de un Sistema fotovoltaico conectado a la red

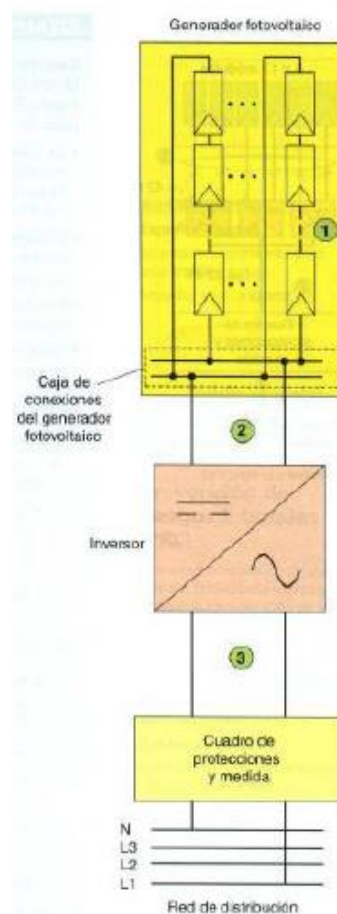
A continuación, se calculará las secciones de los conductores de la instalación de continua y alterna para obtener el coste que supondrá el cableado en nuestra instalación. Para ello, se necesitan los datos de potencias o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación.

### 7.2.4.1 Esquema de la instalación

En lo referente a las tensiones, en los tramos de CA lo habitual es tener tensiones de 230 V en monofásica o 400 V en trifásica (en nuestro caso es la monofásica). En los tramos de DC se utiliza como dato la tensión de caja de conexiones del generador fotovoltaico, tomando como tal la tensión en el punto de máxima potencia,  $U_{gmp}$  en condiciones CEM, del generador fotovoltaico [21].

Los tramos de línea característicos de una instalación de este tipo son los siguientes (Figura 7.15):

- Conexión de los módulos conectados en serie de cada cadena a la caja de conexiones del generador fotovoltaico (1).
- Conexión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al inversor (2).
- Conexión del inversor con la caja o cuadro de protecciones y medida (3).



**Figura 7.15** Tramos de línea de un sistema fotovoltaico conectado a la red (no se indican los dispositivos de maniobra y protección). Fuente [21].

Las corrientes a considerar en cada tramo de línea son:

- En el tramo 1, la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico en condiciones CEM. Es un

circuito de CC.

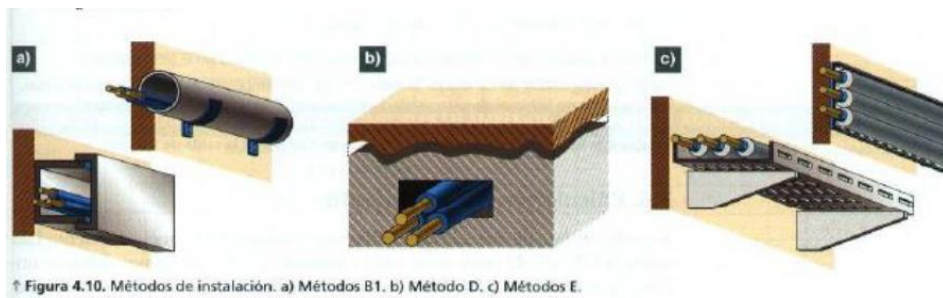
- En el tramo 2, la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones CEM. Es un circuito de CC.
- En el tramo 3, la corriente de salida del inversor para su potencia nominal y su tensión nominal de CA. Es un circuito de CA que puede ser trifásico o monofásico según la potencia nominal de la instalación.

En todos los tramos se debe multiplicar el valor de la intensidad considerando por 1,25 en cumplimiento de la instrucción ITC BT 40 que se refiere a las instalaciones generadoras de baja tensión, en el apartado 5 de dicha instrucción dice “*los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador*” [22].

#### 7.2.4.2 Tipos o métodos de instalación

Los tipos de instalación (Figura 7.16) que se utilizan habitualmente son los mismos que se emplean en los sistemas fotovoltaicos autónomos. Para cada uno de los tramos de línea:

- Tramo de línea 1, conexionado de los módulos: se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación E o F) o canal con tapa (método B1).
- Tramo de línea 2, conexionado del generador fotovoltaico al inversor: se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método E o F) o cable en el interior de tubo o canal cerrado (método B1) en instalaciones fotovoltaicas con el generador sobre tejado o pared. Si el generador fotovoltaico está situado en superficie, este tramo de línea será de cable en conducto enterrado (método D)
- Tramo 3, conexionado del inversor a la caja o cuadro de protecciones y medida: este tramo de línea está en interior y se usa cable en el interior de tubo o canal cerrado (método B1).



**Figura 7.16** Métodos de instalación a) Método B1 b) Método D c) Método E. Fuente [21].

#### 7.2.4.3 Tipos de cable

Se utilizan cables con conductores flexibles, con aislamiento y cubierta de materiales termoestables no propagadores del incendio. Los tipos de cable empleados en cada uno de los tramos:

- En los tramos 1 y 2 de CC, se utilizan cables resistentes a la intemperie, puesto que pueden estar expuestos a radiación directa del Sol y a radiaciones U.V., además de soportar temperaturas extremas. Los fabricantes de cables dan soluciones para estos tramos de cables preparados para trabajar con temperaturas permanentes de 90°C y soportar temperaturas entre -40°C y 120°C, garantizando una vida útil mínima de 30 años [21].
- En el tramo 3 de CA, se utilizan tipos de cable propios de instalaciones de enlace, aislados con material termoestable como son los cables con aislamiento reticulado (XLPE) o cubierta de poliolefina RZ1-K(AS) y cables con aislamiento de etileno-propileno (EPR) y cubierta de poliolefina DZ1-K(AS).

#### 7.2.4.4 Criterios para el dimensionado del cableado

Para el cálculo de las secciones en el tramo de continua se utilizarán el criterio térmico y de caída de tensión:

- Criterio térmico: esta condición establece que la intensidad que circule por el cable sea inferior a la máxima intensidad admisible, según su sección. La intensidad admisible de cada cable conductor se pueden consultar en tablas, en función de la sección, tipo de aislamiento y temperatura del cable. Es decir, para satisfacer el criterio económico debe cumplirse:

$$I_b \leq I_{z0} \times \prod f_i$$

La corriente será igual a la corriente de cortocircuito de un módulo en condiciones CEM (o la multiplicación del mismo por el número de paneles en paralelo para el segundo tramo).

Además esta intensidad la multiplicaremos por 1,25 ya que como hemos mencionado, según la ITC-BT-40, los conductores deben dimensionarse para soportar un 125% de la intensidad nominal.

Luego,

$$I_{btramo1} = 1,25 \cdot I_{sc}(CEM)$$

$$I_{btramo2} = 1,25 \cdot I_{sc}(CEM) \cdot N_p$$

En el caso del tramo 3, la corriente nominal de salida de los inversores se calculará con la siguiente expresión:

$$I_{invca} = \frac{P_{inv}}{V \times \cos\varphi}$$

$P_{inv}$  – Potencia nominal del inversor (W).

$V$  – Tensión nominal de la línea (230 V).

$\cos\varphi$  - Factor de potencia (se considerará igual a la unidad).

Se deben aplicar factores de corrección a la intensidad calculada si:

- La temperatura ambiente es diferente a 40°C en los tramos de instalación al aire o 25°C en los tramos de instalación enterrada. En los tramos 1 y 2, si están instalados al aire (sobre bandeja o en tubo o canal cerrada) se debe considerar una temperatura ambiente de 50°C en la zona cálida y de 45°C en la zona fría (factores de corrección 0,95 y 0,96 respectivamente).
- Hay más de un circuito en la misma canalización. Este no es nuestro caso, ya que que existirá un empalme que una los circuitos del tramo uno a un mismo conductor (tramo 2).
- La línea está expuesta a la radiación solar (factor de corrección 0,9)

Para hallar las corrientes máximas admisibles y los factores de corrección usaremos la norma UNE 20460-5-523 (catálogo Prysmian instalaciones receptoras). Con la intensidad corregida y según el método de la instalación de la tabla se determina la sección.

- Criterio de caída de tensión: mediante este criterio se limita las pérdidas por caída de tensión en el cable. En este sentido, “Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.” [23]. Es decir, para los conductores de la instalación donde circule corriente continua (directa) la máxima caída de tensión permitida será del 1,5% la tensión de servicio, que en nuestro caso será  $V_{mp}$  (25°C) por el número de paneles en serie (tensión del generador). En nuestro caso, damos una caída de tensión de 1,2 % al tramo de continua y del 0,3% al de alterna.

Se aplica la fórmula de cálculo correspondiente teniendo en cuenta si la línea es trifásica monofásica o de CC (Tabla 7.3).

	En función de P	En función de I y $\cos\varphi$
Monofásica y cc <sup>(1)</sup>	$S = \frac{200 \cdot l \cdot P}{\Delta U\% \cdot U^2 \cdot \gamma(\theta)}$	$S = \frac{200 \cdot l \cdot I \cdot \cos\varphi}{\Delta U\% \cdot U \cdot \gamma(\theta)}$
Trifásica	$S = \frac{100 \cdot l \cdot P}{\Delta U\% \cdot U^2 \cdot \gamma(\theta)}$	$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot l \cdot I \cdot \cos\varphi}{\Delta U\% \cdot U^2 \cdot \gamma(\theta)}$

**Tabla 7.3** Resumen de fórmulas de la sección en función de la caída de tensión. Fuente [21].

S – sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

$\gamma(\theta)$  – conductividad del conductor a la temperatura de servicio  $\theta$  prevista (s · m/mm<sup>2</sup>) <sup>(2)</sup>

l – longitud de la línea (m)

$\Delta U\%$  - caída de tensión máxima permitida en porcentaje de la tensión de la línea (V)

P – potencia activa transportada por la línea (W)

U - tensión de la línea (400 V en trifásica, 230 en monofásica)

I – intensidad prevista en la línea (A)

$\cos\varphi$  – factor de potencia de la carga al final de la línea

(1) En los circuitos de cc se utilizan las fórmulas de monofásica sin el término  $\cos\varphi$

(2) La conductividad del conductor se debe tomar a la temperatura de servicio del cable que, para el caso habitual de aislamiento termoestable, a 90°C es  $\gamma(90)=45$  s · m/mm<sup>2</sup>

Cabe destacar, que la corriente prevista sería la calculada en el apartado anterior, es decir, la corriente de cortocircuito por 1,25 (I=I<sub>b</sub>).

Los valores de la conductividad del cobre en función de la temperatura vienen dados en la Tabla 7.4.

<b>Valores de conductividad del cobre-Cu (<math>m/\Omega \cdot mm^2</math>) con la temperatura T (<math>^{\circ}C</math>)</b>							
<b>20 <math>^{\circ}C</math></b>	<b>30 <math>^{\circ}C</math></b>	<b>40 <math>^{\circ}C</math></b>	<b>50 <math>^{\circ}C</math></b>	<b>60 <math>^{\circ}C</math></b>	<b>70 <math>^{\circ}C</math></b>	<b>80 <math>^{\circ}C</math></b>	<b>90 <math>^{\circ}C</math></b>
56	54	52	50	48	47	45	44

**Tabla 7.4** Valores de la conductividad del cobre ( $m/\Omega \cdot mm^2$ ) con la temperatura ( $^{\circ}C$ ). Fuente [19].

La conductividad se escogerá para una temperatura máxima de utilización del aislante XLPE, es decir,  $90^{\circ}C$ .

La longitud de ambos tramos dependerá del número de módulos en serie, así las longitudes del cableado paneles-caja de protección y caja de protección-inversor será de:

- Zona fría:
  - Pequeña: 6 y 6 m.
  - Mediana: 6 y 6 m.
  - Grande: 8 y 6 m.
- Zona cálida:
  - Pequeña: 6 y 6 m.
  - Mediana: 6 y 6 m.
  - Grande: 8 y 6 m.

Para disminuir en la medida de lo posible la sección de los conductores, como se ha indicado anteriormente, se ha aplicado una caída de tensión del 60% a los dos primeros tramos y el 30% al tercero.

El procedimiento usado al utilizar estos porcentajes ha sido el siguiente: primero, se ha calculado la sección necesaria para el primer tramo con el porcentaje obtenido, como la sección de las tablas elegida es ligeramente superior a la obtenida, siempre va a existir un residuo de caída de tensión. Este residuo se lo sumamos al siguiente tramo, de tal forma que el porcentaje permitido es el calculado en la tabla más el residuo del apartado anterior y lo mismo ocurriría con el último tramo. De tal forma que se obtendría un residuo final que no estaríamos aprovechando. Una forma de disminuir los costes sería aprovechar este residuo (aplicándose a aquel tramo de mayor sección) disminuyendo la sección de los conductores.

Con la sección que obtenemos con la fórmula anterior, acudimos a la misma tabla que usamos en el criterio de tensión y elegiremos la primera sección superior a la obtenida.

Como ya se ha dicho anteriormente, en los distintos tramos en continua cada tramo se compondrá de dos conductores, uno positivo y otro negativo, que serán de igual sección a la que resulte del cálculo de aplicar la anterior expresión.

La sección resultante será la más desfavorable de ambos métodos, es decir, aquella de mayor sección.

