UNIVERSITAT DE BARCELONA

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NET METERING

MEMORIA

Autor: Francesc Picón Manjón
Director: José Miguel Asensi López
Convocatòria: Gener 2012

Màsters Universitaris

Màster Interuniversitari UB-UPC
d'Enginyeria en Energia

UNIVERSITAT DE BARCELONA

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

Màster Interuniversitari UB-UPC d'Enginyeria en Energia

Sol·licitud d'acceptació de presentació del Projecte Final de Màster y sol·licitud de defensa pública.

Alumne: Francesc Picón
DNI: 53285760-G
Títol: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NET METERING

Director: José Miguel Asensi López

Acceptació de la presentació del projecte:

Confirmo l'acceptació de la presentació del Projecte Final de Màster.

Per a que consti,

Asensi Lépez, José Miguel

Sol·licito:

La defensa pública del meu Projecte Final de Màster.

Per a que consti,

Picón Manjón, Francesc

Barcelona, 13 de Gener de 2012

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objeto definir el funcionamiento conceptual de los sistemas fotovoltaicos Net Metering (o de Balance Neto) los cuales están destinados a la producción energética en modalidad de autoconsumo.

En la primera parte, se analiza la evolución del sector así como los parámetros clave para la llegada de la Paridad de Red en España, etapa a partir de la cual los sistemas Net Metering empiezan a ser viables económicamente. En la segunda, se realiza el diseño y posterior simulación de una instalación en régimen de autoconsumo valorando la cobertura y disponibilidad del recurso.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

BIBLIOGRAFIA 6

1. INTRODUCCIÓN 9

1.1 Objetivos del proyecto 9

1.1 Alcance del proyecto 9

2. ESCENARIO ACTUAL DEL SECTOR EN ESPAÑA 10

2.1 Aspectos legales: Evolución de la legislación Española 11

3. PARIDAD DE RED 15

3.1 Cálculo de la llegada de la Paridad de Red 16

3.1.1 Tarifa fotovoltaica 17

3.1.2 Coste de la inversión inicial de la instalación fotovoltaica 18

3.1.3 Precio kWh FV generado 19

3.2 Escenarios de la Paridad de Red 20

3.2.1 Antes de la Paridad de Red 20

3.2.2 Entre la Paridad de Red y la Paridad de Generación 21

3.2.3 Después de la Paridad de Generación 21

4. SISTEMAS NET METERING 23

4.1 Definición de los sistemas Net Metering 23

4.1.1 Funcionamiento conceptual de los sistemas Net Metering 23

4.2 Caracterización de la demanda y la producción fotovoltaica 24

4.3 Sistema estructural Net Metering 25

4.3.1 Régimen Ordinario 26

4.3.2 Generación Distribuida 26

4.3.3 Incentivos 26

4.3.3 Políticas de desarrollo 27

4.4 Aspectos legales 28

4.5 Aspectos técnicos 31

4.5.1 Módulos fotovoltaicos 31

4.5.2 Inversores fotovoltaicos 32

4.5.3 Equipo de medida 33

4.5 Aplicación en otros países 34

5. SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....36

5.1 Descripción del caso de estudio 36

5.1.1 Situación geográfica 36

5.2 Caracterización de la demanda 37

5.3 Material instalación fotovoltaica.....40

5.3.1 Campo generador: Módulos fotovoltaicos 40

5.3.2 Sistema de acondicionamiento de potencia: Inversores fotovoltaicos.....44

5.3.3 Conmutador de transferencia automática: Solar Switch.....45

5.3.4 Equipo de medida.....46

5.4 Evaluación del recurso 46

5.4.1 Simulación software PV Configurator.....47

5.4.2 Distribución de la producción y la demanda anual 47

5.4.3 Distribución de la producción y la demanda diaria 48

5.5 Valoración de resultados.....50

5.4.1 Redistribución de la demanda diaria.....51

5.4.2 Balance neto anual 53

6. CONCLUSIÓN 55

7. ANEXOS 57

BIBLIOGRAFIA

[1] Informe anual ASIF, 2011. Asociación de la Industria Fotovoltaica "Hacia el crecimiento sostenido de la energía fotovoltaica en España", Junio de 2011.

[2] CNE, Comisión Nacional de la Energía "Información estadística sobre las ventas de energía del régimen especial" Mayo de 2009.

[3] IDAE, Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. "Plan de fomento de las energías Renovables 2011-2020". Junio 2010.

[4] ASIF, Asociación de la Industria Fotovoltaica "La energía fotovoltaica en España". Noviembre 2010.

[5] IEA, International Energy Agency. "Photovoltaic Solar Energy, progess beyond expectations". Noviembre 2011.

[6] BCG, Boston Consulting Group. "Evolución tecnológica y prospectiva de los costes de las energías renovables". Abril 2011.

[7] ENDESA, "Factura consumo Eléctrico". Octubre 2011.

[8] ECLAREON. "Consideraciones y análisis del Grid Parity y net metering en España". Noviembre 2011

[9] UNESCO, United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization. "Desarrollo Sostenible". Mayo 2011

[10] UC, Universidad de Chile. "Equipo de Planificación, Modelación Energética y Abatimiento". Septiembre 2010.

[11] ENDESA. "Introducción a la Generación Distribuida". Octubre 2008.

[12] PV Legal. "Paridad de red en España y en otros países". Octubre 2010.

[13] US Drives. "Engineered Drives, GX Series Inverters". Febrero 2011.

[14] ABAMPERE. "Medidores y dispositivos inteligentes de control". Enero 2010.

[15] IREC, Interstate Renewable Energy Council. "Connecting to the Grid, net metering in the U.S". Junio 2011.

[16] MBIPV, Malaysia Building Integrated Photovoltaic. "International reveiew of regulatory schemes for PV". June 2010.

[17] REAL DECRETO 2818/1998. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Diciembre 1998.

[18] REAL DECRETO 1663/2000. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Septiembre 2000.

[19] REAL DECRETO 436/2004. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Marzo 2004.

[20] REAL DECRETO 661/2007. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Mayo 2007.

[21] REAL DECRETO 1578/2008. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Septiembre 2008.

[22] REAL DECRETO 1565/2010. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Noviembre 2010.

[23] REAL DECRETO 14/2010. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Diciembre 2010.

[24] REAL DECRETO 1699/2011. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Noviembre 2011.

[25] Borrador REAL DECRETO 1699/2011. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Junio 2011.

[26] Borrador REAL DECRETO Autoconsumo. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. Noviembre 2011.

Recursos Web:

[27] Red Eléctrica de España: www.ree.es

[28] Comisión Nacional de Energía: www.cne.es

[29] Asociación de la Industria Fotovoltaica: www.asif.org

[30] Plataforma Legal Fotovoltaica: www.pvlegal.eu

[31] Portal de Energía Solar: www.solarweb.net

[32] Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energía: www.idae.es

[33] Portal de Energía Solar: www.suelosolar.es

[34] Blog de Energía Solar: www.jumanjisolar.com

[35] Unión Española Fotovoltaica: www.unef.es

[36] Photovoltaic Geographical Information system: re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

[37] Xantrex: www.xantrex.com

[38] Mitsubishi Electric: www.mitsubishielectric.es

[39] Victron Energy: www.victronenery.com.es

[40] Circuitor: www.circuitor.es

1. INTRODUCCIÓN

España es un país dependiente energéticamente del exterior por lo que el aprovechamiento de los recursos autóctonos disponibles es esencial para el desarrollo económico del mismo. Si bien en el caso de la energía fotovoltaica esta premisa no se ha llevado a cabo durante los últimos años en los que los cambios de ritmo en cuanto a potencia instalada han sido los protagonistas dejando muy afectado al sector y a la visión proyectada sobre el mismo.

Sin embargo, mientras esto ocurría en España, los principales fabricantes mundiales han seguido con su continuo desarrollo aplicando innovaciones tecnológicas gracias a las que los costes de los principales componentes se han reducido en más de un 50%. Este factor, combinado con el crecimiento constante del precio de la electricidad producida con fuentes convencionales nos ha acercado a una nueva etapa llamada Paridad de Red fotovoltaica y con ello una nueva oportunidad para el sector. A partir de este momento el precio por kWh que paga el consumidor producido por una instalación fotovoltaica es más económico que el obtenido de la red de distribución favoreciendo con ello la generación eléctrica distribuida. En pocas palabras, es más rentable autoconsumir de forma directa la propia energía que importarla de la red externa.

Dada la naturaleza intermitente de la energía solar fotovoltaica se trata de una tecnología no gestionable por lo que es necesario un sistema de apoyo para paliar el déficit energético que se pueda producir en tramos temporales. Así pues, en este escenario se propone la puesta en marcha de un sistema de compensación de saldos de energía conocido como Net Metering (o de Balance Neto) cuya principal ventaja es la interconexión con la red de distribución actuando esta como sistema de apoyo pudiendo prescindir del sistema de acumulación de energía. El objetivo de esta modalidad de producción es exportar a la red el excedente de energía producido para posteriormente ser recuperado.

1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como objeto definir y analizar el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos Net Metering estudiando los parámetros que han llevado al desarrollo del mismo así como los aspectos legales propuestos para su regulación. Asimismo, se realiza una simulación del sistema para una instalación situada en cubierta analizando los aspectos técnicos de la instalación y la cobertura sobre la demanda eléctrica

1.2 ALCANCE DEL PROYECTO

El proyecto abarca:

1. Descripción del sector fotovoltaico en España.
2. Análisis de la llegada de la Paridad de Red.
3. Definición conceptual y funcionamiento a tramos de los sistemas Net Metering
4. Aspecto legales propuestos para la regulación del sistema.
5. Descripción de los elementos generales de la instalación
6. Simulación de una instalación fotovoltaica Net Metering
7. Evaluación de la cobertura en función de la demanda diaria y anual.

2. ESCENARIO ACTUAL DEL SECTOR EN ESPAÑA

España es uno de los países europeos con niveles más altos de radiación solar y tiene un elevado mercado interior en sistemas conectados a la red, sin embargo está privilegiada posición no acaba de ser aprovechada en su máximo potencial

Durante los últimos años, el sector fotovoltaico español se ha caracterizado por ser un mercado con una tendencia irregular marcada por unos cambios de ritmo muy acentuados en cuanto a potencia instalada.

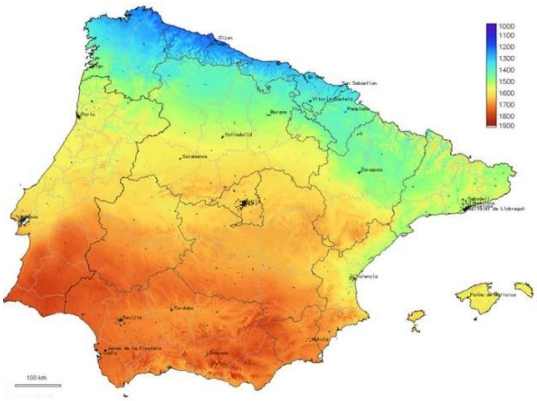


Figura 1. Mapa radiación solar de España. Fuente: ASIF [1]

A finales de 2007 y sobre todo durante el 2008 con la entrada en vigor del RD 661/2007 el mercado sufrió un "boom" con un crecimiento del 385% respecto al año anterior instalándose 2700 MW [1]. Este hecho supuso el consumo acelerado de recursos que deberían de haber sido utilizados para desarrollar la industria de forma sostenible dosificando la inversión adaptándola a la curva de aprendizaje de esta tecnología.

Un año más tarde, en el año 2009, el sector fotovoltaico español pasó por uno de sus peores momentos en gran parte debido a la disminución de las primas y a la inseguridad jurídica provocada por los rumores de aprobación de una serie de medidas de carácter retroactivo que supusieron un hundimiento de la demanda y consecuentemente conllevó a un parón del mercado en todos sus sentidos. Esta situación combinada con el contexto económico actual, en el cual se está dando prioridad a la reducción del gasto y la liquidación del déficit tarifario eléctrico, han llevado al gobierno a tomar medidas drásticas en el sector fotovoltaico.

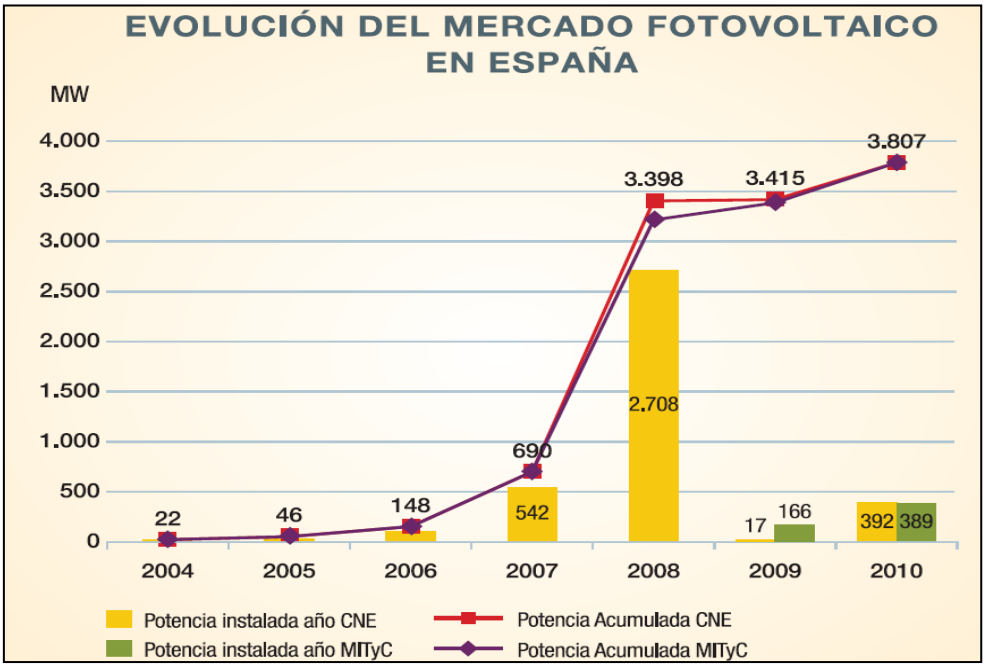


Figura 2. Evolución del mercado fotovoltaico. Fuente: ASIF[1] [1]

[1] ASIF: La Asociacion de la Industria Fotovoltaica (ASIF) es una asociacion privada sin animo de lucro que nace el 17 de abril de 1998

Tal y como se muestra en la figura 2, a pesar de la incertidumbre creada, el 2010 supuso un año de ligera recuperación con 392 MW [2] instalados según datos de la CNE[1] en comparación con el 2009, año en el que se produjo la desaceleración con sólo 17 MW instalados.

En cuanto a la tipología de instalaciones, tras la transición de los años 2009 y 2010 parece ser que el sector fotovoltaico se ha reorientado focalizándose mayoritariamente en instalaciones ubicadas en edificaciones (Tipos I.1 y I.2) en detenimiento de las de suelo las cuales fueron las grandes protagonistas en los años 2007 y 2008.

Dicho esto y con la mirada puesta en el futuro, en el mes de junio de 2011 salió a la luz el PANER 2011-2020 [2]. Se trata de un documento en el que se marcan las pautas referentes a legislación, objetivos de generación y políticas de fomento para las diferentes tecnologías renovables. En este se estima un incremento de la potencia de 4.346 MW [3] hasta el 2020 de los cuales un cerca de un 70% corresponderá a instalaciones fijas en edificaciones. Para poder cumplir estos objetivos se ha de tener en cuenta la llegada de la Paridad de Red en el sector, para lo que la unión de las asociaciones fotovoltaicas españolas (UNEF) propone una nueva legislación para el autoconsumo que legalice los sistemas denominados "Net Metering" o de "Balance Neto" estudiados en este proyecto.

2.1 ASPECTOS LEGALES: EVOLUCIÓN DE LA LEGISLACIÓN ESPAÑOLA

Para analizar los cambios de ritmo producidos en el mercado fotovoltaico español es necesario remontarse a sus inicios y observar los cambios legales que se han aplicado en los últimos años. A continuación se dividen diferentes etapas del sector desde la puesta en marcha de las primeras instalaciones conectadas a red (2000-2011).