#### 7.2.4.5 Cableado de continua

A continuación se darán las características de los tramos 1 y 2 de continua empleados a la hora de calcular sus secciones:

- Tramo 1:
  - Criterio térmico:
    - Factores de corrección: Para la obtención de los factores de corrección se tendrá en cuenta que nuestro circuito está tendido a la intemperie sometido a la acción directa del sol (0,9) y debe soportar una temperatura ambiente máxima de 50°C en la zona cálida (0,9) y 45°C en la zona fría (0,96).
    - Método de instalación F: Cables unipolares sobre bandejas de cables perforadas.
    - Aislamiento: XLPE.
    - Conductor: de cobre, monofásico y su modelo es Exzhellent Solar ZZ-F (PV1-F TÜV)
  
- Tramo 2:
  - Criterio térmico:
    - Factores de corrección: Para la obtención de los factores de corrección se tendrá en cuenta que nuestro circuito está tendido a la intemperie sometido a la acción directa del sol (0,9), que debe soportar una temperatura ambiente máxima de 50°C en la zona cálida (0,9) y 45°C en la zona fría (0,96).
    - Método de instalación F: Cables unipolares sobre bandejas de cables perforadas.
    - Aislamiento: XLPE
    - Conductor: de cobre, monofásico y su modelo es Energy RV-K FOC.

#### 7.2.4.6 Cableado de alterna

A continuación se darán las características del tramo 3 de alterna empleados a la hora de calcular su sección:

- Tramo 3:
  - Criterio térmico:
    - Factores de corrección: Para la obtención de los factores de corrección se tendrá en cuenta que nuestro circuito está tendido a la intemperie sometido a la acción directa del sol (0,9) y debe soportar una temperatura ambiente máxima de 50°C en la zona cálida (0,9) y 45°C en la zona fría (0,96).
    - Método de instalación B1: Conductores aislados o cable unipolar en conductos sobre pared de madera o de mampostería, no espaciados una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conductor de ella.
    - Aislamiento: XLPE.
    - Conductor: de cobre, monofásico y su modelo es Exzhellent XXI.

### 7.2.4.7 Resultados y costes del cableado

Los resultados de las secciones y los costes asociados al cableado se presentan en la Tabla 7.5, Tabla 7.6 y Tabla 7.7.

		Spaneles-cajaprot (mm2)	Scajaprot-inversor (mm2)
<b>Zona fría</b>	Pequeña	10	25
	Mediana	10	50
	Grande	6	6
<b>Zona cálida</b>	Pequeña	10	25
	Mediana	10	50
	Grande	6	6

**Tabla 7.5** Resultados de las secciones del cableado de continua. Elaboración propia.

		Sinversor-cgmp (mm2)
<b>Zona fría</b>	Pequeña	1,5
	Mediana	2,5
	Grande	2,5
<b>Zona cálida</b>	Pequeña	1,5
	Mediana	2,5
	Grande	2,5

**Tabla 7.6** Resultados de las secciones del cableado de alterna. Elaboración propia.

		Cableado continua (€)		Cableado alterna (€)	TOTAL (€)
		Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	
<b>Zona fría</b>	Pequeña	58,656	67,92	17,72	144,296
	Mediana	117,312	133,368	24,2	274,88
	Grande	25,376	19,032	24,2	68,608
<b>Zona cálida</b>	Pequeña	58,656	67,92	17,72	144,296
	Mediana	117,312	133,368	24,2	274,88
	Grande	25,376	19,032	24,2	68,608

**Tabla 7.7** Presupuesto del cableado de continua, alterna y total. Elaboración propia.

Se observa como el coste del cableado de la vivienda grande es inferior al esperado. Esto se debe al cableado de continua (40 frente a los 250 € de la vivienda mediana).

En primer lugar, vemos como la sección de esta instalación es también inferior a la esperada, por ello, nos fijaremos en la sección que indica el criterio de caída de tensión ya que es el que se impone en el criterio de elección de la sección de los cables. En la expresión que nos permite calcular la sección según este criterio está la longitud y la intensidad en el numerador y la conductividad y el porcentaje de caída de tensión en el denominador, luego, si las dos primeras son pequeñas y las dos segundas grandes, la sección es menor.

Se comprueba como el panel de esta instalación (250 W) presenta una  $V_{mp}$  de 30,39 V mientras que la de las viviendas pequeña y mediana presentan un panel (100W) con una  $V_{mp}$  de 18 V. Además el número de módulos en serie en la primera es de 4 mientras que en las otras dos es de 2. Es decir, la tensión total del sistema generador es mayor en el primer caso permitiendo una mayor caída de tensión (ya que el 1,3% se aplica sobre esta cifra) y



por tanto una menor sección.

Luego, sería interesante aumentar el número de paneles en serie para reducir así la sección de los conductores del primer tramo. Además, colocando mayor número de paneles en serie, ponemos menos en paralelo ( $N_{\text{tot}}=N_{\text{serie}}*N_{\text{paralelo}}$ ) y con ello, la intensidad en el segundo tramo (que es la suma de cada uno de los cables en el tramo 1) es menor y su sección también.

Es por ello, por lo que se ha tendido a disminuir el número de paneles en paralelo, y en especial en este caso se ha conseguido una única hilera en paralelo, es por esto por lo que el cableado de esta instalación presenta menores costes. A pesar de esto, debería comprobarse que el precio del panel no elevase mucho los costes aunque aumentar la potencia de los paneles también supone un menor número de paneles y con ello unos menores costes relativos a la estructura que soporta los paneles como se verá posteriormente.

## 7.2.5 Estructuras soporte para los módulos fotovoltaicos

Un componente muy importante en la construcción de un sistema fotovoltaico es la estructura sobre la que se monta el conjunto de módulos fotovoltaicos que forman el generador. La estructura que soporta a un generador fotovoltaico cumple dos funciones:

- Dotar a la estructura del generador de la consistencia mecánica adecuada y un buen sistema de anclaje.
- Proporcionar la orientación e inclinación óptimas para la aplicación diseñada.

Para seleccionar la estructura más adecuada para una aplicación hay que tener en cuenta dónde se va a instalar el generador (sobre suelo, sobre pared, etc.) y los esfuerzos a los que va a estar sometido.

La superficie del generador fotovoltaico se ve expuesta a la acción de los agentes atmosféricos, fundamentalmente la fuerza ejercida por el viento y el peso de la nieve que ocasionalmente se pueda acumular en él.

Sobre un generador fotovoltaico que está inclinado un ángulo  $\beta$  y normalmente orientado hacia el Sur (en el hemisferio norte), la fuerza ejercida por el viento en el caso más desfavorable, se producirá con viento procedente del Norte en la parte posterior del generador.

### 7.2.5.1 Tipos de estructuras soporte

Se puede hacer una clasificación de las estructuras soporte de los generadores fotovoltaicos en función de la situación del plano del generador:

- Sobre suelo: se emplea en generadores con muchos módulos fotovoltaicos. Presenta la ventaja de la facilidad de montaje por su accesibilidad además de permitir estructuras muy robustas y resistentes. Tiene como inconvenientes la proyección de sombras de unos módulos sobre otros cuando el ángulo de elevación del Sol es reducido y la exposición a actos vandálicos y robos, lo que obliga en muchos casos a proteger la instalación con cerramientos metálicos. Este tipo de estructura no es adecuado para lugares con nevadas frecuentes que pueden tapar parcialmente la superficie inferior del generador, a menos que se eleve a una altura prudencial sobre el suelo.
- Sobre mástil: se emplea en generadores pequeños de poca superficie (uno o dos módulos) y en instalaciones que necesitan por su función un poste o mástil, como en antenas repartidoras, farolas, etc.
- Sobre pared: sistema muy apropiado para instalaciones en viviendas o edificios con alguna fachada orientada al Sur. Tiene como ventaja la simplicidad de la estructura, puesto que se aprovecha la fachada como elemento de soporte principal, y la protección contra el viento, al estar en la zona posterior de los módulos a resguardo.
- Sobre tejado o cubierta: si se dispone de una cubierta horizontal la instalación es muy sencilla, siendo similar a una instalación sobre el suelo. Si la instalación es sobre una cubierta inclinada, se debe situar el plano del generador paralelo a la pendiente del tejado, para facilitar el uso de rieles en el montaje de los módulos. Es necesario dejar espacio para la circulación de aire entre el generador y cubierta para facilitar la evacuación del calor producido en los módulos. Puede presentar problemas en zonas de

nevadas frecuentes. Requiere que la cubierta sobre la que se instala el generador tenga orientación sur, además de presentar una inclinación lo más cercana a la inclinación óptima que demande el uso de la instalación.

Todos los materiales empleados en la construcción y en la fijación de las estructuras soporte deben seleccionarse teniendo en cuenta que van a estar a la intemperie y que tienen que tener una vida media superior a 30 años [21]. Para la construcción de las estructuras normalmente se emplea aluminio y/o acero inoxidable y en algunas estructuras prefabricadas también se emplea fibra de vidrio. Para la tornillería y otros elementos de fijación se debe utilizar acero inoxidable.

### 7.2.5.2 Solución adoptada

Las instalaciones obtenidas serán de 4, 8 o 20 módulos fotovoltaicos según los resultados obtenidos. Para cada una de ellas el tipo de soporte será sobre tejado y sus modelos son los siguientes:

- 4 módulos: Estructura paneles solares cubierta tejas 4 ud KHT915 de Autosolar.
- 8 módulos: Estructura paneles solares cubierta tejas 8 ud KHT915 de Autosolar.
- 20 módulos: Estructura paneles solares cubierta tejas 16 ud KHT915 de Autosolar.

Con ello, se obtiene el siguiente presupuesto para cada tipo de vivienda (Tabla 7.8):

		Cantidad paneles	TOTAL (€)
<b>Zona fría</b>	Pequeña	4	151,79
	Mediana	8	258
	Grande	4	151,79
<b>Zona cálida</b>	Pequeña	4	151,79
	Mediana	8	258
	Grande	4	151,79

**Tabla 7.8** Presupuesto de la estructura soporte para cada instalación. Elaboración propia.

Deducimos de esta tabla, que a menor número de módulos, menor es el coste del soporte a expensas de una mayor potencia en los paneles y por tanto un mayor coste de éstos.

### 7.2.6 Protecciones eléctricas

Toda instalación eléctrica debe llevar una serie de protecciones para evitar que ninguna persona o equipo pueda sufrir daños. Estas protecciones son diseñadas de acuerdo al Reglamento de Baja Tensión [24]. En las instalaciones estudiadas, distinguimos dos tipos de protecciones:

- Protecciones de corriente continua (DC) en baja tensión.
- Protecciones de corriente alterna (AC) en baja tensión.

### 7.2.6.1 Protecciones de corriente continua

Estas protecciones se colocan en la caja de protección de continua que se sitúa en la parte trasera del panel fotovoltaico más cercano al inversor, ya que así podremos disminuir el tramo de cable necesario para la realización de las conexiones.

La caja de protección de continua que usaremos será proporcionada por la empresa CAHORS, en concreto la ARF1 ya que está diseñada especialmente para instalaciones fotovoltaicas.

- La protección del generador: Al ser una instalación donde hay módulos en paralelo, será necesario implementar una protección contra corrientes inversas en cada rama. Al colocar la caja en una zona de fácil acceso para el mantenimiento, se utilizarán fusibles en bases portafusibles seccionables [24]:

- Calibre de los fusibles:

$$I_f = (1,5:2) \times I_{sc}$$

Donde:

$I_f$  – es la intensidad del fusible (A).

$I_{sc}$  – es la intensidad de cortocircuito de la placa (A).

Debemos elegir un fusible cuyo calibre se encuentre en dicho rango y sea un valor normalizado.

- Tensión asignada:

$$U_n \geq 1,2 \times U_{goc}$$

Donde:

$U_n$  – es la tensión nominal del fusible (V).

$U_{goc}$  – Es la tensión a circuito abierto del generador (V), es decir, la tensión de un panel por el número de paneles en serie.

Debemos elegir un fusible cuya tensión asignada se encuentre en dicho rango y sea un valor normalizado.

- Interruptor general del generador fotovoltaico. Para su elección tendrá que cumplir con los siguientes requisitos [24]:

- Intensidad nominal:

$$I_n \geq I_{gsc}$$

$I_{gsc}$  – Es la intensidad de cortocircuito del generador (A), es decir, la intensidad de cortocircuito del módulo por el número de ramas en paralelo.

- Tensión nominal:

$$U_n \geq U_{goc}$$

### 7.2.6.2 Protecciones de corriente alterna

Las protecciones de alterna irán colocadas en el Cuadro General de Mando y Protección y están constituidas por el inversor, protegido por un magnetotérmico de un determinado calibre y poder de corte en función del tipo de instalación. En cuanto a los interruptores diferenciales, se utilizará uno bipolar y de sensibilidad 300 mA.

El cableado llega desde el inversor al cuadro general de mando y protección con la intensidad nominal calculada anteriormente, para ponernos del lado de la seguridad le aplicaremos un 125%,

Para dimensionar los interruptores magnetotérmicos se deben cumplir las siguientes relaciones [24]:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_{func} = 1,45 \times I_z$$

Donde:

$I_b$  - Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de carga.

$I_n$  - Calibre asignado al dispositivo de protección.

$I_z$  - Corriente admisible por el cable calculada para calcular la sección térmica

$I_{func}$  - Intensidad de funcionamiento

Se elegirá la  $I_n$  normalizada que esté comprendida en dicho rango.

Para calcular su poder de corte, calcularemos la intensidad de cortocircuito usando las siguientes expresiones [24]:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L}{S}$$

$$I_{cc} = \frac{V}{R_{cc}}$$

$$\rho(T) = \frac{1}{58} \times (1 + 0,00393 \times (T - 20))$$

Donde:

$R_{cc}$ : Resistencia de cortocircuito.

$\rho$ : Resistividad del cobre

L: Longitud de la línea.

S: Sección de la línea.

$I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito.

V: Tensión de la línea (230V)

El poder de corte de la protección debe ser superior al  $I_{cc}$  obtenido.

En cuanto a los interruptores diferenciales, se elegirán con un calibre de valor  $I_n$  y con una sensibilidad de 300 mA.