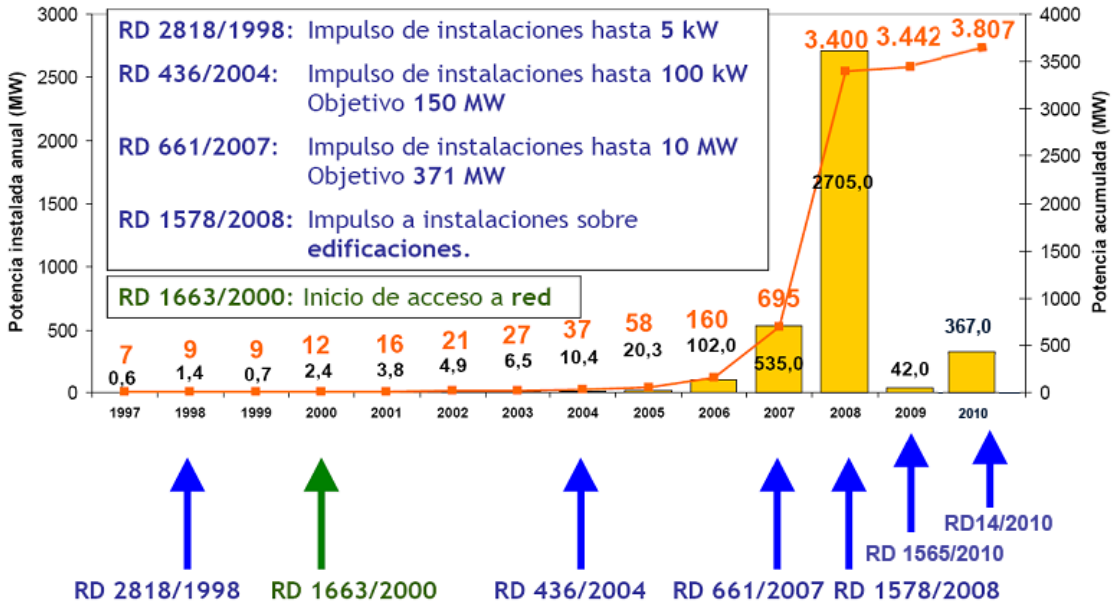


Figura 3. Evolución de la Potencia Instalada y aplicación legislativa. Fuente: ASIF [1], modificada

[1] CNE: La Comisión Nacional de Energía de España es el ente regulador de los sistemas energéticos, creado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos, y desarrollado por el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que aprobó su Reglamento

[2] PANER 2011-2020: Plan de Energías Renovables elaborado por el Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energía

RD2818/1998 [17]: En este Real Decreto se establece la retribución de la energía vertida. Mediante subvención se pretende potenciar las instalaciones de hasta 5 kW. En 1998 la tarifa era de 40 c€/kWh (66 pts/kWh) para instalaciones menores de 5 kW y de 22 c€/kWh (36 pts/kWh) para instalaciones mayores de 5 kW.

RD 1663/2000 [18]: Dada la nula participación de las instalaciones en régimen especial, se propuso este real decreto con medidas para intensificar la presencia en el mercado simplificando los trámites de conexión. Además se fijó el objetivo de incentivar las instalaciones en régimen especial.

RD 436/2004 [19]: Establece una metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. A partir de este momento el titular de la instalación puede optar por vender su producción recibiendo una retribución en forma de tarifa regulada o un precio negociado en el mercado. Para las instalaciones fotovoltaicas de hasta 100 kW se da una retribución del 575 % de la TMR[1] (Tarifa Media o de Referencia) durante los primeros años y luego el 80 % de esa cantidad durante toda la vida de la instalación.

RD 661/2007 [20]: Se deroga el RD 436/2004 de 12 de marzo. Se anula la retribución de las instalaciones con respecto a la TMR, y se indexa su retribución con respecto al Índice de Precios al Consumo (IPC). Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la generación procedente de renovables que participa en el mercado.

Con este RD se modifican notablemente los límites de potencia para acceder a primas elevadas, ya que para instalaciones desde 100 kW hasta los 10 MW existe una prima solamente un 5 % inferior a la prima a las instalaciones hasta 100 kW, favoreciendo la instalación de plantas de grandes dimensiones.

Principio de rentabilidad razonable de las inversiones

RD 1578/2008 [21]: Este RD introduce la clasificación de instalaciones.

- Tipo I. Cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. Estructuras fijas con uso de cubierta de aparcamiento o de sombreamiento.

    - Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW
    - Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con un potencia superior a 20 kW
    - Tipo II. Instalaciones no incluidas en los tipos anteriores.

Además introduce:

- Mecanismo de preasignación de retribución

- Cupos anuales de potencia incrementados anualmente

[1] TMR (Tarifa Media o de Referencia): Tarifa virtual cuya cuantía fija anualmente el Gobierno y que se utiliza para calcular la evolución de los diferentes costes del sistema eléctrico que deben ser remunerados

- Reducción trimestral de tarifa en función del grado de cobertura del cupo anterior

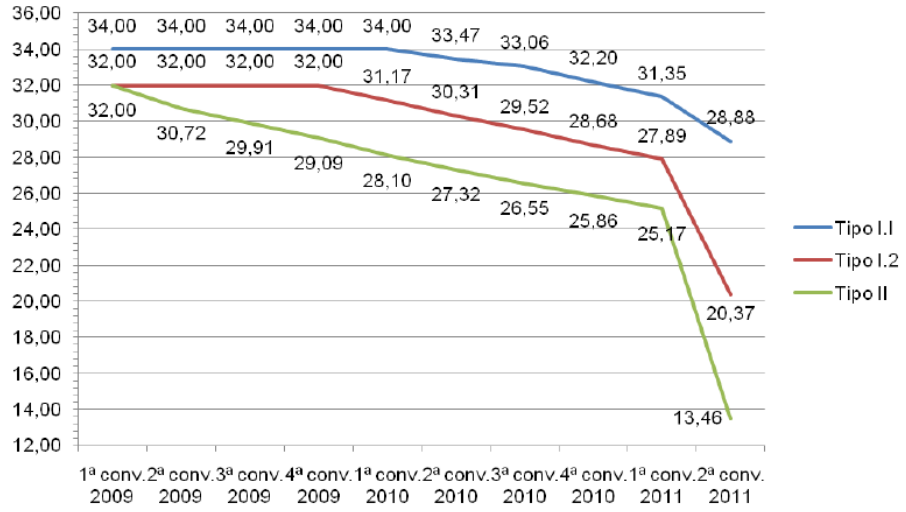


Figura 4. Evolución de Tarifas venta kWh por tipos. Fuente. ASIF[2]

En la figura 4 se muestra la reducción trimestral de la tarifa obedeciendo al siguiente cálculo:

Primera convocatoria:

Tipo I: 340 €/MWh para el subtipo I.1 y 320 para el subtipo I.2 €/MWh
Tipo II: 320 €/MWh

Fórmula de ajuste, potencia que solicita inscripción en el registro (P) es superior al 75% del cupo (P0).

La tarifa regulada de las instalaciones del subtipo I.1, nunca podrá ser inferior a la de las instalaciones I.2.

Si $P \geq 0{,}75 * Po$
$Tn = Tn\text{-}1 * [(1-A) * (Po-P)/(0{,}25*Po)+A]$

Si $P < 0{,}75 * Po$
$Tn = Tn\text{-}1$

Donde:

P: Potencia pre-registrada en convocatoria n-1.
P0: el cupo de potencia para la convocatoria n-1.
Tn-1: tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n-1.
Tn: tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n.
A es el factor 0,91/(número de convocatorias)

RD 1565/2010 [22]: Se aplica una nueva remuneración para los tres tipos de instalaciones:

- Instalaciones de tipo I.1: 5% de reducción.
- Instalaciones de tipo I.2: 25% de reducción.
- Instalaciones de tipo II: 45% de reducción.

RD 14/2010 [23]: Se toman medidas para reducir el déficit tarifario:

- Limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas en función de la zona climática hasta el 31/12/2013 en aquellas instalaciones acogidas al RD 661/2007 y RD1578/2008. Se trata de una ley de carácter retroactivo.

Como compensación se amplía el plazo de retribución de 25 a 28 años.

RD 1699/2011 [24]: Racionalización y aceleración de los procedimientos administrativos. Se simplifican los requisitos para instalaciones de pequeña potencia.

- Procedimiento abreviado para instalaciones de hasta 10 kW nominales.
- Instalaciones de hasta 10 kW nominales. Quedan exentas de avales

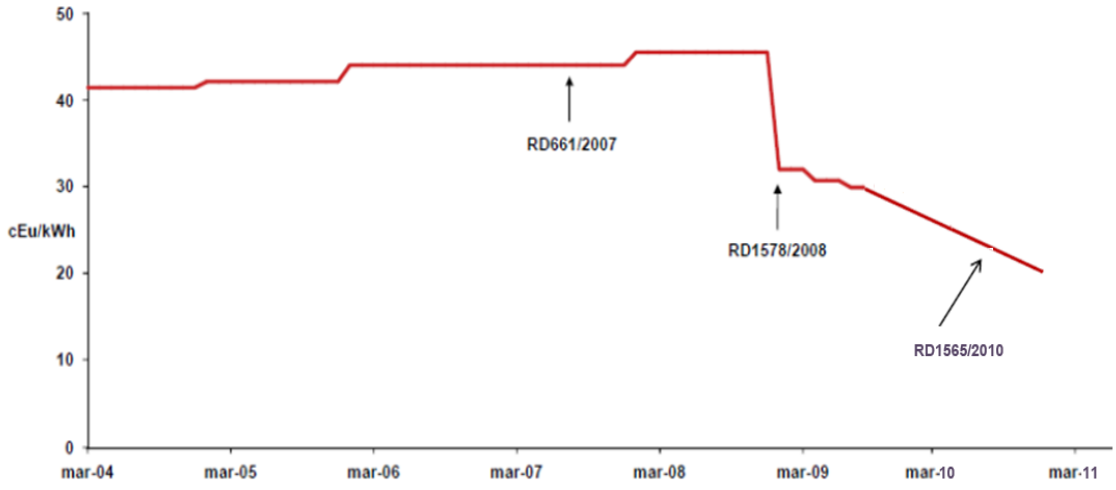


Figura 5. Evolución de Tarifas venta kWh. Fuente. ASIF [1], modificada

3. PARIDAD DE RED

La energía fotovoltaica, tal y como se ha explicado anteriormente, ha ido atravesando por diferentes fases durante los últimos años. La siguiente figura muestra las diferentes etapas del mercado desde el punto de vista del inversor llegando a la Paridad de Red.

Figura 6. Etapas mercado fotovoltaico

Se dice que una tecnología de generación eléctrica alcanza la Paridad de Red, o Grid Parity en inglés, cuando el precio de la energía generada por el sistema, en este caso fotovoltaico, es el mismo que el precio de referencia de la electricidad. En otras palabras es preferible autoconsumir la propia energía generada a comprarla a cualquier distribuidora.

Se entiende por Precio de Referencia de la Electricidad la suma del término de energía (TEU), el coste estimado de la energía suministrada (CE), el término de energía de la tarifa de acceso (TEA) y el impuesto especial de electricidad (IEE) [4].

PRE (precio referencia electricidad) **= TEU + CE + TEA + IEE**
TUR (tarifa último recurso) **= TPU** (término de potencia) + **TEU** (término de energía)

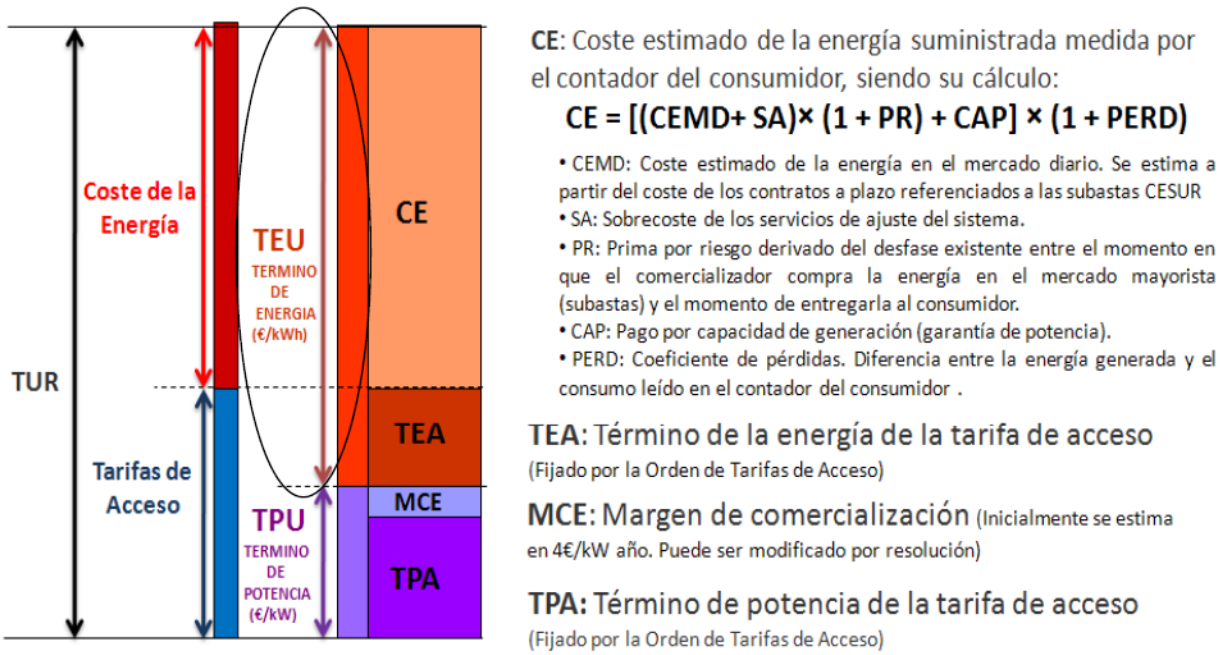


Figura 7. Precio de referencia de la electricidad. Fuente [4]

La tendencia del coste de la electricidad va en aumento, figura 8, debido en gran parte al encarecimiento de los combustibles fósiles a partir de los cuales se genera la mayor parte de la electricidad y al déficit eléctrico acumulado durante los últimos años. En cambio el coste del kWh

fotovoltaico, representado en azul, responde a una tendencia decreciente gracias a las mejoras tecnológicas y economías de escala que han permitido que aumentar su competitividad.

Gráficamente la Paridad de Red se define como el momento en el que las dos líneas de tendencia se cruzan.

Llegados a este punto, es importante diferenciar dos conceptos como son la "Paridad de Red" y la "Paridad de Generación" que son comúnmente asociados y en algunos casos utilizados de forma errónea

Paridad de Red: Precio kWh FV ≤ Precio referencia electricidad, empieza a ser rentable si consumimos toda la electricidad que vamos a generar.

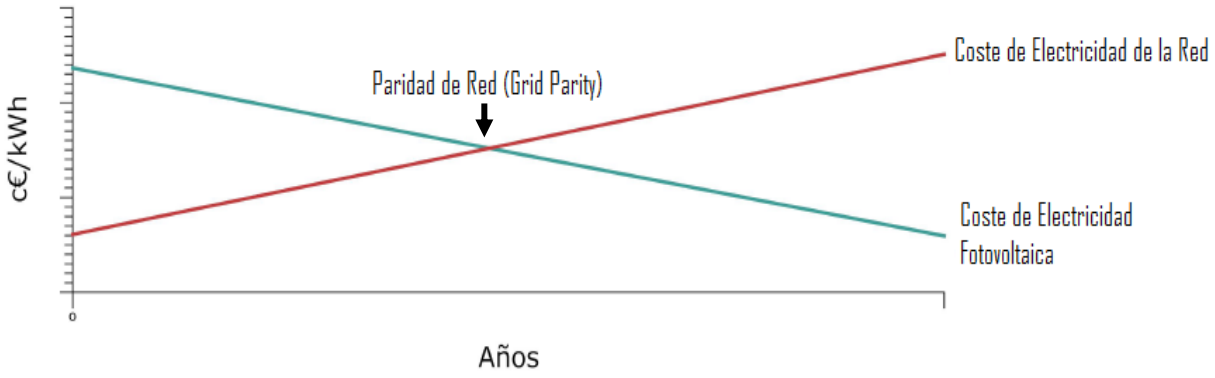


Figura 8. Representación ilustrativa de la Paridad de Red. Elaboración propia.

Paridad de Generación: Representa el momento en el que la tecnología fotovoltaica empieza a ser rentable si inyectamos a la red toda la producción de nuestra instalación fotovoltaica.