En la Tabla 7.9 se observa como al igual que ocurría en el apartado del cableado, los costes de la vivienda grande son inferiores a los esperados. Esto se debe si nos fijamos, al coste de los fusibles en la parte de continua y a la caja de protección de continua. Al igual que antes, esto se debe a que el número de “strings” o ramas en paralelo es menor ya que necesitaríamos una menor cantidad de fusibles y la caja de protecciones que se colocaría sería de un string frente a la de 2 o 4 strings que se colocaría en la vivienda pequeña o mediana.

		FUSIBLE GENERADOR			INTERRUPTOR GENERAL GENERADOR PV			MAGNETOTÉRMICO		
		Cantidad	Precio (€/m)	Total (€)	Cantidad	Precio (€/m)	Total (€)	Cantidad	Precio (€/m)	Total (€)
<b>Zona fría</b>	Pequeña	4	4,2	16,8	1	101,97	101,97	1	8,15	8,15
	Mediana	8	4,2	33,6	1	78,02	78,02	1	8,15	8,15
	Grande	2	4,2	8,4	1	101,97	101,97	1	8,15	8,15
<b>Zona cálida</b>	Pequeña	4	4,2	16,8	1	101,97	101,97	1	8,15	8,15
	Mediana	8	4,2	33,6	1	78,02	78,02	1	8,15	8,15
	Grande	2	4,2	8,4	1	101,97	101,97	1	8,15	8,15

		INTERRUPTOR DIFERENCIAL			CAJA DE PROTECCIÓN DC	TOTAL (€)
		Cantidad	Precio (€/m)	Total (€)	Precio (€)	
<b>Zona fría</b>	Pequeña	1	20,79	20,79	228	<b>375,71</b>
	Mediana	1	20,79	20,79	255	<b>395,56</b>
	Grande	1	20,79	20,79	214	<b>353,31</b>
<b>Zona cálida</b>	Pequeña	1	20,79	20,79	228	<b>375,71</b>
	Mediana	1	20,79	20,79	255	<b>395,56</b>
	Grande	1	20,79	20,79	214	<b>353,31</b>

**Tabla 7.9** Presupuesto de las protecciones para cada instalación. Elaboración propia.

### 7.3 Criterio de cálculo del número de paneles

Para el cálculo del número de paneles de una instalación fotovoltaica se tendrán en cuenta los siguientes criterios [25]:

1. La tensión de entrada máxima a circuito abierto, es decir, a temperatura mínima del panel, al inversor será inferior a la indicada por el fabricante:

$$V_{oc}(\theta_{\min}) * N_{serie} \leq V_{dcmax}$$

2. La tensión de entrada máxima en el punto de máxima potencia, es decir, a temperatura mínima del panel, será inferior a la tensión máxima del rango de tensiones del seguidor MPPT indicado por el fabricante:

$$V_{mp}(\theta_{\min}) * N_{serie} \leq V_{mpptmax}$$

3. La tensión de entrada mínima en el punto de máxima potencia, es decir, a temperatura máxima del panel, será superior a la tensión mínima del rango de tensiones del seguidor MPPT indicado por el fabricante:

$$V_{mp}(\theta_{\max}) * N_{serie} \geq V_{mpptmin}$$

4. La corriente de entrada máxima, es decir, cuando se da la irradiancia máxima, debe ser inferior a la corriente soportada por el inversor e indicada por el fabricante:

$$I_{sc}(E_{\max}) * N_{paralelo} \leq I_{dcmax}$$

Siguiendo estos criterios y teniendo en cuenta la potencia del inversor, se decidirá el número de paneles de la instalación de tal forma que la potencia total sea inferior o igual a la del inversor.

Es decir, de lo anterior obtendremos un rango de paneles en serie y paralelo que es posible instalar. Tras la cantidad en serie y paralelo, el número total de paneles será:

$$N_{tot} = N_{serie} * N_{paralelo}$$

Para elegir la potencia del inversor ha sido necesario recurrir a las curvas de consumo obtenidas al principio del estudio. Los posibles criterios fueron:

1. Elegir la máxima potencia que se da al año en el consumo.
2. Coger la potencia media en verano/invierno que se da al año en el consumo.

Con la primera opción, el sistema queda sobredimensionado. En verano y en invierno la curva de consumo que está dentro de los límites de la de producción, no sobresale de ésta, por lo tanto en este intervalo no es necesario coger energía de la red y existe un ahorro máximo. El problema sería que al ser de mayor potencia, los costes de la instalación serían mayores. Por ello, se optó por la segunda opción.

Sin embargo, al principio, se supuso que todas las instalaciones tendrían el mismo tipo de panel y se vio que no resultaba rentable económicamente. Por ello, tras una primera suposición de la potencia del inversor, se fueron haciendo iteraciones que suponían cambios en la potencia y tipo de panel y en el inversor para llegar finalmente a una solución más rentable.

Debe tenerse en cuenta que al cambiar el tipo de panel también cambian los parámetros aportados por el fabricante (tensión a circuito abierto, intensidad de cortocircuito, tensión e intensidad en el punto de máxima potencia), lo que afectaría al cálculo del número de paneles visto al principio del apartado y a la curva de producción de potencia que se verá en el siguiente apartado.

## 7.4 Estudio de la curva de producción de potencia

A continuación, se va a estudiar la curva de producción de potencia de la instalación fotovoltaica, para ello, se tendrá en cuenta que cuenta con un seguidor MPPT, es decir, se encuentra siempre en el punto de máxima potencia.

Para conocer dicho punto es necesario que vayamos adaptando los datos de tensión e intensidad de máxima potencia, aportados por el fabricante en condiciones estándar, a las condiciones de irradiancia y temperatura.

En primer lugar, a partir del perfil de temperatura ambiente calculado anteriormente, se calculará la temperatura del panel de forma horaria utilizando la siguiente expresión:

$$\theta_{panel} = \theta_{amb} + E \times \frac{(Ton - 20)}{800}$$

Con esta temperatura obtenida de forma horaria, podemos llegar a la tensión del panel en el punto de máxima potencia de forma horaria que varía con la temperatura de panel de la siguiente forma:

$$U_{mp}(\theta_{panel}) = U_{mp}(25) + \beta \times (\theta_{panel} - 25)$$

Para hallar la corriente en el punto de máxima potencia de forma horaria, supondremos que ésta varía linealmente con la irradiancia, de tal forma que:

$$I_{mp}(E) = I_{mp}(1000) \times \frac{E}{1000}$$

Como se observa, la variación de la corriente con la temperatura se ha supuesto despreciable.

Para hallar la potencia que genera un panel:

$$P_{mp}(\theta, E) = V_{mp}(\theta) \times I_{mp}(E)$$

Por último, para hallar la potencia que genera la instalación de forma horaria se multiplica este término por el número de paneles que compone la instalación (calculado mediante las expresiones del apartado anterior) y por el rendimiento debido a la caída de tensión de los cables y al inversor (90%).





## 8 ESTUDIO DE LA INVERSIÓN

---

Una vez estudiadas las curvas de consumo y producción podemos superponer dichas gráficas y calcular el ahorro anual que supone la instalación. Calculado el ahorro anual y conocido el coste de la inversión inicial y los costes de mantenimiento, podremos hacer un análisis de la inversión.

### 8.1 Estudio del ahorro

El ahorro se obtiene de la diferencia del coste que me supone la energía eléctrica con y sin la instalación.

Para ello, como hasta ahora se dispone de datos de potencia horaria, lo que haremos será multiplicar dicha potencia por el periodo de muestreo (5 minutos) obteniendo así la energía consumida o producida en dicho periodo.

Como conocemos la variación del precio de forma horaria, se multiplicará dicho precio por la energía calculada para obtener el coste en los distintos periodos de muestreo.

Por último, se sumará el coste diario de la energía con y sin instalación y la diferencia de ambas será el ahorro en un día. Para conocer el ahorro anual, se multiplicará esta cifra por 365.

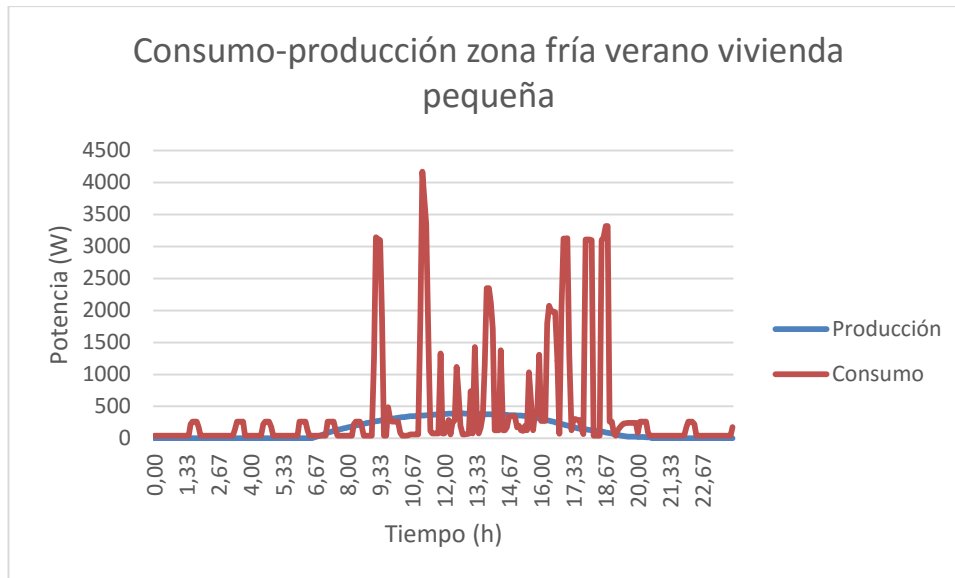
La tabla de precio que utilizaremos será la calculada en el apartado 3, es decir, se utilizarán las tarifas por defecto y la de dos periodos.

Como dijimos, la potencia sobrante no se vende a la red sino que se desecha.

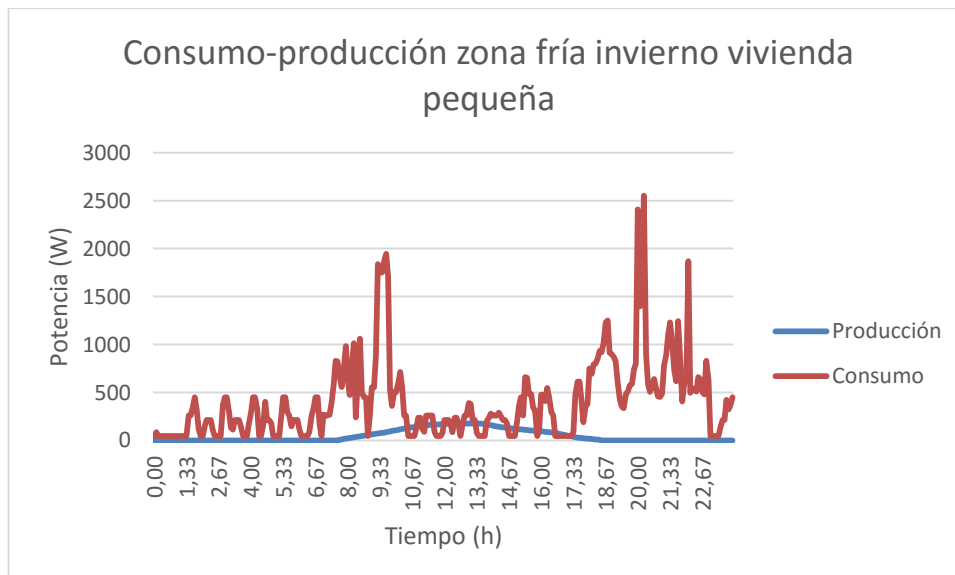
### 8.1.1 Gráficas de consumo y producción

El resultado de la superposición de los perfiles de consumo y producción para las distintas instalaciones en las distintas zonas geográficas en verano e invierno sería el siguiente.

#### 8.1.1.1 Zona fría – vivienda pequeña



**Figura 8.1** Curva consumo-producción en vivienda pequeña situada en zona fría en verano. Elaboración propia.



**Figura 8.2** Curva consumo-producción en vivienda pequeña situada en zona fría en invierno. Elaboración propia.

8.1.1.2 Zona fría – vivienda mediana

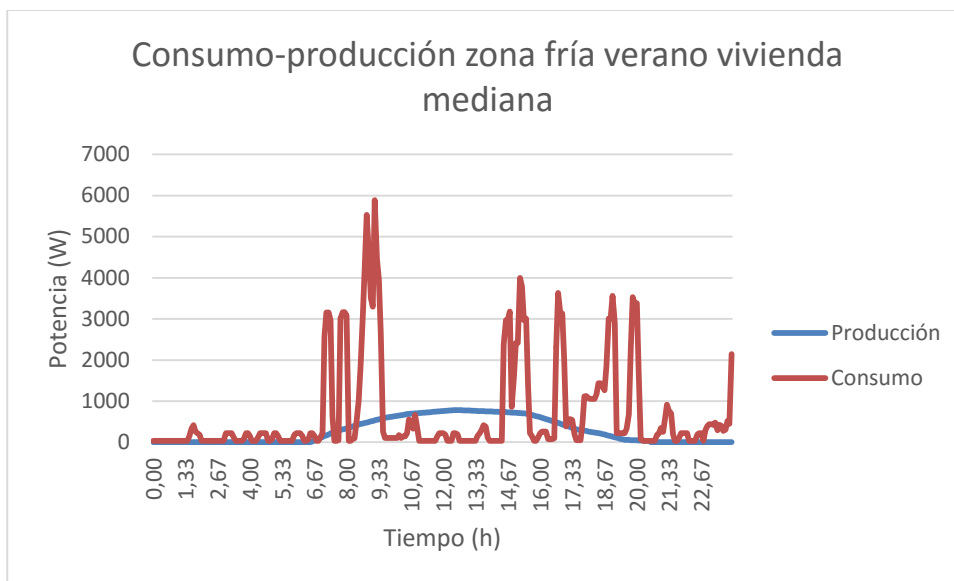


Figura 8.3 Curva consumo-producción en vivienda mediana situada en zona fría en verano. Elaboración propia.