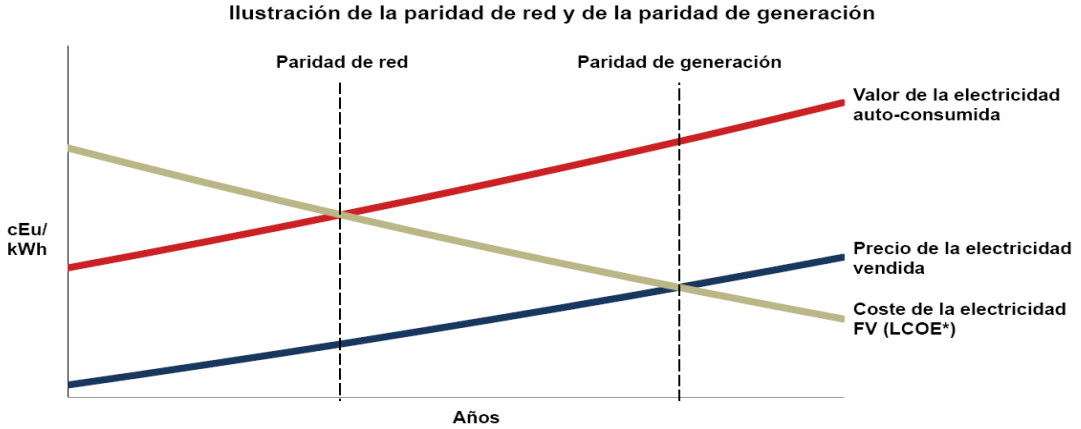


Figura 9. Representación ilustrativa de la Paridad de Red y Paridad de Generación. Fuente: ECLAREON [8]

3.1 CÁLCULO DE LA LLEGADA DE LA PARIDAD DE RED

La llegada de la Paridad de Red depende de cuatro parámetros objetivos: la tarifa fotovoltaica, el coste de inversión en el sistema solar, el índice de irradiación y el precio kWh de la energía suministrada por la compañía eléctrica.

3.1.1 Tarifa Fotovoltaica

La tarifa es uno de los elementos claves en la evolución del sector. Una tarifa demasiado baja o demasiado elevada puede influir de forma negativa en el mercado. A continuación se muestran diferentes escenarios:

Tarifa demasiado elevada: en todo momento resulta más interesante vender la electricidad fotovoltaica a cambio de la tarifa. Llegado el momento de la Paridad de Red o de a Paridad de Generación no suponen ningún cambio en los motores de crecimiento del sector. Esta política de tarifas implica un consumo acelerado de recursos para el desarrollo de la industria sin que puedan ser dosificados y adaptados a la curva de aprendizaje de la tecnología.

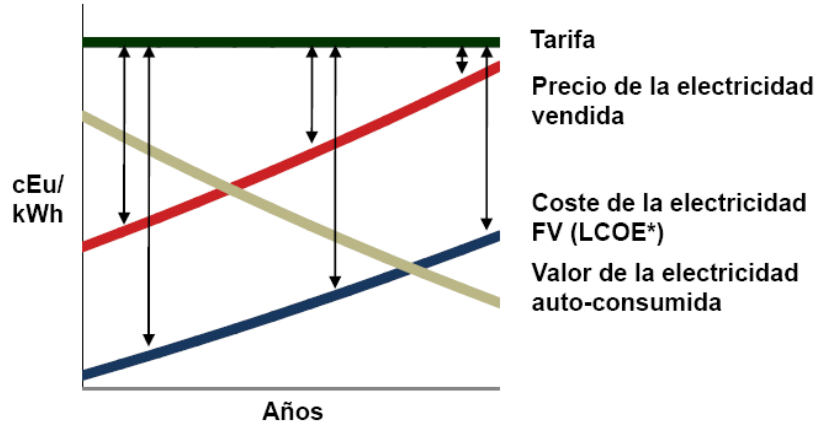


Figura 10. Tarifa demasiado elevada. Fuente: ECLAREON [8]

Tarifa demasiado baja: La tecnología fotovoltaica deja de ser interesante, por lo que se deja de invertir, no se desarrollan mejoras tecnológicas, no optimiza costes mediante economías de escala. Todo ello lleva a la congelación de la evolución del coste de la generación de electricidad fotovoltaica.

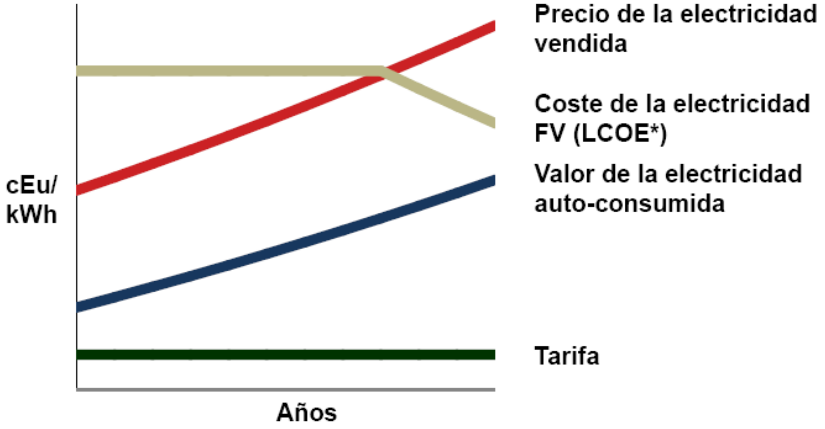


Figura 11. Tarifa demasiado baja. Fuente: ECLAREON [8]

Tarifa adaptada a la evolución real de los costes de la tecnología fotovoltaica: Contribuye al avance de la Paridad de Red puesto que la tarifa permite invertir en tecnología y

consecuentemente disminuyen los costes de producción. Llegada la Paridad de Red será más interesante autoconsumir que recibir la tarifa, dejando de ser necesario recibir ésta. Por lo tanto esto va a significar que disminuirán paulatinamente los gastos para el sistema eléctrico nacional.

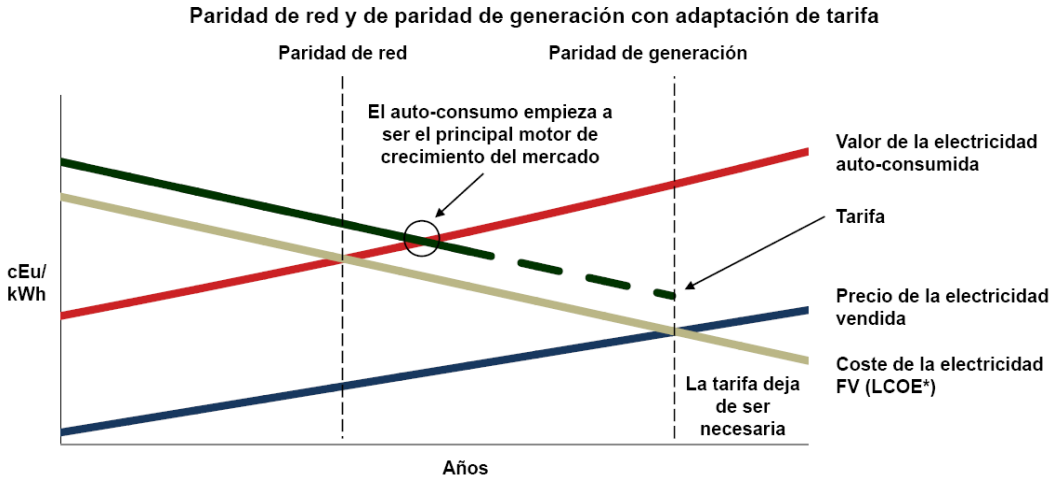


Figura 11. Tarifa adaptada a la evolución real del sector. Fuente: ECLAREON [8]

3.1.2 Coste de la inversión incial

El precio del kWh fotovoltaico se calcula teniendo en cuenta el coste de instalación del sistema el cual viene dado en euros por vatio pico instalado[1] (€/Wp). Dentro de este, los módulos fotovoltaicos representan típicamente entre un 55% y un 70% del coste total de la instalación [5]. En este sentido, cabe destacar que las curvas de aprendizaje tecnológico han experimentado un gran desarrollo en incorporando avances en la cadena productiva que han reducido considerablemente los costes de obtención. Tratándose de una tecnología que aún lo ha alcanzado su madurez se espera que los precios puedan seguir con una tendencia a la baja durante los próximos años. La figura 13 muestra la evolución del coste del panel fotovoltaico.

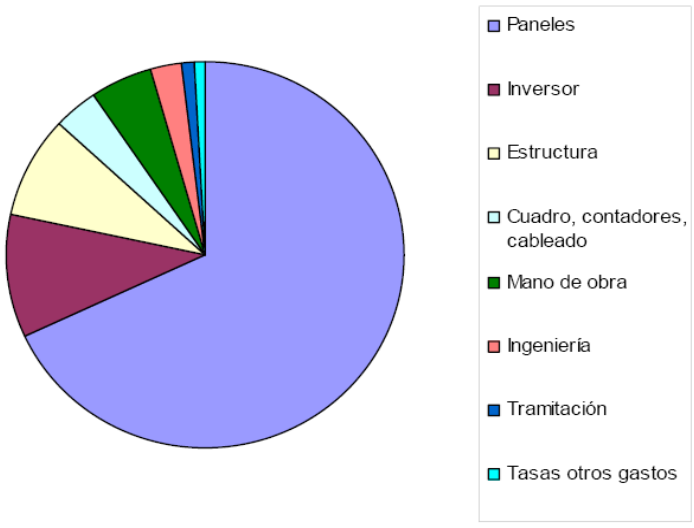


Figura 12. Coste instalación fotovoltaica desglosada. Elaboración propia.

[1] Vatio pico instalado: Precio total de la instalación divido entre la potencia total del campo generador

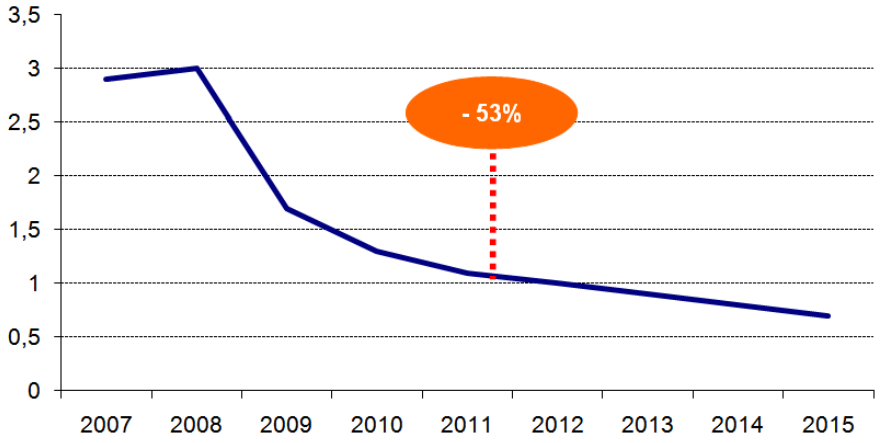


Figura 13. Evolución coste módulo fotovotlaico. Elaboración Propia

La reducción de los costes del kWp instalado es constante y se espera que en un intervalo de 10 años se reduzcan en un 50% en su mayor parte debido a la reducción de los elementos básicos de la instalación como son los módulos y los inversores fotovoltaicos [6]

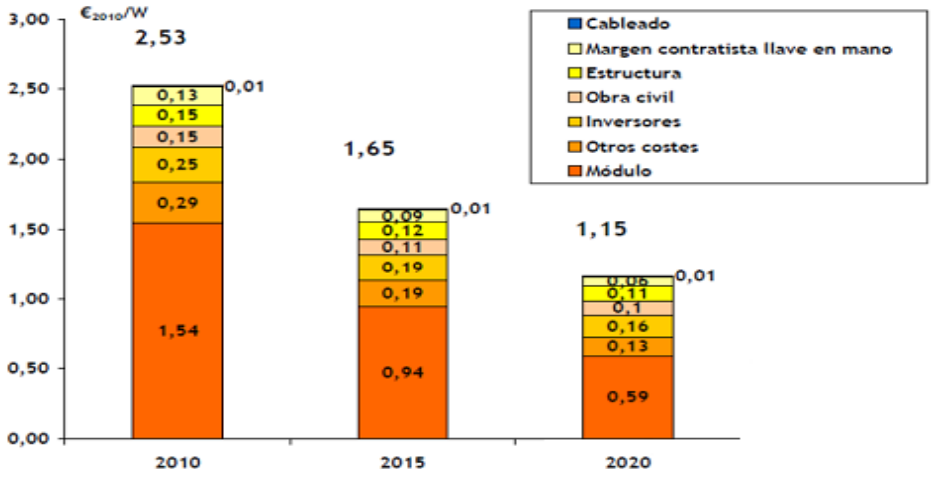


Figura 14. Evolución costes instalación fotovoltaica. Fuente: Boston Consulting Group [6]

3.1.3 Precio FV kWh generado

En los sistemas de generación eléctrica fotovoltaica destinados al autoconsumo, el análisis económico que nos dará la viabilidad o no de un sistema solar fotovoltaico consiste en comparar el precio de la energía generada por el sistema fotovoltaico con el precio de la energía convencional o de la red eléctrica.

Ejemplo para una instalación residencial de 6 kWp instalados suponiendo:

- Autoconsumo del 100%.
- Pago Instalación por medios propios del 100%.
- Tratamiento fiscal de la instalación como consumidor.
- No se contabilizan el pago de peajes eléctricos.

Precio kWh comprado a tarifa TUR (Tarifa Último Recurso)

- Tarifa de Último Recurso (TUR): 0,1423 €/kWh (Octubre 2011) [7]
- Impuesto Eléctrico: 5,113% [7]
- IVA: 18% []
- Precio total kWh: 0,1737 €/kWh

Consumo medio anual de electricidad de un hogar español: 3.000 kWh [12]

Precio kWh para instalación Fotovoltaica Residencial de 6 kWp

- Producción unitaria estimada (zona Barcelona): 1400 kWh/ kWp
- Precio medio del kWp: 3.00 € (IVA incluido)
- Precio total instalación: 18000 € (IVA incluido)
- Costes anules O&M: 50 € (IVA incluido)
- Coste anual seguro instalación: 100 € (IVA incluido)
- Años de funcionamiento: 25 años
- Factor de corrección debido a rendimiento: 0,85
- Energía total generada a lo largo de la vida útil: 150 MWh aprox
- Precio kWh: 0,145 €/kWh

Según este ejemplo, teniendo en cuenta las hipótesis mencionadas, el sistema fotovoltaico ya sería más rentable que la compra de red. No obstante, como se muestra en el punto 5 del presente informe, el autoconsumo de este tipo de instalaciones no será del 100%, factor importante para la estimación del coste del kWh en esta modalidad.

3.2 ESCENARIOS DE LA PARIDAD DE RED

3.2.1 Antes de la Paridad de Red

En esta primera etapa el mercado es dependiente de los incentivos con el objetivo de ofrecer una rentabilidad razonable a los inversores mientras se alcanza la madurez tecnológica de los sistemas fotovoltaicos.

En este punto tanto instalaciones en régimen de autoconsumo como instalaciones en régimen de conexión a red necesitan tener subvención, por tanto nos encontramos en un mercado regulado.

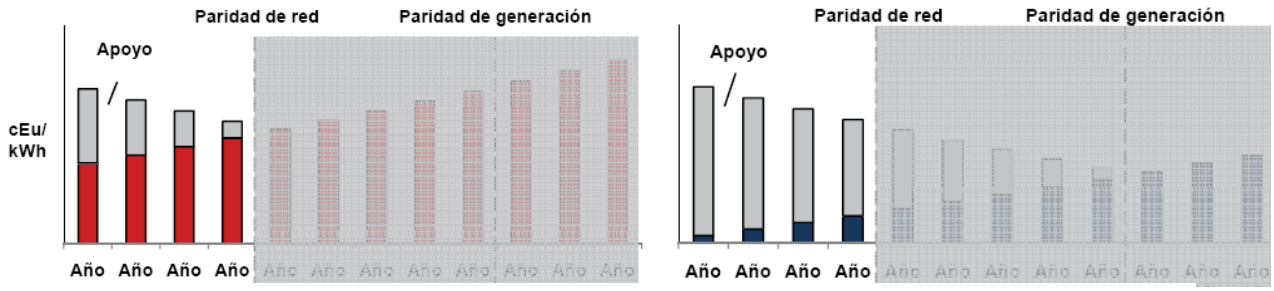


Figura 15. Instalación en régimen de autoconsumo vs Instalación de conexión a red 1. Fuente: ECLAREON [8]

Esta primera etapa es la que hemos tenido en España desde que se instalaron las primeras instalaciones fotovoltaicas hasta día de hoy.

3.2.2 Entre la Paridad de Red y la Paridad de Generación

En este tramo, tal y como se muestra en la siguiente figura, los incentivos dejan de ser necesarios para la electricidad autoconsumida pero no así para la electricidad que vendamos a la red. En este punto no es previsible que haya una explosión del sector pero los sistemas de para el autoconsumo empiezan a ser atractivos sobretodo en zonas con altos niveles de radiación solar.

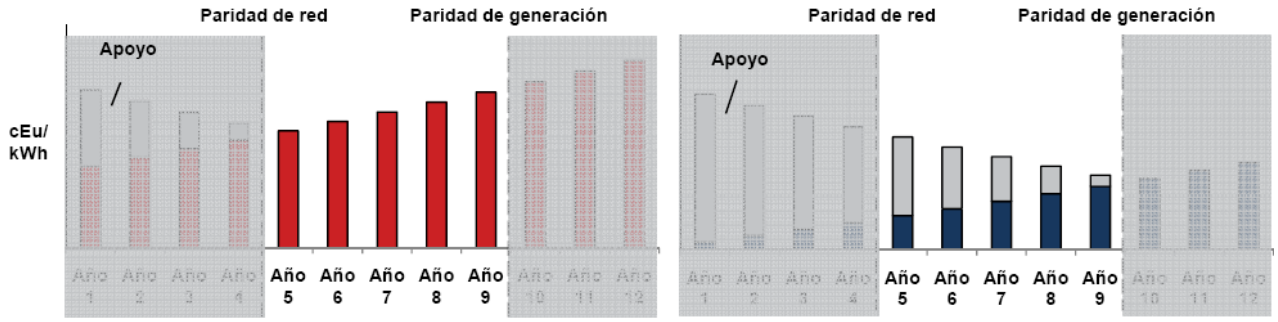


Figura 16. Instalación en régimen en autoconsumo vs Instalación de conexión a red 2. Fuente: ECLAREON [8]

3.2.3 Después de la Paridad de Generación

Una vez que se alcanza la Paridad de Generación el mercado deja de ser necesariamente regulado puesto que las primas tanto para la electricidad autoconsumida como para la electricidad vertida a red dejan de ser necesarias. En este punto cuanto mayor sea el incremento del precio de referencia de la electricidad y, en cambio, menor sea el precio del kWh generado pot la tecnologia fotovoltaica mayor será la rentabilidad. Consecuentemente, es predecible que se produzca un aumento en la demanda.

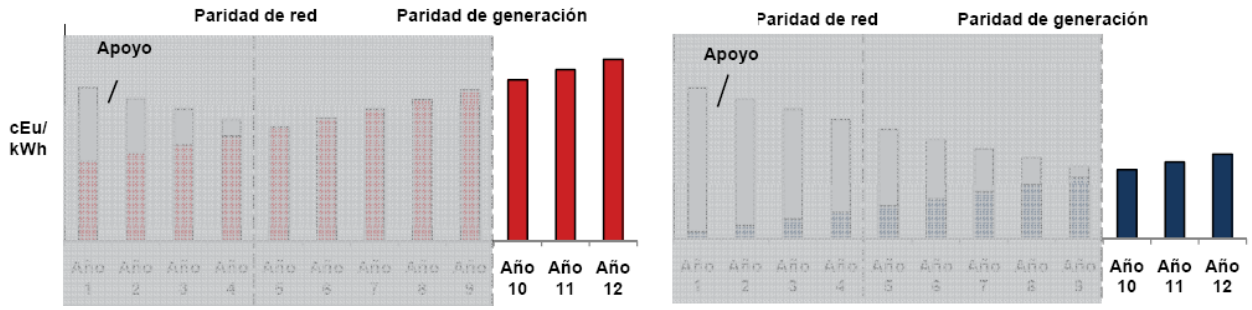


Figura 17. Instalación en régimen de autoconsumo vs Instalación de conexión a red 3. Fuente: ECLAREON [8]

Condiciones para el aprovechamiento de la llegada de la Paridad de Red:

Para que la llegada de la Paridad de Red sea efectiva y proporciones un impulso al sector es necesario que se cumplan una serie de condiciones como:

- Implantación de los sistemas Net Metering en España.

- Evolución real de la tarifas según el coste de generación.

- Formación y concienciación sobre la llegada de la Paridad de Red.

- Adaptación de la red eléctrica a la generación distribuida.

4. SISTEMAS NET METERING

Una vez alcanzada la Paridad de Red, para el productor fotovoltaico el coste de generación del kWh es igual al precio de referencia de la electricidad consumida por lo que el beneficio generado por la venta de energía es nulo. A partir de este punto el autoconsumo se presenta como alternativa viable tanto para productor como para el sistema eléctrico avanzando hacia un sistema de generación distribuida.

4.1 DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS NET METERING

El Net Metering es un sistema de compensación de saldos de energía que permite al consumidor auto-productor compatibilizar su curva de demanda y producción. Se trata de un sistema interconectado a la red pudiendo verter o consumir energía en momentos puntuales.

Estos sistema implican un cambio de filosofía en el que el "generador" de energías renovables pasa a ser a su vez un "consumidor" produciendo parte de lo que posteriormente va a consumir, lo cual no implica realizar una actividad estrictamente económica como puede con el sistema tarifario actual. Además, mediante el contador el consumidor puede identificar los picos y valles de demanda pudiendo modificar sus hábitos de consumo adaptando así la curva de generación a la demanda.

4.1.1 Funcionamiento conceptual de los sistemas Net Metering:

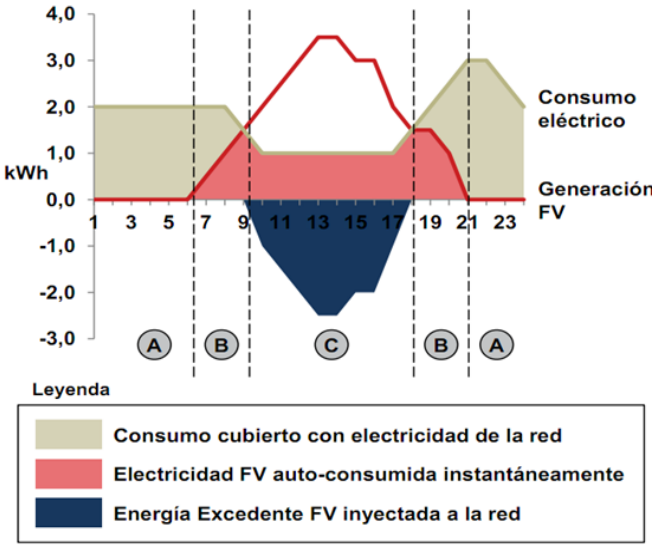


Figura 18. Funcionamiento conceptual Net Metering. Fuente: ECLAREON

Tramo A:

Toda el consumo eléctrico se cubre con electricidad importada de la red eléctrica. La generación fotovoltaica es nula.

Tramo B:

El sistema fotovoltaico cubre una parte del consumo. El sistema eléctrico proporciona el resto de energía para satisfacer la demanda

Tramo C:

Las horas de máxima generación del sistema coinciden con la horas valle de la demanda. Una parte de la generación fotovoltaica cubre toda la demanda eléctrica del edificio. El execedente se vierte a la red eléctrica.

Uno de los aspectos a tener en cuenta en el momento de seleccionar un sistema de generación es la sostenibilidad del mismo. En la cumbre mundial del 2005, el concepto de sostenibilidad se definió como la intersección de tres pilares como son el económico, el social y el medioambiental. Esta definición es aplicable también en el entorno de la generación energética [9].

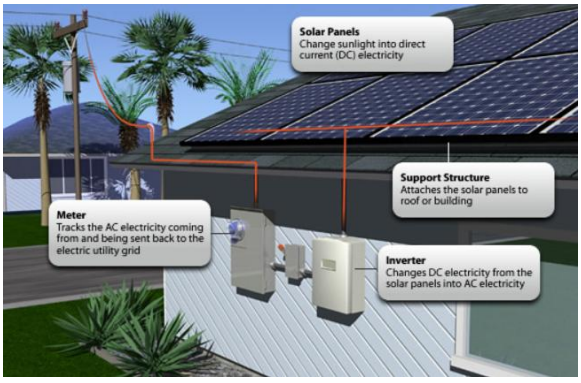
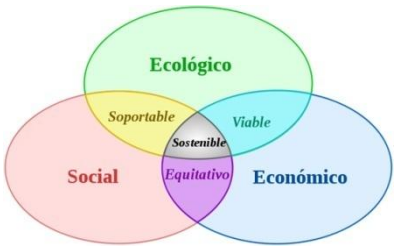


Figura 19. Instalación en modalidad Net Metering

Aplicando la definición de sostenibilidad a los sistemas Net Metering podemos decir que se trata de un sistema, sostenible y que a su vez es soportable, viable y equitativo.

Pilar de desarrollo económico: La introducción de estos sistemas mediante políticas de desarrollo que lo acompañen puede suponer un impulso para el sector con el consecuente desarrollo económico que esto supone. Además desde el punto de vista de inversión, son sistemas más baratos que las instalaciones aisladas (con baterías) y que no necesitan subvenciones para sustentarse (si bien son necesarias para su implantación inicial)

Pilar de desarrollo social: Mediante el Net Metering se avanza hacia un sistema de generación distribuida con lo que se diversifican los recursos y aumenta la autosuficiencia de la región. Además las energías renovables socialmente son aceptadas y concebidas como sinónimo de desarrollo tecnológico y social.



Pilar de desarrollo medioambiental: Considerando el ciclo de vida completo de la tecnología solar fotovoltaica (desde la extracción de la materia prima hasta el final de su vida útil) el impacto sobre la naturaleza es incomparablemente menor que las tecnologías basadas en combustibles fósiles.

Figura 20. Definición gráfica de sostenibilidad. Fuente [9]

4.2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA Y PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA

Uno de las principales características de la energía fotovoltaica es su naturaleza intermitente lo cual dificulta la gestión[1] para la planificación de cobertura de demanda. La curva de demanda española varía en función de la época de año. La figura 21 corresponde a la representación de la curva de demanda eléctrica frente a la curva de generación fotovoltaica en un día típico de verano (11/08/2011) [10]. En este caso se observa que durante gran parte del día la aportación del sistema de generación renovable sigue la tendencia del consumo exceptuando las horas pico de la noche en el que la producción fotovoltaica es nula.

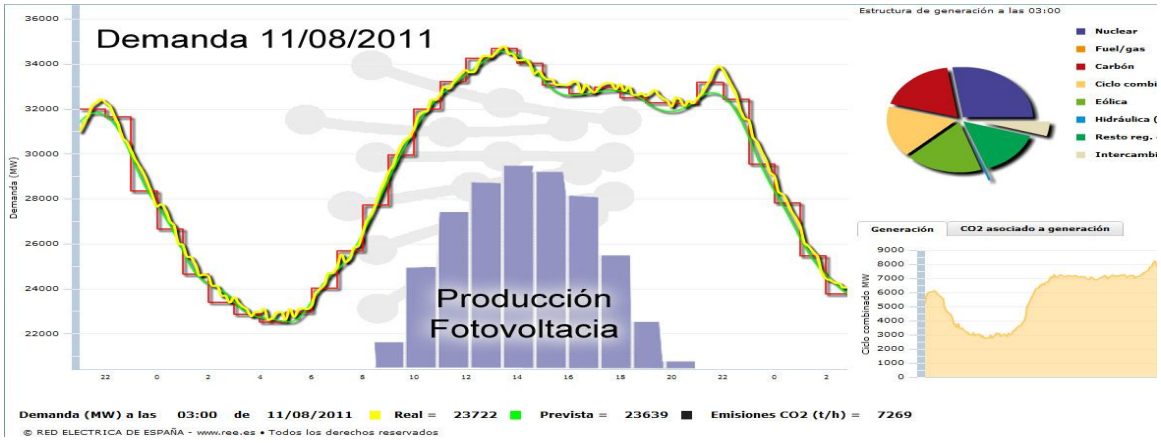


Figura 21. Demanda día tipo de verano vs Producción fotovoltaica. Fuente: REE [27], modificada

[1] Se considera energía no gestionable aquella que es predecible pero no programable, como la generación eólica o la fotovoltaica, con independencia de la definición de "no gestionable" dada en el RD 661 de 25/05/2007.

En cambio, durante el invierno la distribución de las horas punta y horas valle varía, figura 22, siendo la curva de generación sensiblemente diferente a la demanda por lo que gran parte de la producción eléctrica no puede aprovechada para un autoconsumo directo. A nivel residencial y en instalaciones de pequeña potencia el mecanismo de compensación de saldos de energía es una alternativa viable pudiendo aprovechar toda la energía producida utilizando la red eléctrica como fuente de apoyo y almacenamiento, siendo este el punto de partida de los sistemas Net Metering o de Balance Neto.

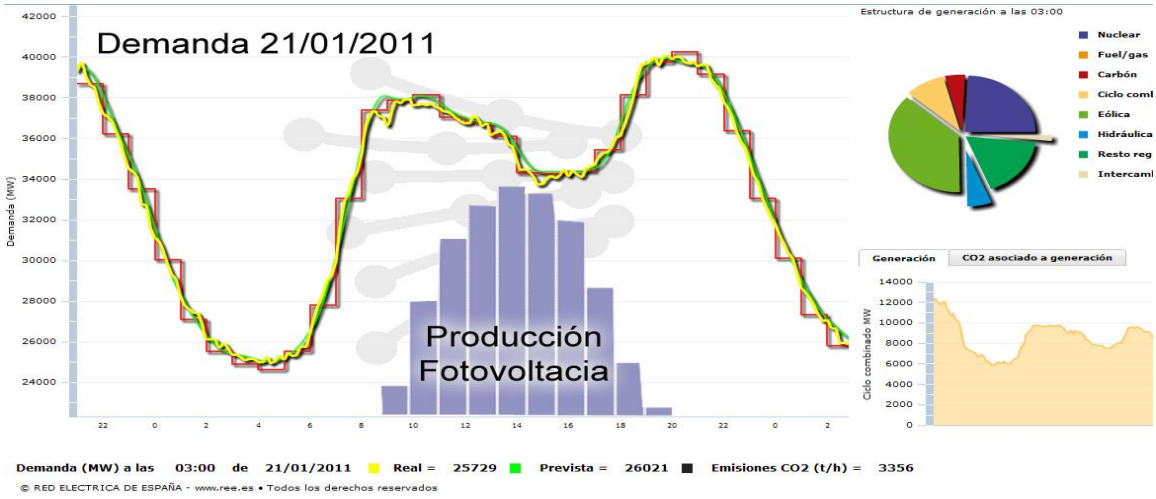


Figura 22. Demanda día tipo de invierno vs Producción fotovoltaica. Fuente: REE [27], modificada

4.3 SISTEMA ESTRUCTURAL NET METERING

Para fomentar activamente la modalidad Net Metering se han de definir una serie de acciones integradas en distintas políticas energéticas que han de sentar las bases de este tipo de sistemas. A continuación se presentan 4 de los considerados pilares de sustentación para el desarrollo del autoconsumo.

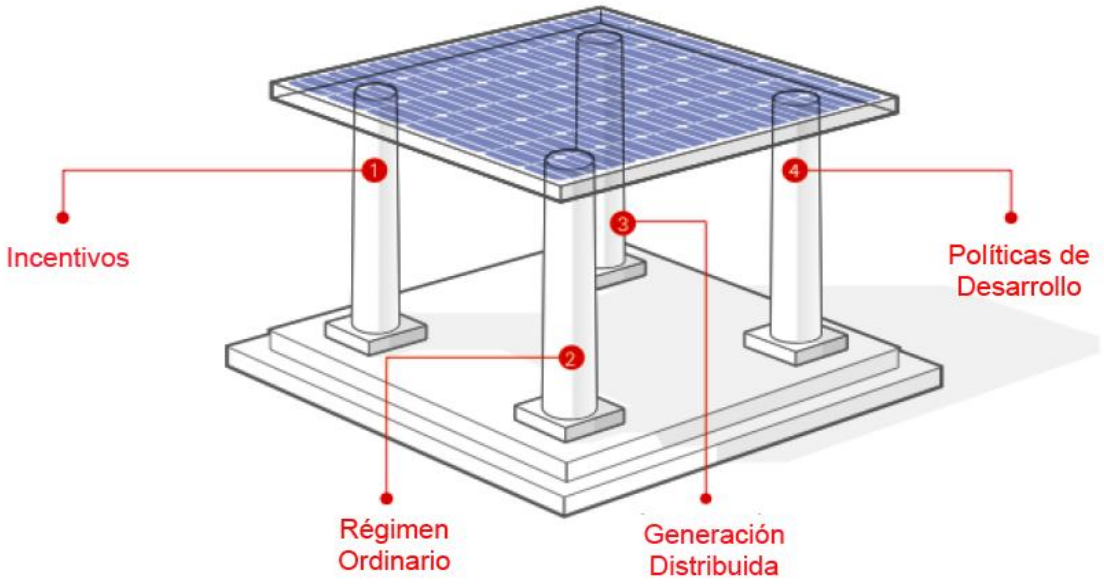


Figura 23. Pilares básicos Net Metering. Fuente: Universidad de Chile [10], modificada.