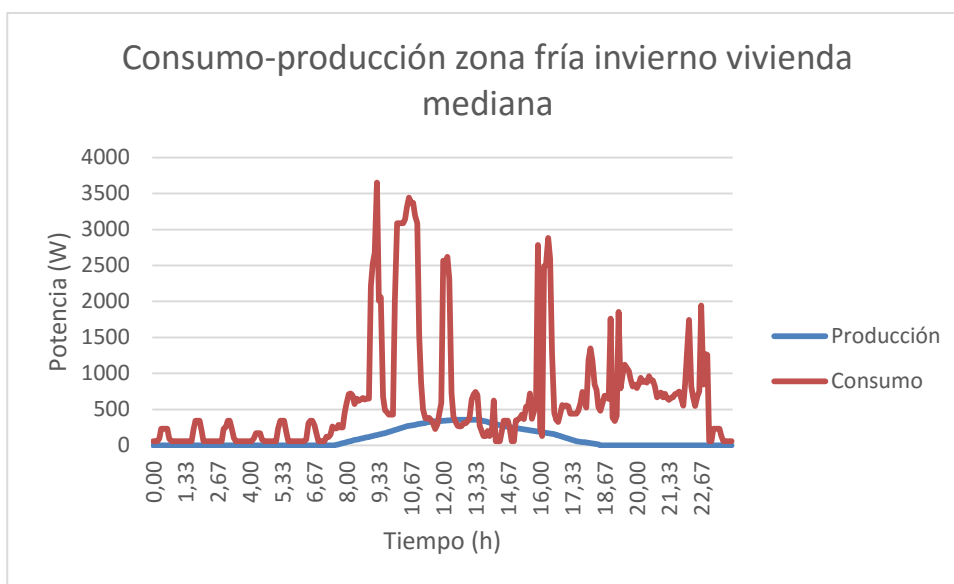


Figura 8.4 Curva consumo-producción en vivienda mediana situada en zona fría en invierno. Elaboración propia.

8.1.1.3 Zona fría – vivienda grande

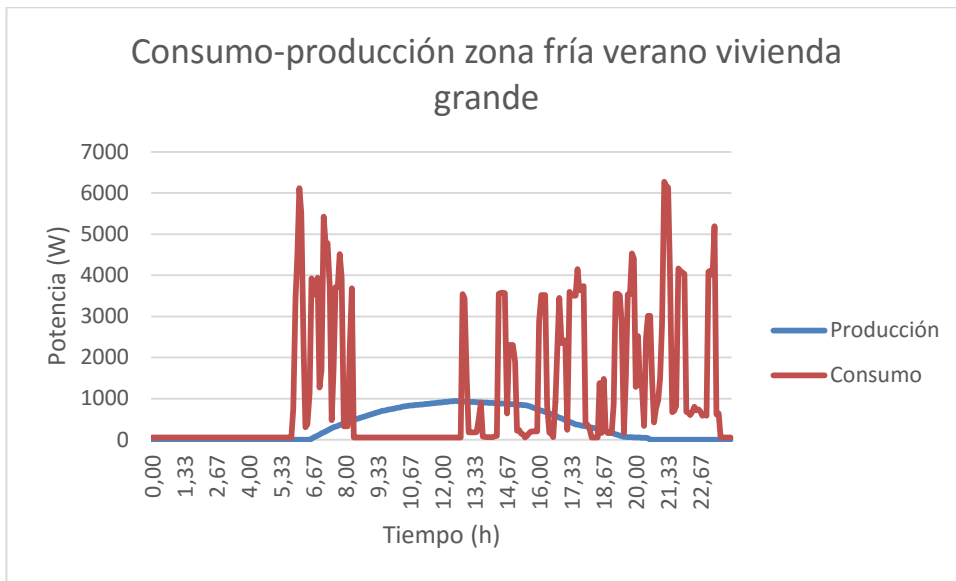


Figura 8.5 Curva consumo-producción en vivienda grande situada en zona fría en verano. Elaboración propia.

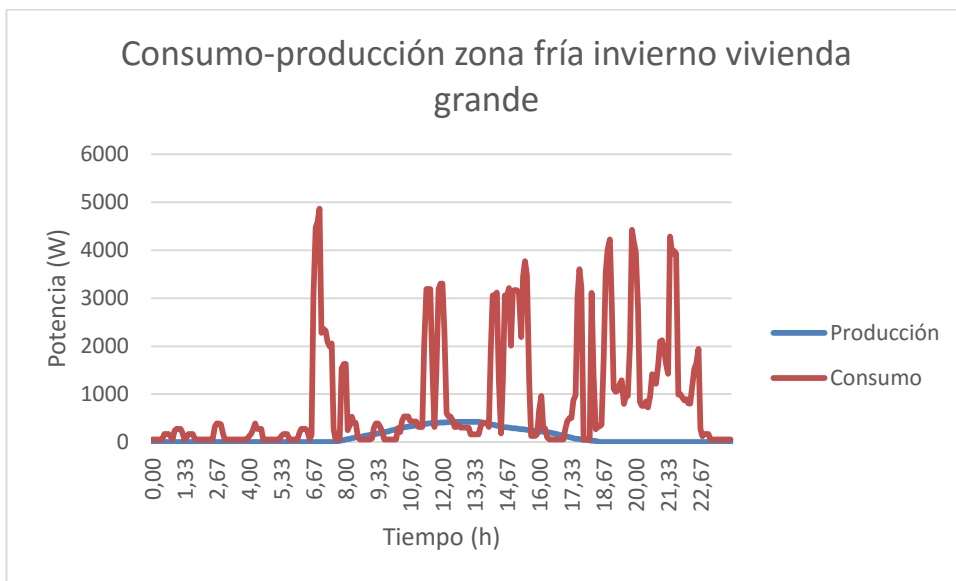


Figura 8.6 Curva consumo-producción en vivienda grande situada en zona fría en invierno. Elaboración propia.

8.1.1.4 Zona cálida – vivienda pequeña

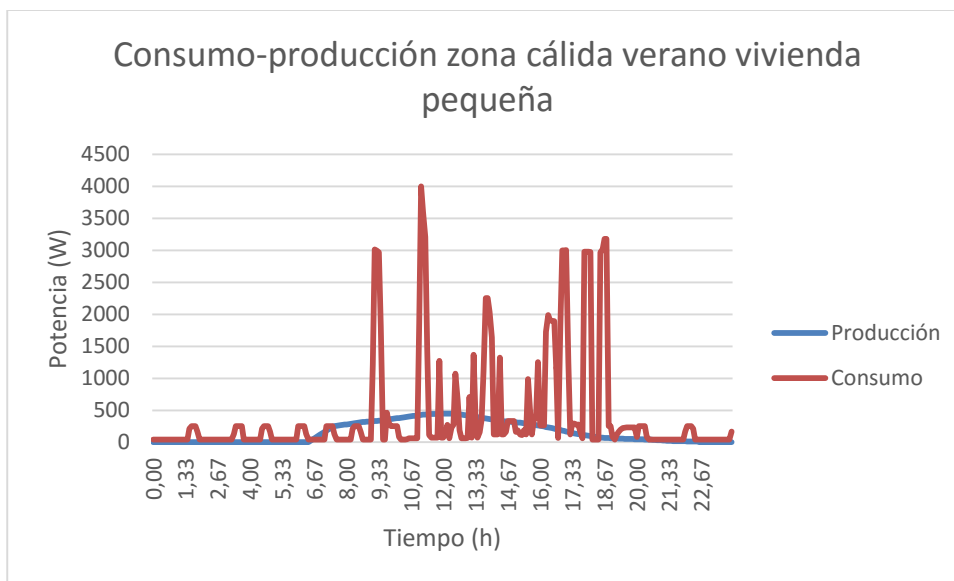


Figura 8.7 Curva consumo-producción en vivienda pequeña situada en zona cálida en verano. Elaboración propia.

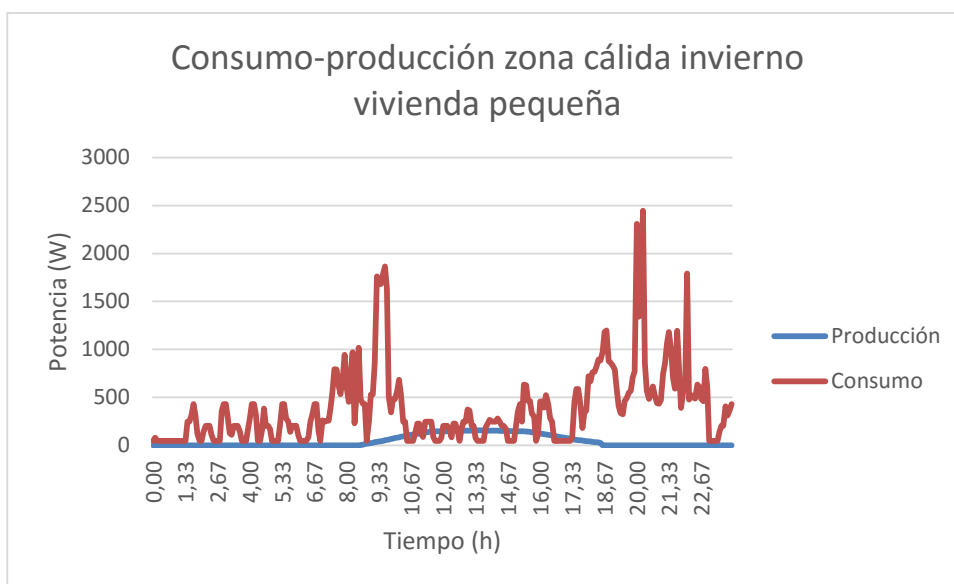
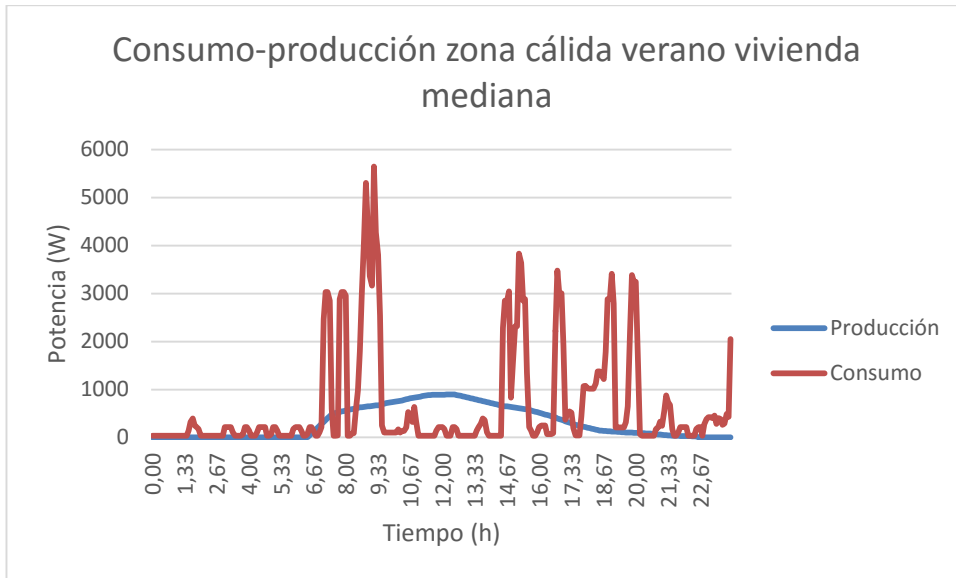
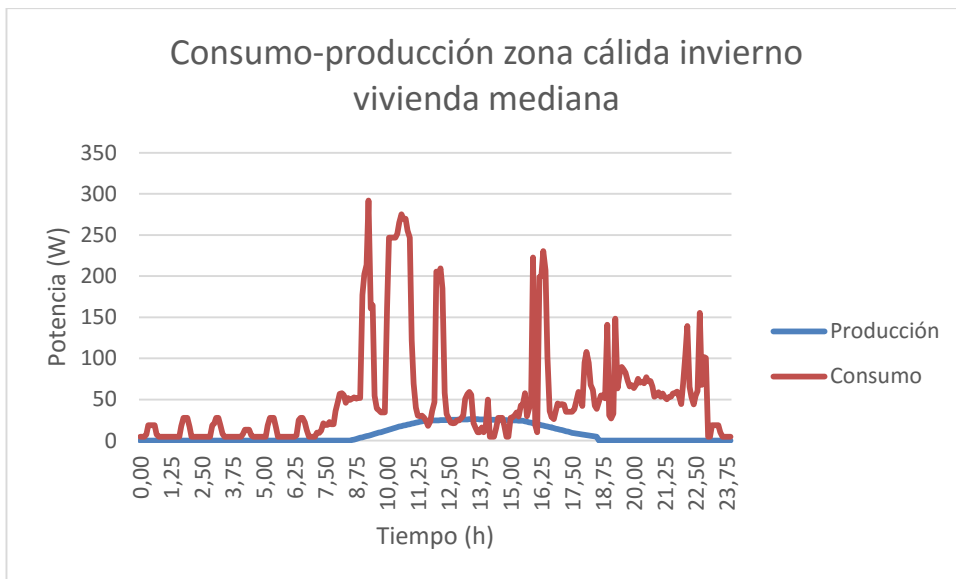


Figura 8.8 Curva consumo-producción en vivienda pequeña situada en zona cálida en invierno. Elaboración propia.