4.3.1 Régimen Ordinario

Estos sistemas no estarán considerados dentro del régimen especial[1] puesto que no inyectan energía a la red a una tarifa preestablecida (FIT[2]) sino que estarán destinadas al autoconsumo por lo que su función será ahorrar/vender energía procedente de la red eléctrica formando parte del régimen ordinario[3] de generación eléctrica.

4.3.2 Generación Distribuida

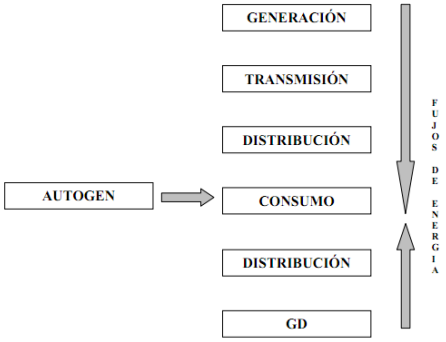


Figura 24. Esquema GD. Fuente: Endesa [11]

La entrada en el sistema eléctrico español del Net Metering promoverá una generación cada vez más distribuida, modificando el actual modelo centralizado de grandes instalaciones eléctricas con numerosas ventajas para el sistema y para el propio consumidor. Una generación distribuida (GD) basada en las fuentes energéticas locales, diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región.

La GD consiste en la utilización de pequeñas instalaciones para alimentar cargas que se encuentran localizadas cerca de los puntos de consumo. En EE.UU. y Europa la GD se ha convertido en una solución viable técnica y económicamente para el consumidor porque mejora la confiabilidad del suministro convirtiéndose en una alternativa importante dentro del concepto de electricidad segura. Una de las principales ventajas de la GD es la reducción de pérdidas eléctricas en líneas de transmisión y su posterior transformación (generación en baja tensión) puesto que las distancias entre el punto de generación y el de consumo son mínima [11].

4.3.3 Incentivos

El sistema de incentivos representa una herramienta complementaria en la penetración de estos sistemas. La compensación por autoconsumo, o FIC ('feed in compensation'), consiste en un incentivo que se debe pagar al propietario de la instalación y que cubre la diferencia entre la energía que se ahorra y la retribución que recibe en caso de acogerse al sistema tradicional de primas. Según el proyecto de Real Decreto presentado por el Ministerio de Industria, Comercio y turismo el FIC estará basado en un sistema de créditos de consumo por el que el usuario obtiene unos derechos por la energía eléctrica inyectada a la red pudiendo compensar el saldo automáticamente el saldo de la siguiente factura pero no recibiendo un ingreso económico pactado por el exceso. La siguiente figura corresponde a un sistema de créditos de consumo cuyo valor es igual al precio minorista de electricidad. Este el sistema de incentivos utilizando en California, Estados Unidos.

[1] Régimen Especial: Sistema de producción se halla regulado por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en el que se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre

[2] FIT: Feed in Tariff: Instrumento normativo que impulsa el desarrollo de las energías renovables, mediante el establecimiento de una tarifa especial por unidad de energía eléctrica inyectada a la red.

[3] Régimen Ordinario: Sistema en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad, determinando así el precio de la energía

Tipo de compensación por la electricidad auto-consumida instantáneamente	**Ahorro**	• **De no haber electricidad FV, el usuario tendría comprarla a la utility**
Valor de la compensación por la electricidad auto-consumida instantáneamente	**Precio minorista**	• **Es el precio que el usuario pagaría a la utility por la electricidad consumida de la red**
Tipo de compensación por la electricidad excedente inyectada a red	**Crédito de consumo**	• **El usuario obtiene "créditos de consumo" por la EE inyectada a red** • **En caso de que el saldo del NM al final del mes sea negativo, el crédito restante se traslada automáticamente al mes siguiente**
Valor de la compensación por la electricidad excedente inyectada a red	**Precio minorista**	• **Es lo mismo que para la electricidad auto-consumida instantáneamente**

Figura 25. Sistema de compensación sistema Net Metering. Fuente: Eclaeron [8]

Aspectos importantes del sistema de incentivos basado en créditos:

Caducidad temporal de los excedentes: Permitir al usuario acumular el crédito durante periodos prolongados (mínimo un año) es esencial para fomentar el uso de la modalidad Net Metering pudiendo optar a una compensación económica a final de año.

Consumo instantáneo: Autoconsumir de forma instantánea o inyectar electricidad a red puede ser o no indiferente para el usuario según las preferencia que marque la normativa.

En España, actualmente no se ha aprobado ninguna normativa para la regulación de la tarifa en sistemas Net Metering por lo que todo lo expuesto en este apartado se basa en propuestas de diferentes organismos.

A parte del FIC, se puede optar por otro tipo de ayudas cuyo objetivo sea amortizar la inversión realizada al instalar el sistema como son los incentivos tributarios personales y a la propiedad.

4.3.4 Políticas de desarrollo

El desarrollo de políticas para adaptar y respaldar este tipo de sistemas es esencial para alcanzar la plena competitividad de los mismos. Eliminar las barreras administrativas es según, PV Legal[1], una de las recomendaciones clave para sortear las barreras burocráticas que tenemos actualmente en España. En esta misma línea, el 18 de Noviembre del 2011, fue presentado el RD 1699/2011, mediante el cual el gobierno el Gobierno aprobó una serie de medidas para reducir los avales exigidos, acortar los plazos administrativos y eliminar trámites para que los hogares dispongan de sistemas fotovoltaicos.

Actualmente se desconoce si las instalaciones para el autoconsumo estarán sometidas a los cupos del ministerio de industria aunque parece ser que no puesto que el objetivo de los cupos es el control de las primas otorgadas para la venta a red y en este caso no las hay ya que según el PER 2011-2020 el autoconsumo no estará sometido a tarifa regulada.

[1] PV LEGAL: Proyecto europeo que permite facilitar los procedimientos administrativos para la puesta en marcha de proyectos de energía fotovoltaica

Además es necesario el apoyo de las instituciones públicas para llevar a cabo campañas de concienciación, formación hacia futuros usuarios potenciales de esta modalidad de generación. En esta misma línea, se ha evaluar la posibilidad de implantar en España políticas de apoyo económico como han adoptado otros países europeos.

4.4 ASPECTOS LEGALES

La legislación española debe permitir el despliegue de la generación distribuida y el autoconsumo con fuentes renovables para desarrollar los sistemas Net Metering. En este aspecto, si bien actualmente no existe ninguna normativa para la regulación de estas instalaciones, hasta ahora varios organismos, entre ellos el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, han hecho públicas sus propuestas:

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Se presenta un borrador de Real Decreto para regular condiciones administrativas y técnicas para la conexión de las instalaciones de pequeña potencia (24 de Mayo de 2011) [25].

En su artículo 21 se hace mención, por primera vez en un real decreto sobre el procedimiento de venta y facturación del saldo de energía producida-consumida. En este se dice que para las instalaciones de producción de energía eléctrica que se conecten en un mismo punto de la red de distribución que un consumidor eléctrico, o en una red interior de un consumidor, se podrá establecer un procedimiento que permita la venta y facturación de la diferencia entre la energía eléctrica neta producida por la instalación de generación y la energía eléctrica consumida por el consumidor eléctrico, en un periodo determinado. Dicho mecanismo tendrá por objeto el fomento del autoconsumo de la energía eléctrica producida en el mismo lugar de su generación.

El decreto no regula el autoconsumo, sino las condiciones técnicas para instalar un generador en la red interior de un consumidor (paso previo y necesario para el autoconsumo). Además, establece un plazo de tres meses para diseñar las condiciones administrativas y económicas del consumo propio, con lo que será viable.

Se aprueba el Real Decreto que regula las condiciones administrativas y técnicas para la conexión de las instalaciones de pequeña potencia (18 de Noviembre de 2011) [24].

Tanto en el comunicado de prensa publicado por el propio ministerio como por las principales asociaciones fotovoltaicas españolas, se entiende esta nueva normativa como un primer paso hacia el autoconsumo puesto que allana el camino a la generación distribuida al simplificar la tramitación para la entrada en el sistema de pequeñas instalaciones de generación eléctrica, preparando las condiciones para dar paso a los sistemas Net Metering o de balance neto.

Este establece el procedimiento a seguir para la tramitación por parte del titular de la instalación o, en su caso, el que pretenda adquirir esta condición, de la solicitud de acceso y conexión a la red. Asimismo, se regula un procedimiento abreviado para las instalaciones de potencia no superior a 10 kW.

Borrador de Real Decreto que establece la regulación de la modalidad de suministro de energía con el Net Metering (25 de Noviembre de 2011) [26].

Se define la modalidad de suministro de balance neto o Net Metering como aquel sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida, que permite a los consumidores la producción individual de energía para su propio consumo compatibilizando las curvas de producción y demanda eléctrica.

Ámbito de aplicación: Instalaciones de hasta 100 kW nominales
Contrato de acceso: Se deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora, no mediante registros de preasignación.
Gestión de la energía excedentaria:

- Cesión: Energía excedente que no pueda ser consumida
- Plazo máximo de compensación: 12 meses

Facturación: En cada factura emita mensualmente por la comercializadora se recogerá el detalle de la energía consumida, generada, y la información asociada a los derechos de consumo diferido.
Retribución: Los excedentes no serán retribuidos de manera directa sino que será compensado descontándose directamente de la factura del consumidor.

Propuesta según PV LEGAL [13]

Las características principales de dicha propuesta regulatoria son las siguientes:

- Se requiere una simplificación en la tramitación administrativa, especialmente en el segmento residencial.
- Asociación entre la conexión de la instalación y del consumidor, no requiriéndose una asociación a nivel de propiedad.
- Sistema de medición neta por periodos con venta y facturación de los excedentes.
- Dado el objeto de generación en el lugar de autoconsumo se podrían establecer límites de la instalación según la potencia contratada

Aspectos a considerar para el desarrollo regulatorio del autoconsumo:

- Realizar un análisis comparativo de los principales países/estados con energía FV desarrollada o cercanos a la Paridad de Red (Alemania, Bélgica, California, Hawai, Italia, Japón, etc).
- Con el objetivo de optimizar el crecimiento del sector FV y contribuir a la consecución de los objetivos comunitarios para 2020 (generación renovable y eficiencia energética), y a partir del análisis comparativo antes comentado, se propone para España un nuevo sistema de incentivos a la producción de energía eléctrica a partir de tecnología FV.

Se plantea una definición de segmentos por tipología y tamaño de instalación, con el objetivo de maximizar la eficiencia del marco regulatorio. Para el segmento edificación, una vez alcanzada la Paridad de Red del correspondiente subsector (residencial, comercial o industrial), podría resultar apropiado promover el autoconsumo mediante el sistema de medición neta. Como preparación para ese momento, se recomienda en 2012 implementar un marco regulatorio que contemple una tarifa

regulada y una compensación por autoconsumo. Así, el modelo propuesto de retribución para el segmento edificación consta de dos tipos de incentivos:

- Tarifa FiT Net-Metering durante 25 años (inflacionada) por la energía excedentaria inyectada en la red.
- Compensación por autoconsumo FiC, la cual desaparecería una vez alcanzada la Paridad de Red

Propuesta IDAE (Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energía) [32]

Se propone el desarrollo del Net Metering en España sin compensación económica por el excedente de energía producida no compensado.

Según IDAE, el objetivo del autoconsumo es exportar a la red el excedente de energía producido por aquellas tecnologías renovables no gestionables para posteriormente ser recuperado. Para el IDAE la persona que vierte a la red en autoconsumo no es un productor si no un consumidor. Es decir, se trata de un consumidor que produce parte de la energía que consume, de tal modo que nunca va a obtener un beneficio económico como venta a red. Los excedentes de energía no se pagarían si no que se compensarían descontándose directamente de la factura del abonado.

Respecto al plazo, el IDAE señala que debe preverse un plazo en el que ese excedente se agote, para que no se pueda seguir acumulando.

En este sentido el consumidor tiene que calcular el no producir más de lo que consume. Si se produce más de lo que consume, finalizado el citado plazo se perdería.

Propuesta CNE (Comisión Nacional de Energía) [28]

Para la CNE el objetivo es fomentar el desarrollo de los conceptos de generación de distribuida y autoconsumo permitiendo, por un lado, un ahorro de pérdidas al estar estas instalaciones próximas o asociadas al consumo y, por otro, una localización eléctrica más eficiente y una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

Se pide la regulación del suministro a los consumidores, a las solicitudes de acceso y conexión de instalaciones de generación hasta 100 kW en baja tensión y 250 kW en alta tensión.

Suprimir la obligación de depositar un aval a estas instalaciones, y el procedimiento de acceso y conexión debería corresponder al abreviado recogido en la propia propuesta.

Con estas simplificaciones, según la CNE, se avanzaría de forma decidida hacia el desarrollo de la generación distribuida que se pretende implantar.

Además, la CNE ha aprobado la elaboración de una guía sobre el procedimiento administrativo de acceso y conexión para este tipo de instalaciones, en aras a fomentar el autoconsumo y la generación distribuida.

Según UNEF (Unión Española Fotovoltaica) [35]

UNEF propone que el autoconsumo se introduzca en la regulación a partir de 2012, año en el que el vigente real decreto 1578/2008 contemplará la posibilidad de revisiones en la retribución. En la revisión de 2012, además de adecuarse la tipología de instalaciones al autoconsumo, se debería incluir una revisión extraordinaria de primas que, según las recomendaciones de la asociación, debería incluir recortes entre el 29,6% para las instalaciones en edificaciones mayores de 100 kW y el 16,9% para instalaciones en suelo. Además se propone ajustar el dimensionamiento de la instalación sólo para el consumo (excepto en el supuesto de que se insertase un límite máximo de potencia de las instalaciones sometidas a autoconsumo).

4.5 ASPECTOS TÉCNICOS

Las instal·lacions fotovoltaica en modalidad de autoconsumo son técnicamente muy parecidas a las instalaciones conectadas con la única excepción del tipo de inversor fotovoltaico utilizado:

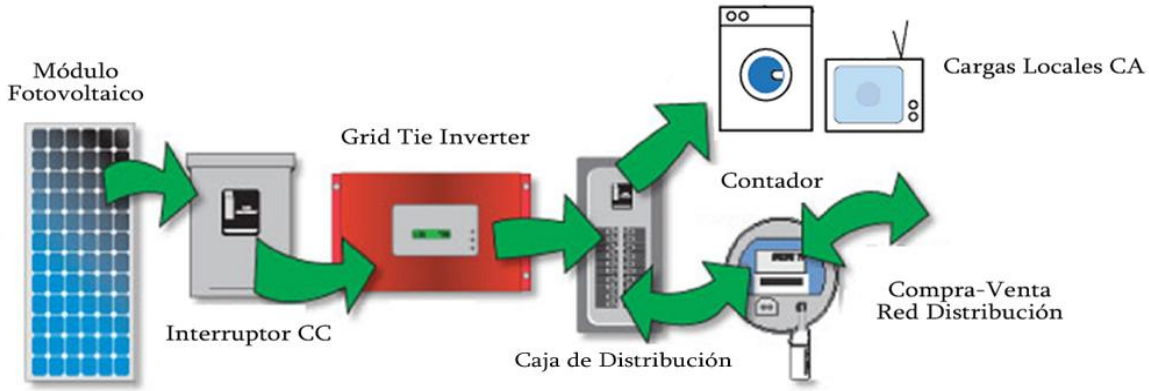


Figura 26. Componentes instalación Net Metering.

4.5.1 Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los dispositivos encargados de producir electricidad a partir de la radiación solar que incide sobre ellos. Un módulo fotovoltaico es un conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre ellas como circuito en serie logrando un valor de tensión de salida deseado y a la vez conectadas en paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

Cada una de estas células está formada por dos capas dopadas denominadas p y n.

- La capa superior de la celda se compone de silicio dopado de tipo n (negativa). En esta capa, hay un número de electrones libres mayor que una capa de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje n, como carga negativa (electrones). El material permanece eléctricamente neutro: es la red cristalina quien tiene globalmente una carga negativa.

- La capa inferior de la celda se compone de silicio dopado de tipo p (positiva). Esta capa tiene por lo tanto una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro, los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, está cargada positivamente. La conducción eléctrica está asegurada por los huecos, positivos (p).

Funcionamiento:

- Algunos de los fotones, que provienen de la radiación solar, impactan sobre la primera superficie del panel, penetrando en este y siendo absorbidos por materiales semiconductores, tales como el silicio o el arseniuro de galio.

- Los electrones, subpartículas atómicas que forman parte del exterior de los átomos, y que se alojan en orbitalesde energía cuantizada, son golpeados por los fotones (interaccionan) liberándose de los átomos a los que estaban originalmente confinados.

4.5.2 Inversores Fotovoltaicos

Es el dispositivo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Grid Tie Inverter (grid interactive inverter)

En las instalaciones en modalidad Net Metering es necesario contar con un equipo inversor capaz de gestionar los excesos y defectos de energía. Los denominados grid Interactive inverters o más comúnmente conocidos como grid tie inverters son un tipo singular de inversor que incorpora una unidad de control continuo siendo capaz de gestionar los flujos eléctricos en función de la producción fotovoltaica y la demanda de consumo de cargas en AC siempre otorgado la preferencia al sistema fotovoltaico frente a la red eléctrica.

Funcionamiento [13]:

Este tipo de inversores pueden funcionar tanto en grid utility mode como en internal grid mode dependiendo de la producción y la demanda en un instante dado.

- Internal grid mode (producción FV > demanda): El inversor incorpora un sistema de control continuo el cual comprueba los valores de voltaje provenientes del campo generador casando este mismo con la demanda y vertiendo el excedente a la red eléctrica. Asimismo, otra de la funciones de la unidad de control del inversor es la sincronización automática de la corriente de salida en CA a la tensión y la frecuencia de la red.

- Grid utility mode (producción FV < demanda): En este instante el inversores detecta la ausencia de corriente de la red interna con lo que mediante un conmutador de transferencia automática conecta con la red externa en un intervalo de entre 20 y 50 milisegundos obteniéndose un entrante de energía de la red de distribución que actúa como respaldo del sistema evitando cortes eléctricos.

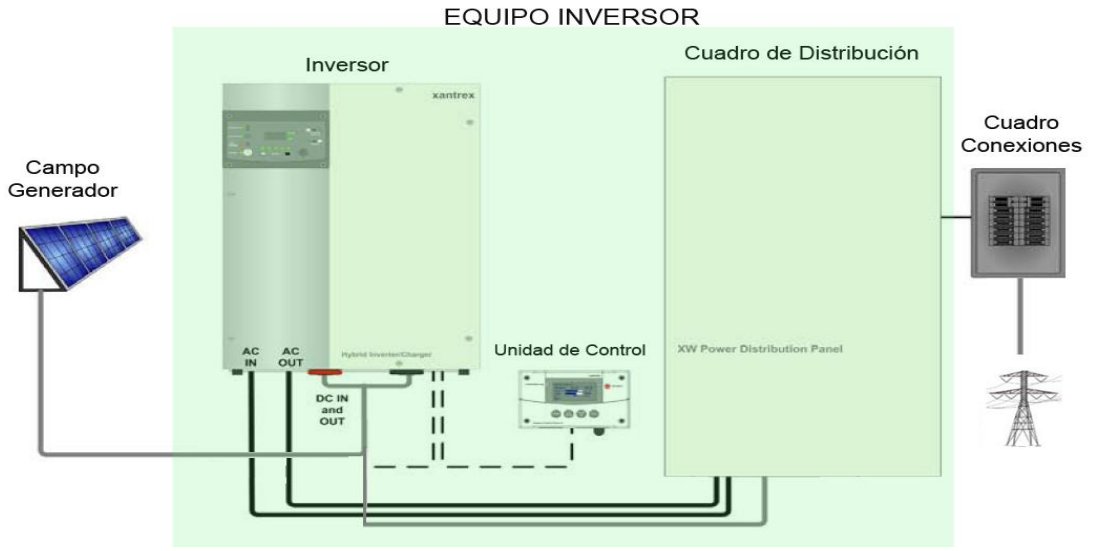


Figura 27.Esquema de conexión Inversor Interactivo. Fuente: Xantrex [37], modificada

4.5.3 Equipo de Medida

El equipo de medida es uno de los elementos básicos a fin de contabilizar la entrada y salida de energía y con ello determinar la compensación de la que el usuario-generador podrá beneficiarse.

Medidor Bidireccional, tipo disco: La función de este tipo de contador es medir y registrar el flujo de electricidad en ambas direcciones, por un lado la exportada por el consumidor-generador a l la red de distribución en kWh y la consumida por el cliente de la red eléctrica. Este tipo de medidores puede girar en ambos sentidos por lo que no hay necesidad de tecnología extra, sin embargo será la empresa de distribución la que dictamine si este tipo medidor sirve para realizar Medición Neta. Estos contadores sirven solo para medir el exceso de energía generada a fin de mes y no para medir la energía total inyectada a la red, ya que funciona como un "restador" a la energía consumida por el consumo [14].

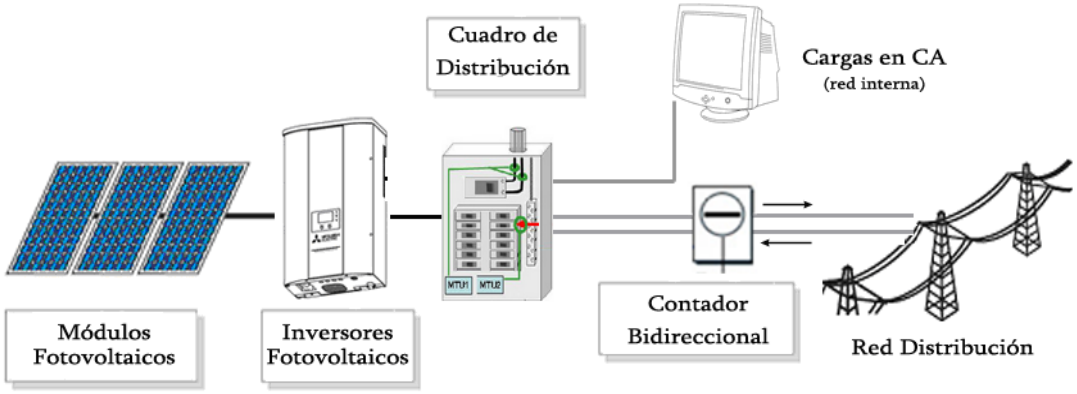


Figura 27.Esquema de conexión medidor bireccional. Elaboración propia

Medidor Unidireccional: En este caso la instalación debe estar compuesta por dos medidores unidireccionales, uno para medir la energía consumida por el cliente y el otro para medir la energía generada por éste. El objetivo de este es que la energía que se inyecta a la red se remunere bajo una tarifa distinta a la que se consume.

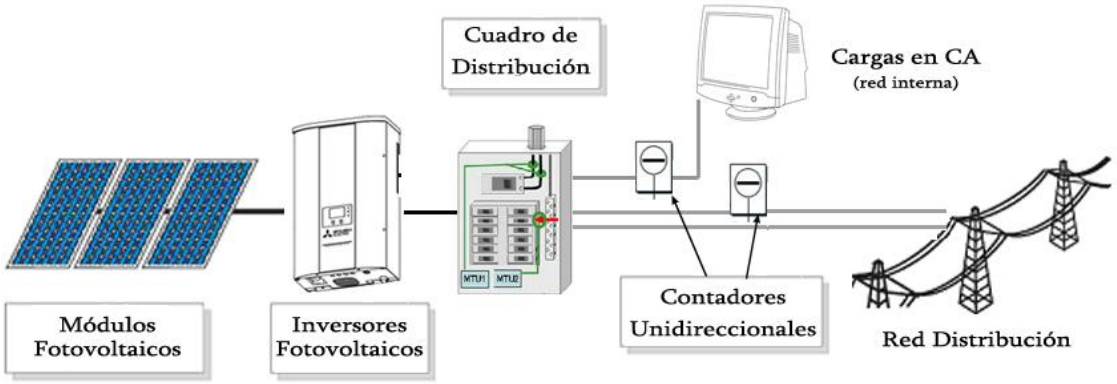


Figura 27.Esquema de conexión medidor unidireccional. Elaboración propia

Medidor Digital: Los medidores digitales cuentan con una serie de aplicaciones monitorizadas que otorgan al usuario más control. Mediante estos se puede realizar lo mismo que dos unidireccionales, además de ofrecer comunicaciones (ej. telemetría) con la empresa de distribución, funciones de prepago, medición según hora de consumo/generación (diferenciadas entre horas punta y horas valle), etc [14].

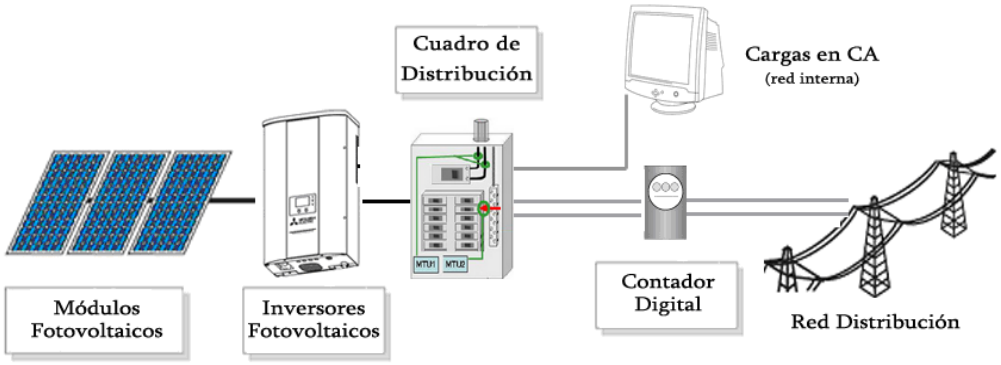


Figura 27.Esquema de conexión medidor digital. Elaboración propia

4.6 APLICACIÓN EN OTROS PAISES

La eficiencia del mecanismo del Net Metering en el desarrollo de infraestructura para la generación renovable ha sido ya probada en Europa, Canadá y Estados Unidos. Además, países sudamericanos como Costa Rica, Argentina y Brasil están desarrollando la normativa para permitir esta modalidad de generación [15] [16].

ESTADOS UNIDOS: 40 estados utilizan alguna variante del Net Metering, sistema que se rige por la Energy Policy Act 2005[1], que rige las necesidades de inversión en la infraestructura energética del país, ayuda a potenciar la confianza en el sistema energético y promueve una diversa combinación de combustibles para generar electricidad. Esta ley señala que todas las operadoras públicas deben ofrecer el servicio de medición neta a requerimiento de sus clientes. New Jersey y Colorado son considerados como los estados que tienen mejores políticas de medición neta en EEUU.

[1] Energy Policy Act 2005: Conjunto de medidas para combatir los crecientes problemas de energía mediante incentivos fiscales y garantías de préstamos para la producción de energía de varios tipos.

CANADA: Actualmente las regiones de British Columbia, Ontario, Quebec, Nova Scotia y Manitoba cuentan con regulaciones aprobadas para el autoconsumo. También las compañías de distribución local han desarrollado e implementado programas que mejoran el proceso de aplicación, especificando los requerimientos contractuales y las tarifas aprobadas por los reguladores.

DINAMARCA: Cuentan con el llamado Programa Net Metering aplicado a tecnologías de generación fotovoltaica de pequeña escala. La electricidad generada por entes privados es comprada al mismo precio que el que la compañía distribuidora cobra cuando vende su electricidad estándar. Este programa ha permitido de forma efectiva la retribución y descuento energético contabilizado por el contador cuando la cantidad de energía que ha entregado a la red ha superado la cantidad de energía que ha consumido.

ITALIA: El sistema se denomina "scambio sul posto". Se analiza la producción y el consumo y se les otorga un valor económico a ambos. Así, dependiendo de cada valor se recibe un crédito o por el contrario se debe abonar la diferencia. El cálculo de los valores se hace con discriminaciones horarias y no por el valor directo del kWh. Además el programa "Roofs" promueve sistemas fotovoltaicos conectados a la red e integrados en edificios. La regulación cubre intercambios locales, de compra y venta de electricidad a partir de plantas fotovoltaicas de capacidad instalada inferior a 20 kW.

ALEMANIA: se basa en un sistema de tarifas subsidiadas que se pagan a la casa particular por la energía que inyecta al sistema para generar un diferencial por kWh a favor del propietario. Sistema de compensación por autoconsumo a tarifa inferior. Existe una limitación de potencia sujeta a autoconsumo.

SUD AMERICA: El 5 de marzo de este año ingresó el proyecto de ley a la Cámara de Diputados que permitiría funcionar el Net Metering en Chile.

5. SIMULACIÓN

5.1 DESCRIPCIÓN CASO DE ESTUDIO

Este apartado tiene por objeto simular el funcionamiento de una instalación Net Metering así como definir las características técnicas de la instalación solar fotovoltaica en baja tensión. Actualmente el edificio del que se pretende hacer el estudio dispone de una instalación "showroom" de 18 kW instalados cuya finalidad es mostrar el funcionamiento de los productos Mitsubishi Electric en condiciones reales de funcionamiento. Así pues, con el estudio de ampliación de la instalación se pretende generar energía que posteriormente será autoconsumida por las cargas locales en CA, vertiendo o en su defecto importando energía eléctrica de la red según las necesidades. La instalación estará ubicada sobre la cubierta de la sede central de Mitsubishi Electric en España.

El conjunto de la instalación fotovoltaica tendrá una potencia nominal de 90 kW generada por 15 inversores monofásicos de potencia nominal unitaria de 6kW. El campo generador estará compuesto por un total de 390 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 255 Wp de potencia cada uno de ellos contando con una potencia pico instalada de 99,450 kWp.

Tal y como se ha explicado en el punto 4.5 del presente proyecto, las instalaciones en régimen de autoconsumo están compuesta básicamente por un campo generador de módulos fotovoltaicos, uno o varios inversores del tipo grid tie y el correspondiente equipo de medida. En el caso de estudio, los inversores utilizados serán inversores para conexión a red de Mitsubishi Electric (no del tipo grid tie) por lo que se necesitará de un dispositivo adicional, conmutador de transferencia automática, para gestionar los flujos eléctricos.

5.1.1 Situación geográfica

Ubicación	**Edificio Mitsubishi Electric, oficinas centrales**
Dirección	Ctra Rubí 76-80, 08173 Sant Cugat (Barcelona)
Coor. UTM	X: 423359.24 Y: 4591547.13 HUSO: 31

Figura 27.Vista Satélite Edificio

Figura 28. Vista Edificio

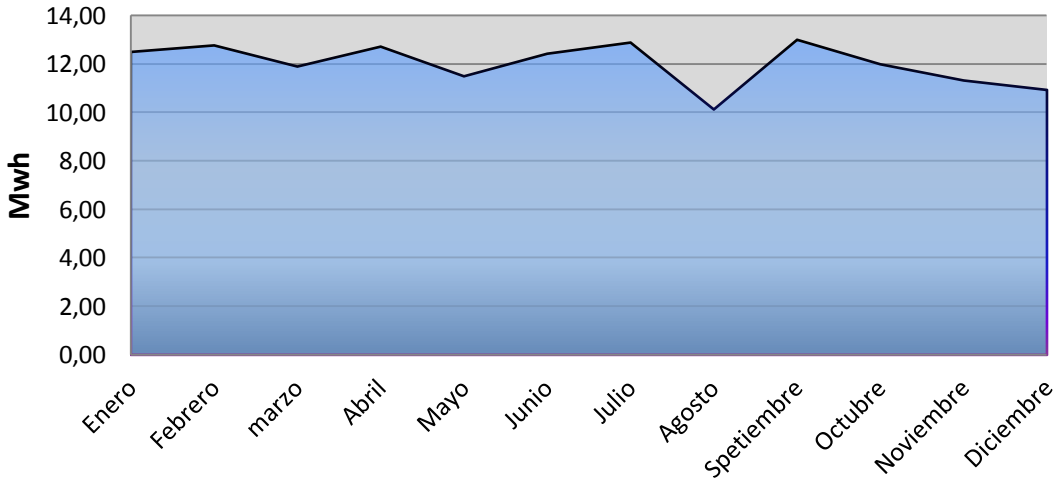
Partiendo de los datos de latitud, longitud y altitud del emplazamiento obtenemos los datos de radiación y temperatura extraídos de la base de datos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information system) de la Comisión Europea actualizados [36]

Mes	Irradiación diaria plano Horizontal (Wh/m2)	Irradiación diaria inclinación 30º (Wh/m2)	Temperatura Media (24h)
Enero	1900	3090	8.9
Febrero	2580	3650	9.5
Marzo	3940	4900	11.8
Abril	4900	5320	13.9
Mayo	5830	5790	17.5
Junio	6530	6240	21.7
Julio	6590	6420	24.1
Agosto	5790	6090	24.3
Septiembre	4550	5430	20.9
Octubre	3160	4300	17.7
Noviembre	2060	3180	12.3
Diciembre	1680	2860	9.2

Tabla 1. Irradiación y temperatura Sant Cugat del Vallés. FUENTE: PVGIS [36]

5.2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

Basandose en facturación eléctrica[1] de los últimos 12 meses se realiza un analisis de los consumos y se realiza una estimación de los mismos. La predicción de la demanda energética intenta ser lo más exacta posible para este periodo con el objetivo de poder autoconsumir el máximo de energía producida por la instalación fotovoltaica.