### 8.1.1.5 Zona cálida – vivienda mediana

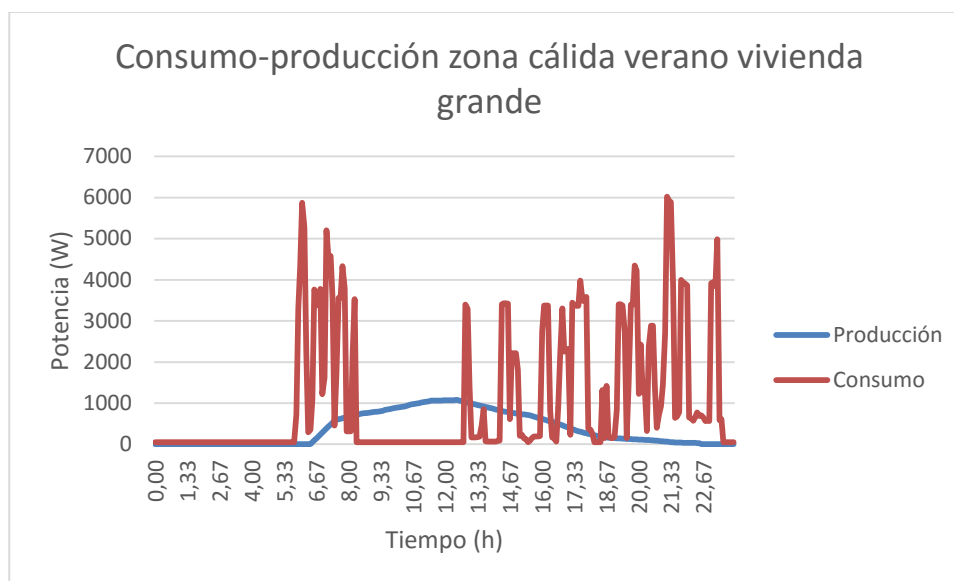


**Figura 8.9** Curva consumo-producción en vivienda mediana situada en zona cálida en verano. Elaboración propia.

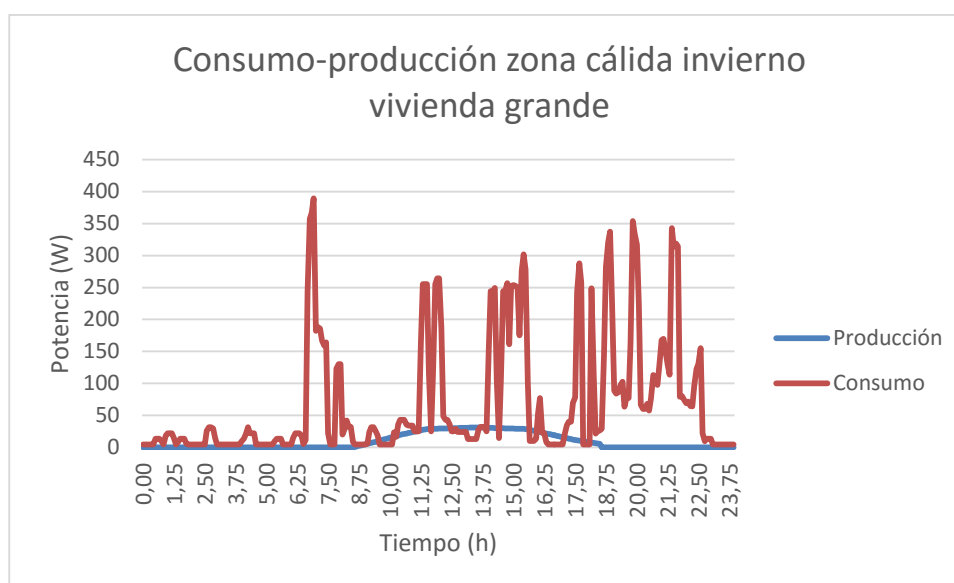


**Figura 8.10** Curva consumo-producción en vivienda mediana situada en zona cálida en invierno. Elaboración propia.

## 8.1.1.6 Zona cálida – vivienda grande



**Figura 8.11** Curva consumo-producción en vivienda grande situada en zona cálida en verano. Elaboración propia.



**Figura 8.12** Curva consumo-producción en vivienda grande situada en zona cálida en invierno. Elaboración propia.

Se observa como el mayor o menor aprovechamiento del inversor depende de su consumo durante las horas de sol. Si su consumo, se concentra en estas zonas, el aprovechamiento del inversor será mayor, ya que para un coste dado del mismo habrá mayores ingresos (mayor ahorro). Un ejemplo sería el caso del consumo de la vivienda grande en invierno, donde se observa como su perfil permanece casi todas las horas solares por encima de la curva de producción. Sin embargo, la vivienda grande en verano desaprovecharía en mayor medida la potencia del inversor. Por ello, es necesario realizar un estudio previo de los perfiles de consumo de la vivienda

y elegir un inversor adaptado al mismo, para mejorar la rentabilidad de la instalación. En nuestro caso, se ha seguido un procedimiento general aplicado a todas las viviendas.

## 8.2 Estudio de la inversión. Criterio económico.

Para determinar si la inversión resulta rentable económicamente, usaremos el criterio del VAN (Tabla 8.1). La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés cash-flow) futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. De tal forma que su expresión viene dada por:

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=0}^n \frac{Q}{(1+t)^n}$$

Donde se ha considerado una tasa de actualización del 2% y una vida útil de los paneles de 24 años.

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

**Tabla 8.1** Interpretación del resultado del criterio económico. Fuente [26].

En la inversión inicial tendremos en cuenta:

- Paneles
- Inversor
- MPPT
- Cableado
- Estructura y accesorios
- Protecciones
- Legalización

En los flujos de caja anuales tendremos en cuenta:

- El ahorro
- El mantenimiento (se supuso 50€ cada 3 años)



### 8.3 Resultados

A continuación se presentan los datos más relevantes que se dieron durante la inversión.

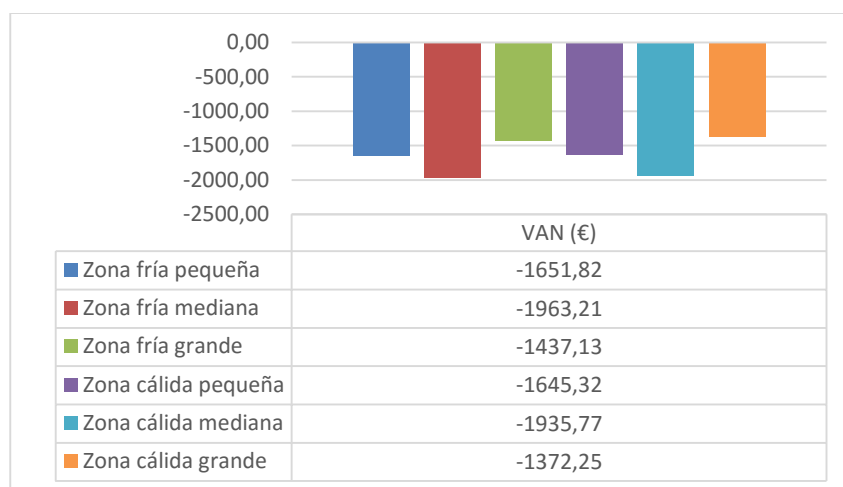
En cuanto al ahorro, se observa como la tarifa por defecto es la que más beneficios produce, por ello, es la que elegimos a la hora de llevar a cabo la inversión.

Los resultados del estudio de rentabilidad se muestran en la Tabla 8.2.

		Inversión (€)	Ahorro por defecto (€)	Ahorro dos periodos (€)	Flujos de caja (€)	VAN (€)
Zona fría	Pequeña	2497,80	59,32	53,64	59,32	-1651,82
	Mediana	3536,96	<b>97,47</b>	86,54	97,47	-1963,21
	Grande	<b>3059,36</b>	<b>100,59</b>	94,92	100,59	-1437,13
Zona cálida	Pequeña	2497,80	59,67	213,06	59,67	-1645,32
	Mediana	3543,44	<b>99,29</b>	277,48	99,29	-1935,77
	Grande	<b>3059,36</b>	<b>104,09</b>	334,98	104,09	-1372,25

**Tabla 8.2** Resultados de la rentabilidad de la inversión para cada una de las instalaciones. Elaboración propia.

#### 8.3.1 Evaluación de los resultados



**Figura 8.13** Rentabilidad de las inversiones. Elaboración propia.

En Tabla 8.2 se observa como las inversiones son coherentes en el sentido en el que la vivienda de menor tamaño tiene una menor inversión que la de mayor tamaño a excepción de la vivienda grande por los motivos que se han ido comentando a lo largo del documento. Esto permite mejorar la rentabilidad de la inversión.

El ahorro sigue una tendencia coherente para ambas tarifas ya que una vivienda grande genera mayores ahorros que una pequeña. Aunque las viviendas mediana y grande presentan un ahorro similar, esto se debe a que como se vio anteriormente, la vivienda mediana tiene un mejor aprovechamiento de la curva de producción fotovoltaica (según su perfil de consumo).

Por otro lado, se aprecia como la rentabilidad de la zona cálida es un poco mejor que la fría, esto se debe a que la irradiancia en la zona cálida es mayor.

Finalmente, se comprueba como ninguna de las inversiones resulta rentable económicamente.



## 9 CONCLUSIONES

---

Una vez finalizado el estudio, se comprueba lo que muchas otras fuentes ya afirmaban: la autoproducción fotovoltaica sin baterías y sin vender los excedentes a la red no resulta rentable en España.

De todas formas, como se suponía, aquellas viviendas situadas en las zonas cálidas del país presentan una rentabilidad relativa a las frías mayor (aunque igualmente con un VAN negativo). Esto nos lleva a preguntarnos si cambiar el marco regulatorio ayudaría a que este tipo de instalación resultase rentable, ya que actualmente, el proceso de legalización que es lo suficientemente farragoso y costoso no impulsa que haya un mayor número de autoconsumidores y el desarrollo de la generación distribuida. Por otro lado, es interesante impulsar este tipo de generación por el hecho de contar con una irradiación bastante atractiva así como uno de los precios de la electricidad más altos de Europa. Como se comentó anteriormente, el balance neto podría ser una posible solución a dicho problema, sería cuestión de hacer un estudio similar y comprobar sus resultados.

Otro aspecto que debería tenerse en cuenta es el de reducir los costes de la inversión inicial, ya que gran cantidad de consumidores eléctricos no podrían costearlo. Es decir, se deberían hacer estudios para lograr disminuir el coste de los paneles, inversores, protecciones, estructuras soporte y cableado al máximo mejorando su eficiencia, utilizando otro tipo de materiales, cambiando o modificando la metodología usada hasta ahora, etc. Especialmente nos referimos a los paneles, inversores y protecciones ya que su influencia en la inversión inicial presenta un porcentaje superior.

Es importante resaltar la necesidad de hacer instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo adaptadas a la vivienda estudiando el perfil de consumo de cada una de ellas, ya que como se vio anteriormente el aprovechamiento del inversor era mejor o peor en las distintas zonas de esta curva.

Por último, en cuanto a posibles líneas futuras, sería interesante el estudio de la rentabilidad de la instalación con baterías como se ha comentado alguna vez a lo largo del documento. Para ello, sería necesario estudiar el marco bajo el que éstas están reguladas (ya que no tiene por qué ser el mismo que el visto hasta ahora) así como las características de su tipo instalación.



# ANEXO A

---

A continuación, se presenta el catálogo Prysmian a partir del cual se han elegido las secciones obtenidas tras aplicar el criterio térmico y de caída de tensión.



## A) INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

El paso del tiempo ha demostrado que había excesiva simplificación para la diversidad de modos de instalaciones eléctricas en edificios, que se utilizan en la práctica, lo que hacía necesarias unas tablas de cargas más ajustadas a la realidad.

Esta necesidad motivó la publicación de la norma UNE 20460 - "Instalaciones Eléctricas en Edificios", que es una adaptación del Documento de Armonización del CENELEC HD-384 que, a su vez, se corresponde con la recomendación del Comité Electrotécnico Internacional IEC 364. La determinación de las intensidades admisibles en los cables descritos en este apartado se ajustará a lo prescrito en la citada norma UNE 20460.

NOTA: En este catálogo figuran tablas en las que se alude a cables tripolares o a tres cables unipolares. Por cable tripolar se entiende cable multiconductor con 3 conductores cargados (típicamente en trifásica). Así por ejemplo un cable 5G16 en una instalación trifásica es un cable tripolar a efectos de las tablas de cargas porque, salvo influencia significativa de los armónicos, sólo llevará cargados los conductores de las 3 fases. Cuando se habla de tres cables unipolares, análogamente nos referimos a una línea con 3 cables activos de un solo conductor, al margen de que en el circuito haya otros conductores considerados no activos (neutro sin armónicos y/o "tierra").

### MODOS DE INSTALACIÓN

La tabla 52-B2 de la norma UNE 20460-5-523 (nov. 2004), relaciona los "modos de instalación", haciéndolos corresponder a unas instalaciones "tipo", cuya capacidad de disipación del calor generado por las pérdidas es similar a aquéllas, por lo que se pueden agrupar en una determinada tabla de cargas común (tabla A.52-1 bis) para todos los modos que se adaptan a la misma instalación tipo.

TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES "TIPO"

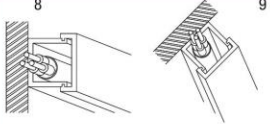
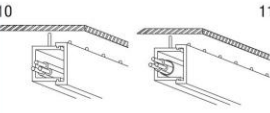

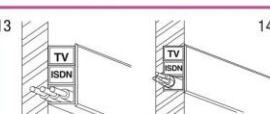


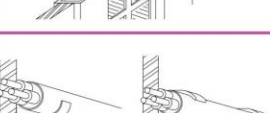
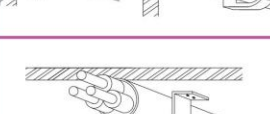

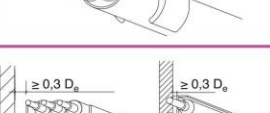


Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
1		Conductores aislados o cables unipolares en conductos empotrados en paredes térmicamente aislantes.	A1
2		Cable multiconductor en conductos empotrados en una pared térmicamente aislante.	A2
3		Cable multiconductor empotrado directamente en una pared térmicamente aislante.	A1
4		Conductores aislados o cable unipolar en conductos sobre pared de madera o de mampostería, no espaciados una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conductor de ella.	B1
5		Cable multiconductor en conducto sobre pared de madera o de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...), no espaciado una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conducto de ella.	B2
6		Conductores aislados o cables unipolares en abrazaderas, (canal protectora) fijadas sobre una pared de madera: - En recorrido horizontal. - En recorrido vertical.	B1
7			

baja tensión

introducción técnica

## INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES "TIPO" (Continuación)

Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
8 9		Cable multiconductor en abrazaderas (canal protectora) fijadas sobre una pared de madera: – En recorrido horizontal. – En recorrido vertical.	B2 B2
10 11	 	Conductores aislados en abrazaderas (canal protectora) suspendidas. Cable multiconductor en abrazaderas (canal protectora) suspendidas.	B1 B2
12		Conductores aislados o cables unipolares en molduras.	A1
13 14	 	Conductores aislados o cables unipolares en rodapiés ranurados. Cable multiconductor en rodapiés ranurados.	B1 B2
15		Conductores aislados en conductos o cables unipolares o multipolares en arquitrave.	A1
16		Conductores aislados en conductos o cables unipolares o multipolares en los cercos de ventana.	A1
20		Cables unipolares o multipolares fijados sobre una pared de madera o espaciados menos de 0,3 veces el diámetro del cable de la pared.	C
21		Cables unipolares o multipolares fijados bajo un techo de madera.	C
22		Cables unipolares o multipolares separados del techo.	En estudio (Se recomienda C)
30		Cables unipolares o multipolares sobre bandejas de cables no perforadas.	C

baja tensión
introducción técnica

**INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS**

**TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO” (Continuación)**

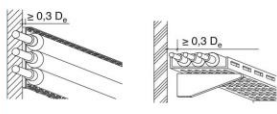
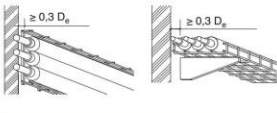
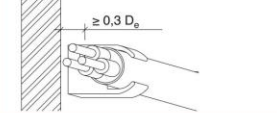
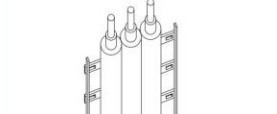
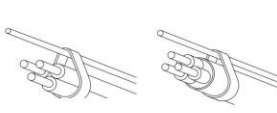
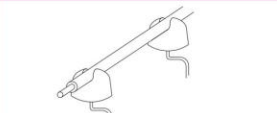
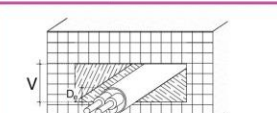
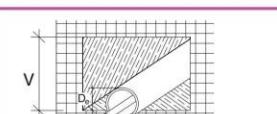
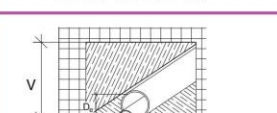
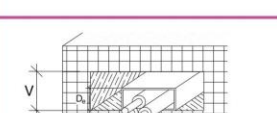
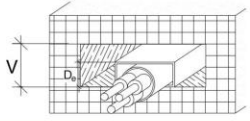
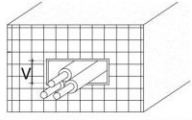
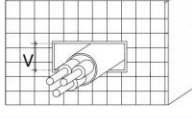
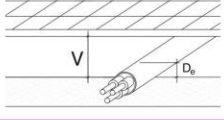
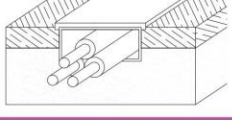
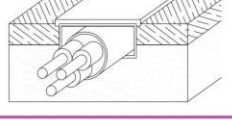

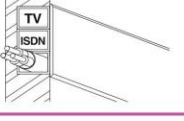
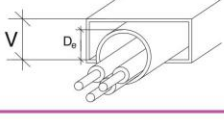
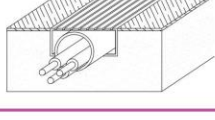
Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
31		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre bandejas de cables perforadas.	E o F
32		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre abrazaderas o rejillas.	E o F
33		Cables unipolares (F) o multipolares (E) separados de la pared más de 0,3 veces el diámetro del cable.	E o F
34		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre escaleras de cables.	E o F
35		Cable unipolar (F) o multipolar (E) suspendido de un cable portador o autoportante.	E o F
36		Conductores desnudos o aislados sobre aisladores.	G
40		Cables unipolares o multipolares en vacíos de construcción.	$1,5 D_c \leq V < 5 D_c$ B2 $5 D_c \leq V < 50 D_c$ B1
41		Conductores aislados en conductos circulares en vacíos de construcción.	$1,5 D_c \leq V < 20 D_c$ B2 $V \geq 20 D_c$ B1
42		Cables unipolares o multipolares en conductos circulares en vacíos de construcción.	En estudio (Se recomienda B2)
43		Conductores aislados en conductos no circulares en vacíos de construcción.	$1,5 D_c \leq V < 20 D_c$ B2 $V \geq 20 D_c$ B1



TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES "TIPO" (Continuación)

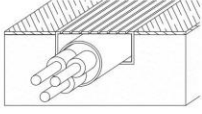
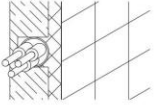
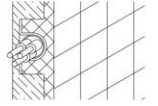



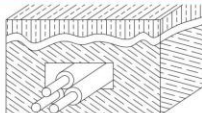
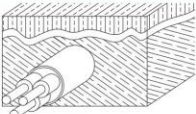
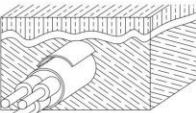

Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
44		Cables unipolares o multipolares en conductos no circulares en vacíos de construcción.	En estudio (Se recomienda B2)
45		Conductores aislados en conductos empotrados en la mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad térmica no superior a 2 K·m/W.	$1,5 D_e \leq V < 5 D_e$ B2 $5 D_e \leq V < 50 D_e$ B1
46		Cables unipolares o multipolares en conductos empotrados en la mampostería de resistividad térmica no superior a 2 K·m/W.	En estudio (Se recomienda B2)
47		Cables unipolares o multipolares en los vacíos de techo o en los suelos suspendidos.	$1,5 D_e \leq V < 5 D_e$ B2 $5 D_e \leq V < 50 D_e$ B1
50		Conductores aislados o cable unipolar en canales empotrados en el suelo.	B1
51		Cable multiconductor en canales empotrados en el suelo.	B2
52		Conductores aislados o cables unipolares en conductos perfilados empotrados	B1
52		Cable multiconductor en conductos perfilados empotrados.	B2
54		Conductores aislados o cables unipolares en conductos, en canalizaciones no ventiladas en recorrido horizontal o vertical.	$1,5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1
55		Conductores aislados en conductos, en canalizaciones abiertas o ventiladas en el suelo.	B1

baja tensión

introducción técnica

INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES "TIPO" (Continuación)

Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
56		Cables unipolares o multipolares en canalizaciones abiertas o ventiladas de recorrido horizontal o vertical.	B1
57		Cables unipolares o multipolares empotrados directamente en las paredes de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad inferior a 2 K-m/W <u>sin</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	C
58		Cables unipolares o multipolares empotrados directamente en las paredes de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad inferior a 2 K-m/W <u>con</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	C
59		Conductores aislados o cables unipolares en conductos empotrados en una pared de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...).	B1
60		Cables multiconductores en conductos empotrados en una pared de mampostería.	B2
70		Cable multiconductor en conductos o en conductos perfilados enterrados.	D
71		Cables unipolares en conductos o en conductos perfilados enterrados.	D
72		Cables unipolares o multipolares enterrados <u>sin</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	D
73		Cables unipolares o multipolares enterrados <u>con</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	D
80		Cables unipolares o multipolares con cubierta sumergidos en agua.	En estudio (Se recomienda método D con coeficiente de corrección a la alza 1,75. Supuesta resistividad térmica del agua 0,4 K-m/W)

baja tensión

introducción técnica

INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

... — □  
**TABLA A. 52-1 bis:**  
**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento														
A1		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C								
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C								
B1				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C					
B2			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
C					PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C				
D*		VER SIGUIENTE TABLA												
E						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
F							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
		mm <sup>2</sup>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Cobre</b>	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34	
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59	
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82	
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110	
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140	
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174	
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210	
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269	
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327	
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380	
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590		
300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713		
<b>Aluminio</b>	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-	
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-	
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-	
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-	
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	82	
	25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105	
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130	
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160	
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206	
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251	
	120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293	
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338	
	185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388	
	240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	
300	-	-	-	285	313	343	383	400	429	462	494	558		

NOTAS: Con fondo gris, figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios).

Los valores en cursiva no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la norma UNE 20460-5-523.

<b>* Método D</b>		Sección mm <sup>2</sup>	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
<b>Cobre</b>	PVC2	20,5	27,5	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387	
	PVC3	17	22,5	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319	
	XLPE2	24,5	32,5	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455	
	XLPE3	21	27,5	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380	
<b>Aluminio</b>	XLPE2						70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349	
	XLPE3						58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295	



## baja tensión

## introducción técnica

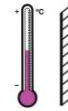


## INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

Sobre la base de estas expresiones se han obtenido los factores de corrección que se indican a continuación:

TABLA 52-D1:

Aislamiento	Temperatura ambiente ( $\theta_a$ ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

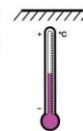


Luego, cuando la temperatura ambiente sea inferior a 40 °C, la mejor refrigeración de los cables les permitirá transportar corrientes superiores. Recíprocamente, temperaturas ambiente más elevadas deben corresponderse con corrientes más reducidas. Esto es especialmente importante cuando en canalizaciones antiguas se añaden nuevos circuitos a los ya existentes. Si no se tiene en cuenta la mayor temperatura ambiente que suponen estos nuevos cables y se reduce la carga de los circuitos antiguos se pueden producir sobrecalentamientos peligrosos para la instalación. En estos casos hay que recalcular las intensidades de cada circuito teniendo en cuenta el agrupamiento final resultante.

TABLA 52-D2:

## FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA INTENSIDAD ADMISIBLE PARA TEMPERATURAS AMBIENTE DEL TERRENO DIFERENTES DE 25 °C A APLICAR PARA CABLES (EN CONDUCTOS ENTERRADOS)

Aislamiento	Temperatura del terreno ( $\theta_g$ ) (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Tipo PVC (termoplástico)	1,16	1,11	1,06	1,00	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,11	1,08	1,05	1,00	0,97	0,93	0,86	0,83	0,79	0,74	0,68	0,62	0,55	0,48	0,39



## FACTORES DE CORRECCIÓN POR RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Una importante novedad de la nueva versión de la UNE 20460-5-523 es considerar la resistividad estándar del terreno de 2,5 K-m/W frente a 1 K-m/W (referencia anterior), lo que supone una drástica reducción de las intensidades admisibles en cables enterrados en instalaciones interiores o receptoras (las que no son redes de distribución) frente al método que se venía utilizando hasta ahora proveniente de la ITC-BT- 07 que a su vez ha sido redactada basándose en la UNE 20435.

TABLA 52-D3:

## FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA INTENSIDAD ADMISIBLE PARA CABLES (EN CONDUCTOS ENTERRADOS) EN TERRENOS DE RESISTIVIDAD DIFERENTE DE 2,5 K-m / W

Resistividad térmica K-m / W	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96



## FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO

El calentamiento mútuo de los cables, cuando varios circuitos coinciden en la misma canalización, obliga a considerar un factor de corrección adicional para tener en cuenta la mayor dificultad para disipar el calor generado, ya que esta situación equivale a una mayor temperatura ambiente.

Por esta razón, la Norma UNE 20-460-5-523 incluye la tabla A.52-3 en la que se reseñan los factores de corrección a considerar cuando en una canalización se encuentran juntos varios circuitos o varios cables multiconductores. Estos factores deben utilizarse para modificar las intensidades indicadas en la tabla A.52-1 bis o en la tabla básica simplificada antes citada.

TABLA A. 52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores									
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	



INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

Cuando los cables vayan dispuestos en varias capas superpuestas, los valores para tales disposiciones deben ser sensiblemente inferiores y han de determinarse por un método adecuado (ver apartado K).

Con el objetivo de ayudar a la hora de aplicar esta tabla o de facilitar factores de corrección de agrupamientos que no se incluyen expresamente en la UNE 20460-5-523 (nov. 2004) recomendamos consultar el apartado K de éste catálogo.

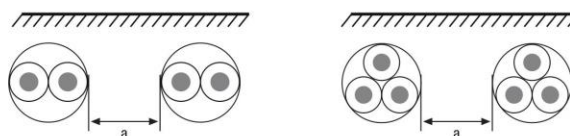
Las tablas 52-E4 y 52-E5 contienen factores de corrección más concretos para diferentes agrupaciones de cables en bandejas, escaleras de cables y similares.