	Ene	Febr	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Consumo (kWh)	12493	12763	11891	12712	11489	12420	12880	10120	12995	11983	11316	10925

Tabla 2. Consumo eléctrico edificio. Elaboración propia

[1] Los valores absolutos de la facturación han sido modificados para preservar los datos de consumo del edificio, no así la tendencia.

Los perfiles de consumo varían estacionalmente así como dependiendo del tipo de día, ya sea laboral o festivo. La facturación eléctrica del edificio viene dada en diferentes tramos horarios por lo que se puede hacer una predicción estimada de la distribución del consumo a lo largo de un día laboral/festivo tipo en invierno y en verano.

	CONSUMO ELECTRICO (kWh)			
Horas	**Invierno Laboral**	**Verano Laboral**	**Invierno Festivo**	**Verano Festivo**
0-1	13,53	10,44	11,76	10,11
1-2	13,86	11,01	13,51	11,62
2-3	13,64	10,83	14,02	14,33
3-4	13,86	11,01	13,12	14,94
4-5	13,20	10,49	13,68	13,26
5-6	18,15	14,42	13,53	11,64
6-7	28,16	21,60	14,93	12,84
7-8	33,66	19,35	12,03	10,34
8-9	34,65	18,45	13,53	11,64
9-10	33,44	19,08	13,27	11,41
10-11	29,92	20,07	16,27	13,99
11-12	29,04	23,85	18,27	14,27
12-13	30,69	27,45	14,78	12,71
13-14	32,12	33,75	16,08	13,82
14-15	27,50	31,50	15,32	13,17
15-16	33,11	32,58	13,27	13,25
16-17	31,57	31,86	12,73	14,27
17-18	27,94	27,45	13,29	13,29
18-19	22,88	22,86	12,11	14,77
19-20	21,12	16,78	14,26	15,13
20-21	15,95	12,67	13,66	13,66
21-22	13,53	10,75	13,27	11,41
22-23	14,08	11,18	12,43	10,69
23-24	13,53	10,75	11,77	10,12

Tabla 3. Consumo eléctrico segmentado. Elaboración propia

Las figuras mostradas a continuación corresponden a las curvas de consumo para un día de invierno-laboral, invierno-festivo, verano-laboral y verano-festivo. Los valores de estas curvas se basan en el consumo anual, teniendo en cuenta que la demanda en los días festivos cae en más de un 50% respecto a los días laborables.

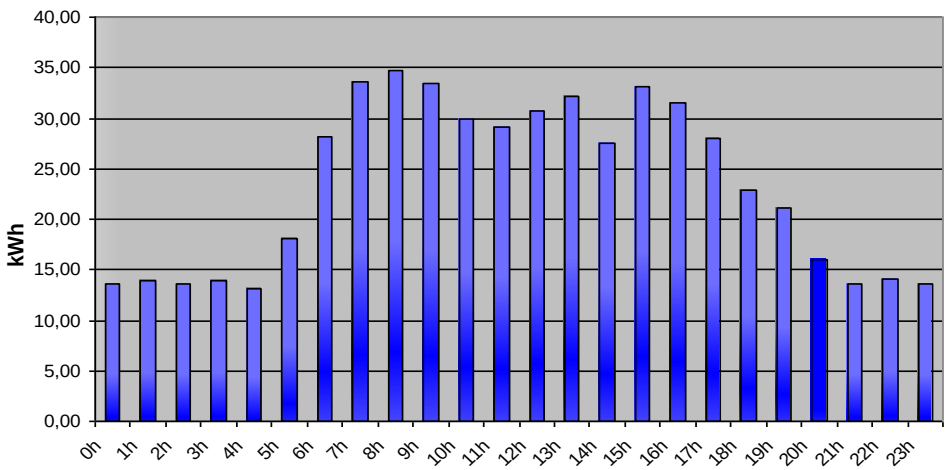


Figura 29. Demanda Eléctrica día laboral Invierno. Elaboración propia

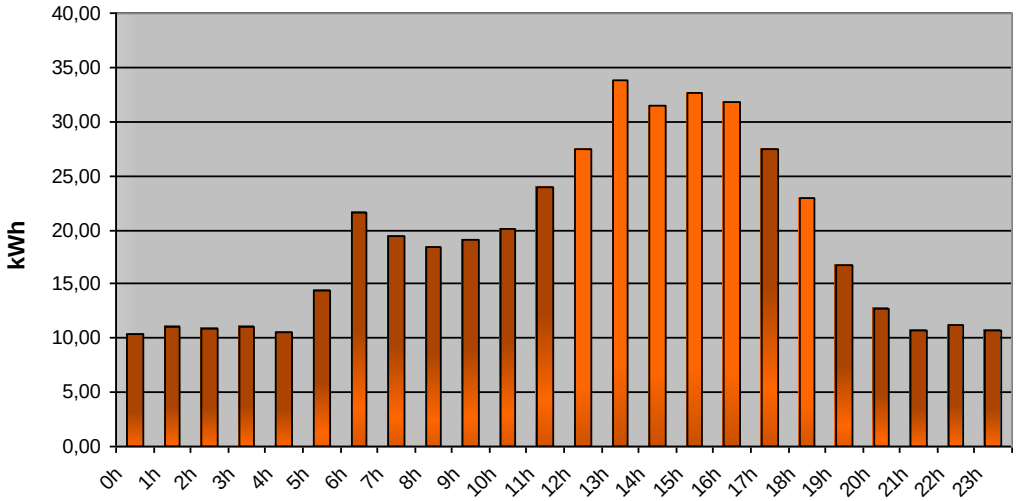


Figura 30. Demanda Eléctrica día laboral Verano. Elaboración propia

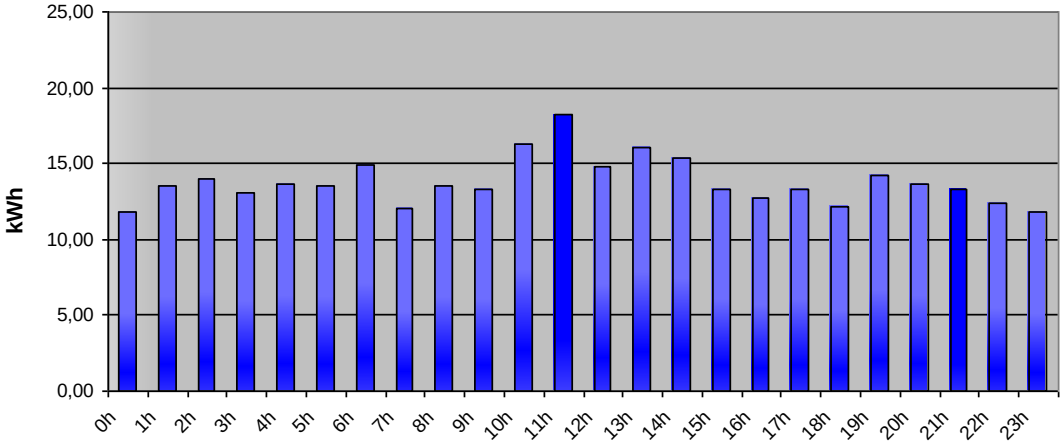


Figura 31. Demanda Eléctrica día festivo Invierno. Elaboración propia

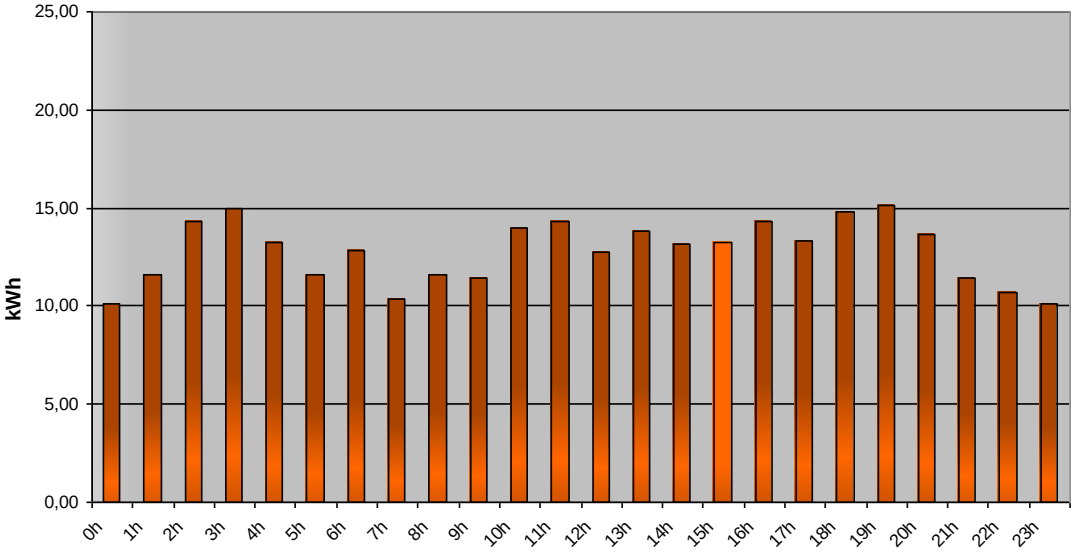


Figura 32. Demanda Eléctrica día festivo Verano. Elaboración propia

5.3 MATERIAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La instalación está compuesta por:

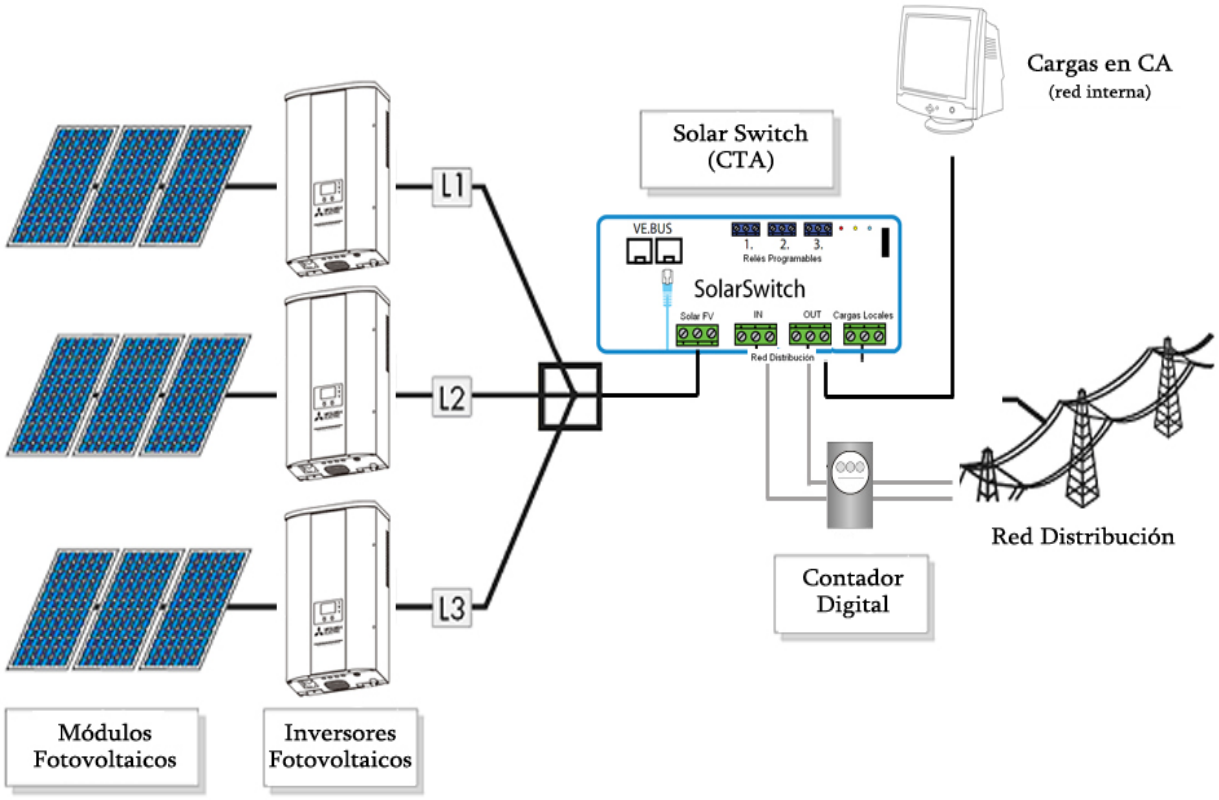


Figura 33. Esquema de conexión de la instalación. Elaboración propia

5.3.1 Campo Generador: Módulos fotovoltaicos

Una vez obtenidos los datos de radiación, se define la orientación e inclinación de los módulos del campo fotovoltaicos para optimizar al máximo la producción de energía en base a los siguientes parámetros.

Ángulo de inclinación de los módulos: Se define como el ángulo que forma a superficie de los módulos con el plano horizontal.

Ángulo azimut: Se define como el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del sitio.

Para la latitud del caso de estudio, la orientación óptima es de 0º. En cuanto a la inclinación, observando en la tabla se observa la mayor uniformidad de los valores de incidencia a lo largo del año corresponde a inclinaciones de 30º.

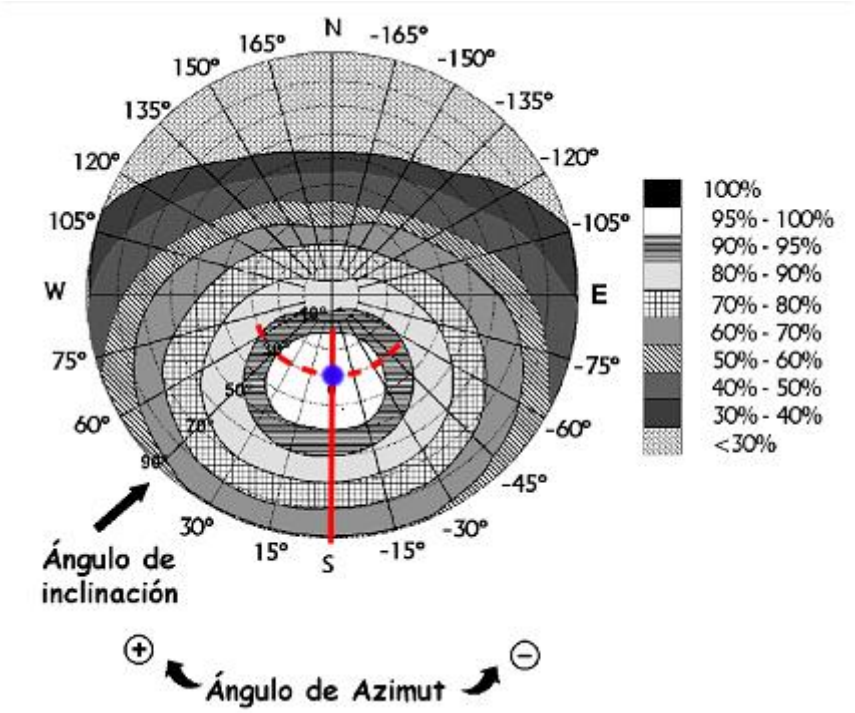


Figura 34. Pérdidas por inclinación y orientación de módulos.

La instalación fotovoltaica proyectada tendrá una potencia pico de campo fotovoltaico de 99,450 kWp que se consigue con 390 módulos fotovoltaicos Mitsubishi Electric PV-MLT255HC de potencia 255 Wp.