Para agrupamientos de cables enterrados tenemos los siguientes factores:

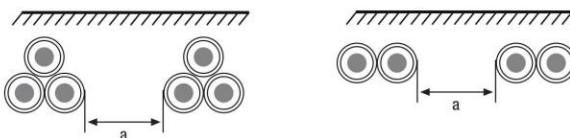
**TABLA 52-E2:**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO DE VARIOS CIRCUITOS, CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS (MÉTODO D)**

Números de circuitos	Distancia entre cables (a)				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

• Cables multiconductores



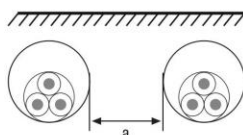
• Cables unipolares



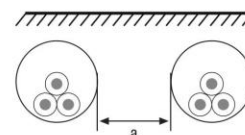
**TABLA 52-E3:**  
**A - CABLES MULTICONDUCTORES EN CONDUCTOS ENTERRADOS (MÉTODO D) O CABLES UNIPOLARES EN UN SOLO CONDUCTO**

Número de cables multiconductores o de grupos de 2 o 3 cables unipolares (un circuito por conducto)	Distancia entre conductos (a)			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

• Cables multiconductores



• Cables unipolares



Consideramos suficiente seguridad utilizar éstos valores para circuitos con cables unipolares enterrados bajo tubo o conducto (la norma omite éste frecuente caso).

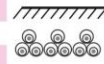
**baja tensión** **introducción técnica**



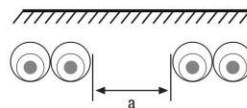
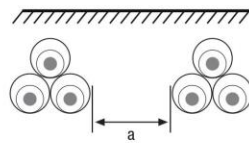
**INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS**

**B - CABLES UNIPOLARES, UN CABLE POR CONDUCTO**

Número de circuitos con dos o tres cables unipolares	Distancia entre conductos (a)			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90



• Cables unipolares



\* NOTA: Los valores indicados en estas tablas 52-E2 y 52-E3 se aplican para una profundidad de 0,7 m y una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W.

**TABLA 52-E4: FACTORES DE REDUCCIÓN POR AGRUPAMIENTO PARA VARIOS CABLES MULTICONDUCTORES (NOTA 1) A APLICAR A LOS VALORES PARA CABLES MULTICONDUCTORES INSTALADOS AL AIRE (MÉTODO E)**

Método de instalación de la tabla 52-B2		Número de bandejas	Número de cables						
			1	2	3	4	6	9	
Bandejas perforadas (nota 3) (Instalación referencia 31)	Cables en contacto	1	1,00	0,88	0,82	0,79	0,76	0,73	
		2	1,00	0,87	0,80	0,77	0,73	0,68	
		3	1,00	0,86	0,79	0,76	0,71	0,66	
	Cables separados	1	1,00	1,00	0,98	0,95	0,91	–	
		2	1,00	0,99	0,96	0,92	0,87	–	
		3	1,00	0,98	0,95	0,91	0,85	–	
Bandejas verticales perforadas (nota 4) (Instalación referencia 31)	Cables en contacto	1	1,00	0,88	0,82	0,78	0,73	0,72	
		2	1,00	0,88	0,81	0,76	0,71	0,70	
		3	1,00	0,91	0,89	0,88	0,87	–	
	Cables separados	1	1,00	0,91	0,88	0,87	0,85	–	
		2	1,00	0,91	0,88	0,87	0,85	–	
		3	1,00	0,91	0,88	0,87	0,85	–	
Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 3) (Instalaciones referencia 32, 33 y 34)	Cables en contacto	1	1,00	0,87	0,82	0,80	0,79	0,78	
		2	1,00	0,86	0,80	0,78	0,76	0,73	
		3	1,00	0,85	0,79	0,76	0,73	0,70	
	Cables separados	1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	–	
		2	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	–	
		3	1,00	0,98	0,97	0,96	0,93	–	





... — □

**TABLA 52-E5:**  
**FACTORES DE REDUCCIÓN POR AGRUPAMIENTO PARA VARIOS CABLES UNIPOLARES AL AIRE (MÉTODO F)**

Método de instalación de la tabla 52-B2		Número de bandejas	Número de circuitos trifásicos (nota 2)		
			1	2	3
Bandejas perforadas (nota 3) (Instalación referencia 31)	Cables en contacto (1 capa)	1	0,98	0,91	0,87
		2	0,96	0,87	0,81
		3	0,95	0,85	0,78
Bandejas perforadas verticales (nota 4) (Instalación referencia 31)	Cables en contacto (1 capa)	1	0,96	0,86	—
		2	0,95	0,84	—
Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 3) (Instalaciones referencia 32, 33 y 34)	Cables en contacto (1 capa)	1	1,00	0,97	0,96
		2	0,98	0,93	0,89
		3	0,97	0,90	0,86
Bandejas perforadas (nota 3) (Instalación referencia 31)	Circuitos separados al menos dos veces el D del cable (tresbolillo)	1	1,00	0,98	0,96
		2	0,97	0,93	0,89
		3	0,96	0,92	0,86
Bandejas perforadas verticales (nota 4) (Instalación referencia 31)	Circuitos separados al menos dos veces el D del cable (tresbolillo)	1	1,00	0,91	0,89
		2	1,00	0,90	0,86
Escaleras de cables, abrazaderas, etc. (nota 3) (Instalaciones referencia 32, 33 y 34)	Circuitos separados al menos dos veces el D del cable (tresbolillo)	1	1,00	1,00	1,00
		2	0,97	0,95	0,93
		3	0,96	0,94	0,94

NOTA 1: Los factores se aplican a capas únicas de cables (o triángulos) pero no pueden aplicarse a cables dispuestos en varias capas en contacto. Los valores para tales disposiciones pueden ser sensiblemente inferiores y deben ser determinados por un método apropiado (ver apartado K, pto.1).

NOTA 2: Para circuitos que incluyen varios cables en paralelo por fase conviene que cada grupo de tres conductores sea considerado como un circuito para la aplicación de esta tabla.

NOTA 3: Los valores están indicados para una distancia vertical entre bandejas de 300 mm. Para distancias más pequeñas, conviene reducir los factores.

NOTA 4: Los valores están indicados para una distancia horizontal entre bandejas de 225 mm, con las bandejas montadas espalda contra espalda y al menos a 20 mm entre la bandeja y el muro. Para distancias más pequeñas, conviene reducir los factores.

#### EFFECTOS DE LAS CORRIENTES ARMÓNICAS

Se deberá aplicar método adecuado cuando la incidencia de las corrientes armónicas sea significativa (ver anexo C en la norma UNE 20460-5-523 (2004)).

#### FACTORES DE CORRECCIÓN POR TIPO DE RECEPTOR O DE INSTALACIÓN

**Locales con riesgo de incendio o explosión:** "La intensidad admisible en los conductores deberá disminuirse en un 15 % respecto al valor correspondiente a una instalación convencional." (ITC-BT 29, pto. 9.1., 6º párrafo).

**Instalaciones generadoras de baja tensión:** "Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador" (ITC-BT 40, pto. 5).

"Para **receptores con lámparas de descarga**, la carga mínima prevista en voltiamperios será de 1,8 veces la potencia en vatios de las lámparas." "...será aceptable un coeficiente diferente para el cálculo de la sección de los conductores, siempre y cuando el factor de potencia de cada receptor sea mayor o igual a 0,9 y si se conoce la carga que supone cada uno de los elementos asociados a las lámparas y las corrientes de arranque, que tanto éstas como aquéllas puedan producir. En este caso, el coeficiente será el que resulte." (ITC-BT 44 pto. 3.1, 4º párrafo).

"Los conductores de conexión que alimentan a **un solo motor** deben estar dimensionados para una intensidad del 125 % de la intensidad a plena carga del motor.

En los **motores de rotor devanado**, los conductores que conectan el rotor con el dispositivo de arranque —conductores secundarios— deben estar dimensionados, asimismo, para el 125 % de la intensidad a plena carga del rotor. Si el **motor es para servicio intermitente**, los conductores secundarios pueden ser de menor sección según el tiempo de funcionamiento continuado, pero en ningún caso tendrán una sección inferior a la que corresponde al 85 % de la intensidad a plena carga del rotor." (ITC-BT 47, pto. 3.1).

"Los conductores de conexión que alimentan a **varios motores**, deben estar dimensionados para una intensidad no inferior a la suma del 125 % de la intensidad a plena carga del motor de mayor potencia, más la intensidad a plena carga de todos los demás." (ITC-BT 47, pto. 3.2).

"En los motores de **ascensores, grúas y aparatos de elevación en general**, tanto de corriente continua como de alterna, se computarán como intensidad normal a plena carga... la necesaria para elevar las cargas fijadas como normales a la velocidad de régimen una vez pasado el período de arranque, multiplicada por el coeficiente 1,3." (ITC-BT 47, pto. 6, 5º párrafo).

NOTA: Para caídas de tensión e intensidades de cortocircuito ver apartados E y F.





## **ANEXO B**

---

A continuación, se presentan la ficha técnica del cableado utilizado en las instalaciones.


EDICIONES  
**TARIFEC**® S.A.

APDO. 23.119  
08080 BARCELONA  
TEL. (93) 338 00 66



tarifa  
edición 6 - 2009

GRUPO **A**  
1 APARTADO 1 PAGINA

CONCEPTO		CODIGO TELEMATTEL	P R E C I O EUROS Km.	CONCEPTO		CODIGO TELEMATTEL	P R E C I O EUROS Km.		
<b>CABLES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA DE BAJA TENSION</b>				<b>EXZHELLENT XXI D.I.</b>					
<b>SEGURFOC - 331 (0,6 / 1kV)</b>				Libre de halógenos. INFIRE. No propagador de incendio. Baja emisión de humos opacos. Conductor de Cu: Clase 5. Tensión 0,6/1kV. Aislamiento: XLPE. Cubierta: Poliolefina verde. Temperatura máx. utilización: 90°C. Aplicación: derivaciones individuales					
Conductor de Cu: Clase 5. Aislamiento: Compuesto termoestable especial ignífugo. Cubierta: Poliolefina color naranja. Temp. máx. de utilización: 90°C. Resistente al fuego. No propagador de incendio. Libre de halógenos. Baja emisión de humos opacos. Aplicación: Para circuitos de seguridad en locales de pública concurrencia.									
Cód.	Sección mm²	Ø mm. ext. aprox.		Cód.	Sección mm²				
1621106NJP	1 x 1,5		008343	1.658	1992210VDP	2 x 16+1x1,5	016224	14.454	
1621107NJP	1 x 2,5		008350	2.016	1992710VDP	3 G 10+1x1,5	013877	15.008	
1621108NJP	1 x 4		008367	2.590	1992711VDP	3 G 16+1x1,5	013885	22.742	
1621109NJP	1 x 6		008374	3.718	1992712VDP	3 G 25+1x1,5	013890	32.702	
1621110NJP	1 x 10		008381	4.848	1992713VDP	3 G 35+1x1,5	015129	50.884	
1621111NJP	1 x 16		008398	6.314	1992811VDP	5 G 16+1x1,5	015133	43.318	
1621112NJP	1 x 25		008404	8.596	1992812VDP	5 G 25+1x1,5	015144	61.532	
1621113NJP	1 x 35		011916	12.534	<b>EXZHELLENT-XXI 1.000V RZ1-K (AS)</b>				
1623114NJP	1 x 50		011923	16.372	Libre de halógenos. UNFIRE. No propagador de incendio. Baja emisión de humos opacos. Sin corrosividad. (Transmitancia superior al 90%). Conductor de Cu: Clase 5. Tensión: 0,6/1kV. Aislamiento: XLPE. Cubierta: Poliolefina verde. Temperatura máx. de utilización: 90°C. Aplicación: Locales de pública concurrencia.				
1623115NJP	1 x 70		011930	22.426	Cód.	Sección mm²	Ø mm. ext. aprox.		
1623116NJP	1 x 95		011947	28.846	1992107VDP	1 x 2,5	6,2	002976	1.146
1623117NJP	1 x 120		011954	36.804	1992108VDP	1 x 4	6,7	002983	1.372
1623118NJP	1 x 150		011961	42.648	1992109VDP	1 x 6	7,2	002990	1.838
1623119NJP	1 x 185		011978	54.902	1992110VDP	1 x 10	8,5	003003	2.838
1623120NJP	1 x 240		011985	66.504	1992111VDP	1 x 16	9,6	003010	4.110
1621206NJP	2 x 1,5		008411	3.724	1992112VDP	1 x 25	11,2	003027	6.392
1621207NJP	2 x 2,5		008428	4.490	1992113VDP	1 x 35	12,8	003034	9.224
1621208NJP	2 x 4		015963	6.244	1992114VDP	1 x 50	14,5	003041	12.224
1621209NJP	2 x 6		015977	7.580	1992115VDP	1 x 70	16,7	003058	16.814
1621306NJP	3 G 1,5		008480	4.252	1992116VDP	1 x 95	18,4	003065	22.024
1621307NJP	3 G 2,5		008497	5.432	1992117VDP	1 x 120	20,5	003072	27.338
1621308NJP	3 G 4		008503	7.462	1992118VDP	1 x 150	22,8	003089	34.244
1621309NJP	3 G 6		008510	10.022	1992119VDP	1 x 185	25,2	003096	42.716
1621310NJP	3 G 10		016020	14.170	1992120VDP	1 x 240	28,3	003102	54.596
1621406NJP	4 G 1,5		008558	5.302	1992121VDP	1 x 300		013745	71.228
1621407NJP	4 G 2,5		008565	6.538	1992122VDP	1 x 400		013753	99.208
1621408NJP	4 G 4		008572	9.048	1992206VDP	2 x 1,5	8,4	003119	1.772
1621409NJP	4 G 6		008589	11.984	1992207VDP	2 x 2,5	9,3	003126	2.420
1621410NJP	4 G 10		016032	18.272	1992208VDP	2 x 4	10,3	003133	3.656
1621411NJP	4 G 16		016041	24.560	1992209VDP	2 x 6	11,4	003140	4.536
1621412NJP	4 x 25		016057	35.428	1992210VDP	2 x 10	14	003157	7.858
1621413NJP	4 x 35		016060	50.358	1992211VDP	2 x 16		013768	12.388
1621414NJP	4 x 50		016070	71.342	1992306VDP	3 G 1,5	8,9	003164	2.086
1621506NJP	5 G 1,5		008619	7.300	1992307VDP	3 G 2,5	9,8	003171	3.050
1621507NJP	5 G 2,5		008626	8.782	1992308VDP	3 G 4	10,9	003188	3.916
1621508NJP	5 G 4		008633	11.430	1992309VDP	3 G 6	12,1	003195	5.468
1621509NJP	5 G 6		008640	15.576	1992309VDPX	3 x 6		013770	5.468
1621510NJP	5 G 10		008657	21.370	1992310VDP	3 G 10	14,9	003201	8.812
1621511NJP	5 G 16		016087	32.426	1992310VDPX	3 x 10		013789	8.812
1621512NJP	5 G 25		016091	46.834	1992311VDP	3 G 16		011404	13.076
1621513NJP	5 G 35		016101	63.898	1992311VDPX	3 x 16		014894	13.076
1621514NJP	5 G 50		016118	87.164	1992312VDP	3 x 25		013795	21.030
<b>ROLLOS</b>				1992313VDP	3 x 35		013807	29.840	
1622206NJP	2 x 1,5		015044	3.922	1992314VDP	3 x 50		016234	41.180
1622207NJP	2 x 2,5		015053	4.732	1992406VDP	4 G 1,5	9,6	003218	2.610
1622306NJP	3 G 1,5		015069	4.476	1992407VDP	4 G 2,5	10,7	003225	3.710
1622307NJP	3 G 2,5		015072	5.712	1992408VDP	4 G 4	11,9	003232	4.936
1622406NJP	4 G 1,5		015082	5.578	1992409VDP	4 G 6	13,3	003249	7.204
1622407NJP	4 G 2,5		015099	6.886	1992409VDPX	4 x 6	13,3	013816	7.204
1622506NJP	5 G 1,5		015102	7.686	1992410VDP	4 G 10	16,4	003256	11.152
1622507NJP	5 G 2,5		015112	9.244	1992410VDPX	4 x 10	16,4	013822	11.152
					1992411VDP	4 G 16	20,5	003263	17.918
					1992411VDPX	4 x 16	20,5	013835	17.918

EDICIONES  
**TARIFEC**® S.A.  
APDO. 23.119  
08080 BARCELONA  
TEL. (93) 338 00 66

 **General Cable**

tarifa  
edición 6 - 2009

GRUPO **A**  
**1** **3**  
APARTADO PAGINA

CONCEPTO				CODIGO	P R E C I O	CONCEPTO				CODIGO	P R E C I O
ENERGY RV-K FOC (0,6/1KV)				TELEMATEL	EUROS	PLASTIGRON VV-K (0,6/1KV)				TELEMATEL	EUROS
				0121 +	Km.					0121 +	Km.
Nopropagador de llama. Conductor de Cu: Clase 5. Aislamiento XLPE, Cubierta: PVC. Temperatura máxima de utilización 90°C.						Nopropagador de llama. Conductor de Cu: Clase 5. Aislamiento: PVC, Cubierta PVC. Temperatura máxima de utilización: 70°C. Tensión 0,6/1KV. Para servicio fijo en interior o exterior.					
<b>BOBINAS</b>						<b>BOBINAS</b>					
Cód.	Sección mm <sup>2</sup>	Ø mm. ext. aprox.				Cód.	Sección mm <sup>2</sup>	Ø mm. ext. aprox.			
1994107 NGP	1 x 2,5		000958	990		2147066 NGP	6 G 1,5	13	003331	5.204	
1994108 NGP	1 x 4		000996	1.190		2147067 NGP	6 G 2,5	13	003348	9.156	
1994109 NGP	1 x 6		001016	1.586		2147076 NGP	7 G 1,5	12,9	003362	6.098	
1994110 NGP	1 x 10		000903	2.444		2147077 NGP	7 G 2,5	12,9	003379	10.408	
1994111 NGP	1 x 16		000934	3.632		2147086 NGP	8 G 1,5	15	003393	7.008	
1994112 NGP	1 x 25	11,2	000972	5.660		2147087 NGP	8 G 2,5	15	003409	11.984	
1994113 NGP	1 x 35	12,8	000989	8.392		2147106 NGP	10 G 1,5	16	003423	9.166	
1994114 NGP	1 x 50	14,5	001009	11.114		2147107 NGP	10 G 2,5	16	003430	13.982	
1994115 NGP	1 x 70	16,7	001023	15.714							
1994116 NGP	1 x 95	18,4	001030	20.580		2147126 NGP	12 G 1,5	16,5	003447	9.976	
1994117 NGP	1 x 120	20,5	000910	25.550		2147127 NGP	12 G 2,5	16,5	003454	16.624	
1994118 NGP	1 x 150	22,8	000927	32.614		2147146 NGP	14 G 1,5	17,3	003461	11.532	
1994119 NGP	1 x 185	25,2	000941	41.468		2147147 NGP	14 G 2,5	17,3	003478	18.148	
1994120 NGP	1 x 240	28,3	000965	52.998		2147166 NGP	16 G 1,5	18,2	003485	12.676	
1994206 NGP	2 x 1,5	8,4	000590	1.524		2147196 NGP	19 G 1,5	19,2	006417	14.778	
1994207 NGP	2 x 2,5	9,3	000620	2.084		2147246 NGP	24 G 1,5	22,2	003522	18.586	
1994208 NGP	2 x 4	10,3	000637	3.148							
1994209 NGP	2 x 6	11,4	000644	3.914							
1994210 NGP	2 x 10	14	000606	6.944							
1994211 NGP	2 x 16		004239	10.962							
1994306 NGP	3 G 1,5	8,9	000828	1.794							
1994307 NGP	3 G 2,5	9,8	000859	2.636							
1994308 NGP	3 G 4	10,9	000873	3.380							
1994309 NGP	3 G 6	12,1	000880	4.840							
1994310 NGP	3 G 10	14,9	000835	7.800							
1994311 NGPX	3 x 16		004246	11.890							
1994312 NGP	3 G 16	18,9	013919	11.890							
1994312 NGP	3 x 25	22,3	007018	18.264							
1994406 NGP	4 G 1,5	9,6	000651	2.258							
1994407 NGP	4 G 2,5	10,7	000668	3.196							
1994408 NGP	4 G 4	11,9	000675	4.370							
1994409 NGP	4 G 6	13,3	000705	6.374							
1994409 NGPX	4 x 6		013924	6.374							
1994410 NGP	4 G 10	16,4	000682	10.138							
1994410 NGPX	4 x 10		013936	10.138							
1994411 NGP	4 G 16	20,7	013945	16.738							
1994411 NGPX	4 x 16		001580	16.738							
1994412 NGP	4 x 25	13,3	010902	24.472							
1994413 NGP	4 x 35		013951	38.428							
1994414 NGP	4 x 50		013964	54.348							
1994506 NGP	5 G 1,5	10,5	000538	2.732							
1994507 NGP	5 G 2,5	11,7	000569	3.874							
1994508 NGP	5 G 4	13,1	000576	5.408							
1994509 NGP	5 G 6	14,6	000583	7.802							
1994510 NGP	5 G 10	18,1	000545	13.846							
1994511 NGP	5 G 16	22,7	000552	21.104							
1994512 NGP	5 G 25	27,1	007025	34.154							
1994513 NGP	5 G 35	27,1	010933	46.854							
<b>ROLLOS</b>						<b>ROLLOS</b>					
1996206	2 x 1,5	8,4	006738	1.582		1121208 NGP	2 x 4	9,2	002068	2.350	
1996207	2 x 2,5	9,3	006745	2.158		1121209 NGP	2 x 6	10,6	002075	3.440	
1996208	2 x 4	10,3	006752	3.214		1121210 NGP	2 x 10	12,6	002082	5.440	
1996209	2 x 6	11,4	006769	3.916		1121211 NGP	2 x 16	14,3	007427	7.984	
1996306	3 G 1,5	8,9	006776	1.838							
1996307	3 G 2,5	9,8	006783	2.690		1121408 NGP	4 x 4	11,2	002105	4.642	
1996308	3 G 4	10,9	006790	3.556		1121409 NGP	4 x 6	12,8	002112	6.678	
1996309	3 G 6	12,1	006806	4.884		1121410 NGP	4 x 10	14,9	002129	10.754	
1996406	4 G 1,5	9,6	006813	2.302		1121411 NGP	4 x 16	17,3	002136	16.070	
1996407	4 G 2,5	10,7	006820	3.278							
1996408	4 G 4	11,9	006837	4.524							
1996409	4 G 6	13,3	006844	6.442							
1996506	5 G 1,5	10,5	006851	2.868							
1996507	5 G 2,5	11,7	006868	4.070							
1996508	5 G 4	13,1	006875	5.596							
1996509	5 G 6	13,1	013974	8.216							
<b>ROLLOS</b>						<b>ROLLOS</b>					
						TC4110099P	1 x 16	7 x 1,7	007803		
						TC4120099P	1 x 25	7 x 2,17	007810		
						TC4130099P	1 x 35	7 x 2,52	007827	Cons.	
						TC4140099P	1 x 50	19 x 1,83	007834		
						TC4150099P	1 x 70	19 x 2,17	007841		
						TC4160099P	1 x 95	19 x 2,52	007858		
						TC4170099P	1 x 120	19 x 2,85	009845		
						TC4180099P	1 x 150	37 x 2,25	009852		
						TC4190099P	1 x 185	37 x 2,52	009876	Cons.	
						TC4200099P	1 x 240	37 x 2,85	009883		
						TC4210099P	1 x 300	61 x 2,52	009906		
<b>ROLLOS</b>						<b>ROLLOS</b>					
						TC4110199P	1 x 16	7 x 1,7	009777		
						TC4130199P	1 x 35	7 x 2,52	009791	Cons.	
						TC4140199P	1 x 50	19 x 1,83	009807		
<b>OTRAS SECCIONES</b>						<b>OTRAS SECCIONES</b>					
						TC4141099P	1 x 50	7 x 3	009814		
						TC4181199P	1 x 153	37 x 2,31	009869	Cons.	
						TC4330099P	1 x 225	37 x 2,79	009890		



## REFERENCIAS

- [1] L. N. Barceló, Trabajo de Fin de Grado - Autoconsumo eléctrico en un centro educativo mediante la energía fotovoltaica, Gandía, 2013.
- [2] F. Andreu, «Solartradex,» 14 Octubre 2015. [En línea]. Available: <http://solartradex.com/blog>.
- [3] «Solarmat,» 26 Febrero 2016. [En línea]. Available: <http://www.solarmat.es/blog>.
- [4] *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.*
- [5] «Solarmat,» 29 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <http://www.solarmat.es/blog/>.
- [6] F. Andreu, «Solartradex,» 3 Junio 2014. [En línea]. Available: <http://solartradex.com/blog>.
- [7] «OMIE,» [En línea]. Available: <http://www.omie.es>.
- [8] «REE,» [En línea]. Available: <http://www.ree.es>.
- [9] *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.*
- [10] I. p. I. D. y. A. d. I. E. IDAE, «Consumos del Sector Residencial en España, Resumen de Información Básica,» 2013.
- [11] «Instituto Nacional de Estadística,» [En línea]. Available: <http://www.ine.es/>.
- [12] «Iberdrola,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.es/>.
- [13] A. N. Espinosa, «Dissemination Document “Low Voltage Networks Models and Low Carbon Technology Profiles”,» The University of Manchester, UK, 2015.
- [14] «AEMET,» [En línea]. Available: <http://www.aemet.es>.
- [15] U. d. Jaén, «Modelización de la Atmósfera y Radiación Solar, MATRAS,» [En línea]. Available: <http://matras.ujaen.es/web/>.
- [16] «MeteoSevilla,» [En línea]. Available: [http://www.meteosevilla.com/datos\\_historicos\\_3dias.html](http://www.meteosevilla.com/datos_historicos_3dias.html).
- [17] «Econotecnia,» [En línea]. Available: <http://econotecnia.com/>.
- [18] D. d. F. Aplicada, «Estudio y caracterización de células solares,» Universidad Autónoma de Madrid.
- [19] «Ingemecánica,» [En línea]. Available: <http://ingemecanica.com>.

- [20] «La célula solar,» Grupo de Investigación y Desarrollo en Energía Solar y Automática, Universidad de Jaén.
- [21] A. Castejón, Instalaciones solares fotovoltaicas, Universidad Politécnica de Valencia: Editex.
- [22] ITC-BT-40, «Instalaciones Generadoras de Baja Tensión,» Septiembre, 2013.
- [23] IDAE, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica,» Julio, 2011.
- [24] J. M. J. Hernández, «Trabajo de Fin de Grado - Instalacion fotovoltaica en una granja,» Universidad de La Laguna, Junio, 2016.
- [25] J. M. M. Ortega, «Transparencias de la asignatura Integración de las Energías Renovables,» Escuela Técnica Superior de Ingeniería, US, 2017.
- [26] Wikipedia, «VAN,» 2017.
- [27] A. Frederic, «Solartradex,» 18 Diciembre 2014. [En línea]. Available: <http://solartradex.com/blog>.
- [28] «Ephicere,» [En línea]. Available: <https://ephicere.wordpress.com/tag/calefaccion/>.