Módulo	**Mitsubishi Electric**		
Modelo	PV-MLT255HC	390 uds	255 Wp
Temperatura de los módulos		Máx.	70ºC
		Mín.	-20ºC
Orientación			Sur (0º)
Ángulo			30,0º

Tabla 4. Datos principales campo generador. Elaboración propia

Figura 35. Módulo fotovotlaico serie MLT

La gama de módulos fotovoltaicos propuestos se caracteriza por una mayor productividad energética fruto de la incorporación de mejoras en los procesos de diseño y producción de Mitsubishi Electric. Sobre esta gama, destacar su alto rendimiento logrando valores de eficiencia de hasta el 16% gracias a la nueva tecnología Half-Cut. Este nuevo diseño permite reducir de forma muy significativa las pérdidas energéticas mediante la disminución de la superficie de cada célula, formando una matriz de 12x10 células. Además, con la implementación del proceso de dopado selectivo se optimiza la conductividad eléctrica en cada una de las regiones de la célula. En un proceso de dopado estándar las obleas de silicio son dopadas con fósforo para crear la unión P/N. El nivel de concentración

de dopado es un compromiso entre la conductividad de las células y la recombinación de portadores de carga. Niveles de concentración altos otorgan una mayor conductividad pero a su vez más pérdidas de portadores de carga y viceversa. Como solución, el fabricante ha integrado un nuevo proceso de emisión selectivo en el cual el área de contacto con los electrodos es altamente dopada aumentando la conductividad de esta zona y minimizando las pérdidas de portadores de carga fuera de esta.

Estos módulos incorporan dos cajas de conexiones con cuatro capas de protección que permiten disipar más rápidamente el calor. El diseño del marco permite soportar perfectamente los 5400Pa de presión gracias a la barra de protección trasera.

Características Técnicas

Especificaciones del módulo	
Mitsubishi Electric	PV-MLT255HC
Células	mono, 120
Potencia nominal de salida(Pmáx)	255,00 W
Voltaje del circuito abierto (Voc)	37,80 V
Corriente de Corto Circuito (Isc)	8,89 A
Voltaje del punto de potencia máxima (VPPM)	31,20 V
Corriente del punto de potencia máxima (Imp)	8,18 A
Tensión máxima del sistema (Vmáx)	1000,00 V
Coeficiente de temperatura de Pmáx.	-0,450 %/°C
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,350 %/°C
Coeficiente de temperatura Isc.	0,056 %/°C

Tabla 5. Características técnicas módulo fotovoltaico Fuente: Mitsubishi Electric [38]

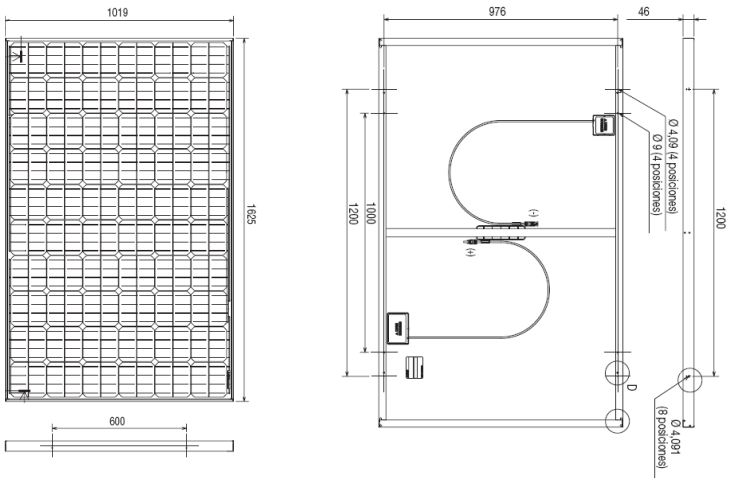


Figura 36. Esquema módulo Fotovoltaico PV-MLT255HC

En cuanto a la disposición del

campo generador, la distancia entre inicio de filas será de 4 metros garantizando un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno

Con el objetivo de realizar un análisis detallado de la evolución de sombras en la superficie, se ha creado un modelo del edificio en 3D mediante el software SketchUP garantizando el cumplimiento descrito anteriormente para el solsticio de invierno (21 de Diciembre).

- Sombras a 21 de Diciembre 10:00 Horas

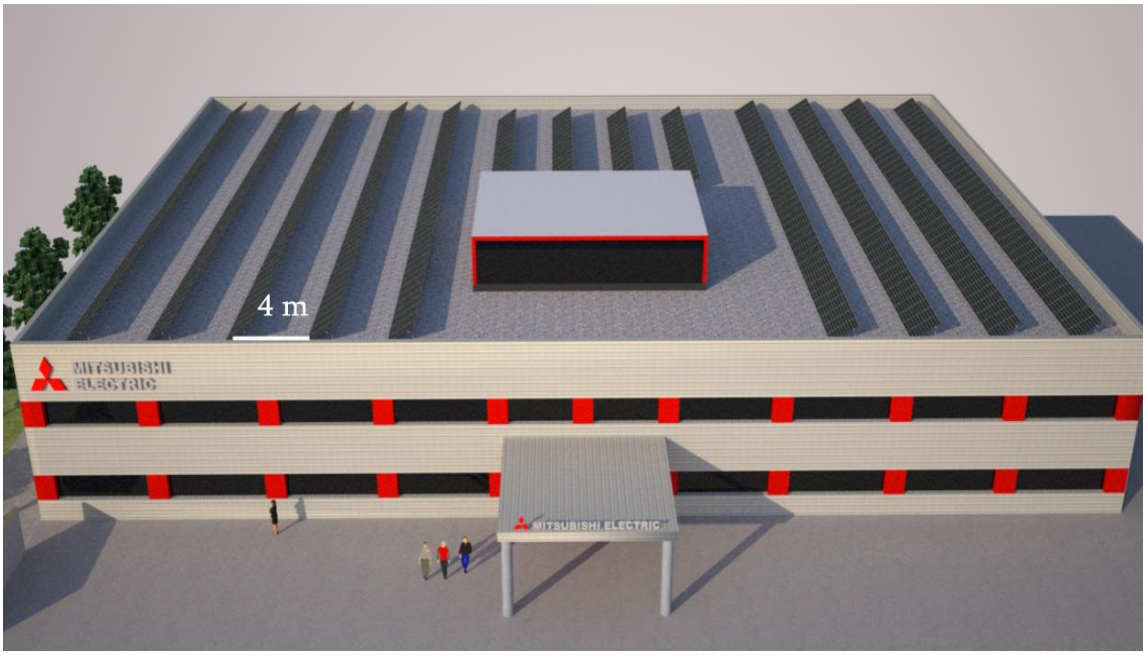


Figura 37. Análisis de sombras 21.12 10:00h

- Sombras a 21 Diciembre 15:00 Horas

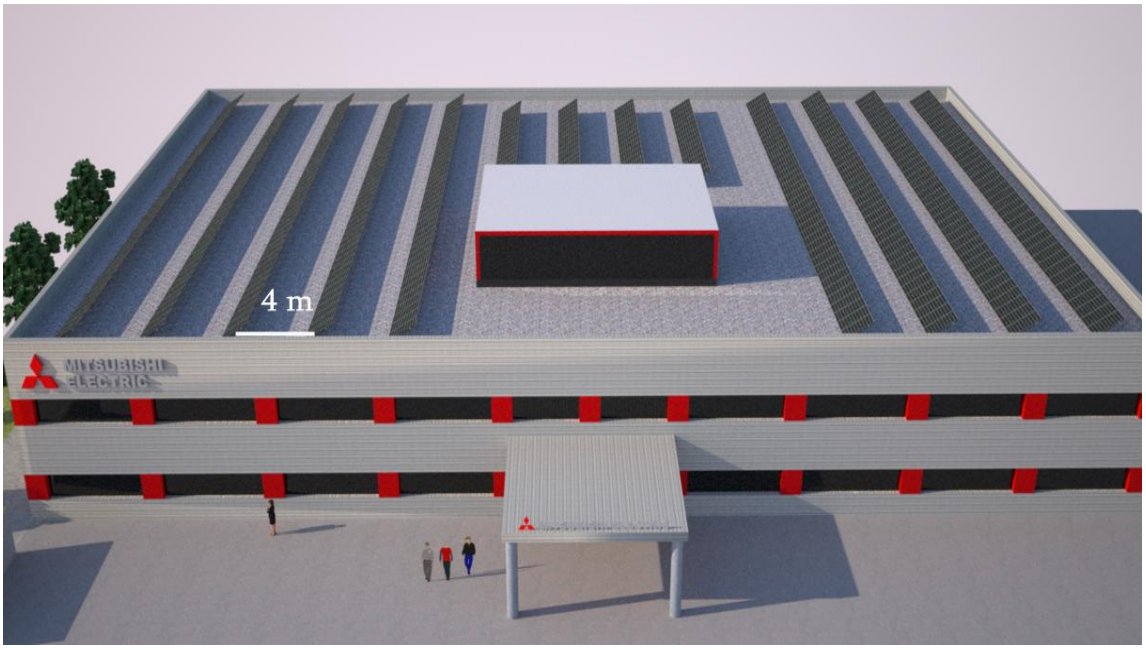


Figura 38. Análisis de sombras 21.12 15:00h

5.3.2 Sistema de acondicionamiento de potencia: Inversores fotovoltaicos.

El inversor es un equipo diseñado para inyectar a la red eléctrica comercial la energía producida por el generador fotovoltaico. Su función básica es la de convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a 50 Hz para su evacuación a la red de forma eficiente.

Los inversores son una parte fundamental en una instalación fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía en corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna.

Para evacuar la energía generada se utilizaran 15 inversores fotovoltaicos monofásicos Mitsubishi Electric con una potencia nominal total de 90,0 kW. Los modelos utilizados son:

- 15 inversores PV-S6000A con una potencia nominal de 6000 W

Figura 39. Inversor Serie S

La Serie S de Mitsubishi Electric de inversores para conexión a red incorporan un sistema con doble seguidor del punto de máxima potencia pudiendo así controlar cada una de las cadenas de módulos de forma individual reduciendo las pérdidas energéticas ocasionadas por sombras y favoreciendo que la mayor parte de la energía generada en el campo fotovoltaico sea transformada en corriente alterna para su suministro a la red. En cuanto a fiabilidad, la temperatura interna del inversor es indirectamente refrigerada, es decir que el aire exterior no entra en contacto con los circuitos internos. Este método evita que se genere polvo en las conexiones electrónicas internas.

Los inversores de la Serie S están certificados con un nivel de protección IP54 tal y como se establece en la IEC 60529. Este nivel de protección permite su instalación tanto en interiores como en exteriores flexibilizando el diseño del sistema.

Características técnicas:

Especificaciones del Inversor	
Mitsubishi Electric	PV-S6000A
Máxima tensión de entrada CC del inversor	700,00 V
Mínima tensión del Mpp del inversor	345,00 V
Voltaje del punto de potencia máxima	600,00 V
Máxima corriente de entrada CC del inversor	9,00 A / cadena
Tensión máxima de sistema de los módulos	1.000,00 V

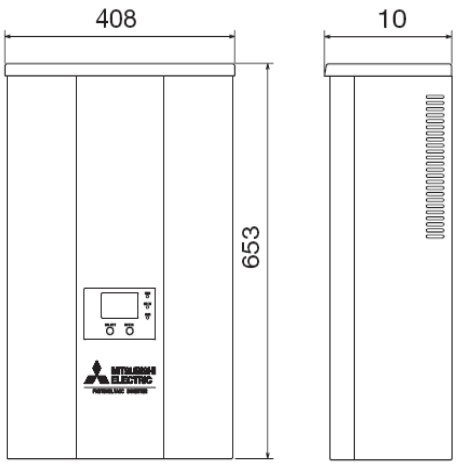


Tabla 5. Características técnicas inversor fotovoltaico Fuente: Mitsubishi Electric [38]. Figura 40. Esquema inversor Fotovoltaico

5.3.3 Conmutador de Transferencia Automática. Solar Switch

Los inversores Serie S de Mitsubishi Electric no han sido diseñados para instalaciones en modalidad de autoconsumo por lo que no disponen de una unidad de control específica para ello. Una de las posibles soluciones es la incorporación de un conmutador de transferencia automática (ATS, de sus siglas en inglés), la función del cual es dirigir el flujo eléctrico hacia la red interna i/o exterior para unas condiciones previamente establecidas. El ATS utilizado en este caso será el Solar Switch Multiplus de Vitron Energy, el cual está dotado de una unidad de control adicional siendo muy adecuado para el caso de estudio.

En caso de insuficiencia energética por parte del campo generador, el ATS reemplaza la misma incorporando la cantidad eléctrica necesaria de la red. Por el contrario, si se tiene un exceso, la energía será vertida de nuevo a la red siendo contabilizada por el contador en su salida.

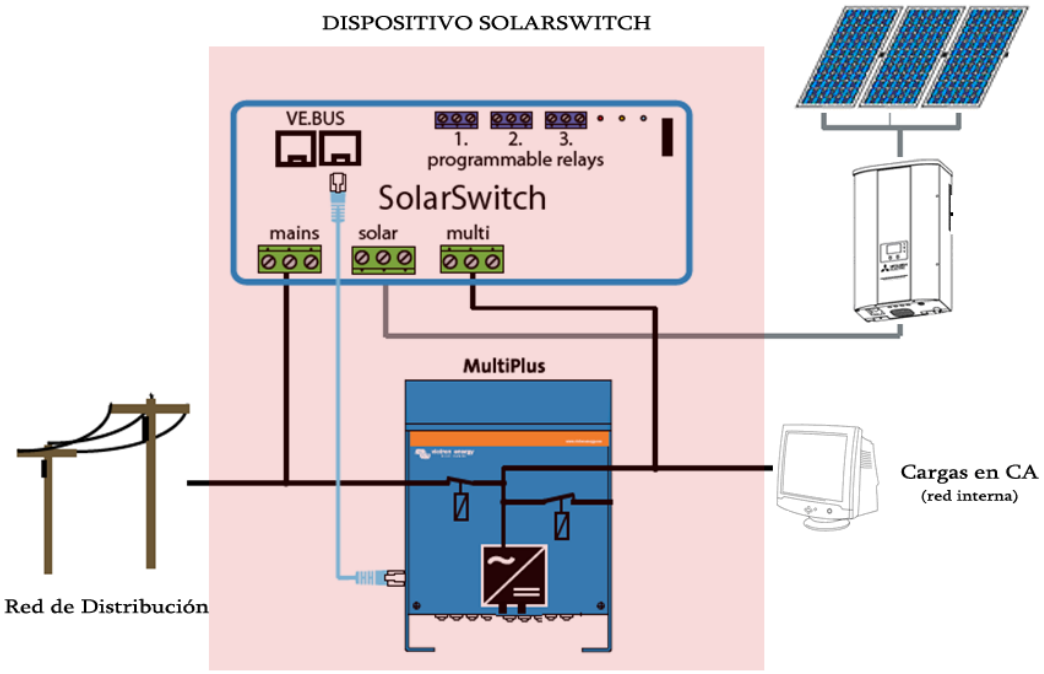


Figura 41. Esquema conexión SolarSwtich. Elaboración porpia

Características técnicas

Especificaciones SolarSwitch	
Victron Energy	SolarSwtich Multiplus
Rango Tensión entrada	187-265 V (CA)
Frecuencia de entrada	45-65 Hz
Intensidad de entrada	500 A
Temperatura de Funcionamiento	-20ºC a +50ºC
Consumo Interno	4 W

Tabla 6. Características técnicas SolarSwitch Fuente: Victron Energy [39]

5.3.4 Equipo de medida

El equipo de medida utilizado será un contador digital multifunción CIRWATT tipo C. La principal aplicación es la de medir el tránsito de energía en los puntos frontera. Al disponer de todos los tipos de comunicaciones, permiten recoger toda la información registrada por los contadores, ya sea de forma local o remota. Los contadores y demás dispositivos para la medida de la energía eléctrica constituirán conjuntos que deberán cumplir la norma UNE-EN 60.439 partes 1, 2 y 3. El grado de protección mínimo que deben cumplir estos conjuntos, de acuerdo con la norma UNE 20.324 y UNE-EN 50.102, para instalaciones de tipo exterior es IP43; IK 09. Deberán permitir de forma directa la lectura de los contadores e interruptores horarios, así como la del resto de dispositivos de medida, cuando así sea preciso. Las partes transparentes que permiten la lectura directa, deberán ser resistentes a los rayos ultravioleta.

Figura 42. Medidor Cirwatt tipo C

Características Técnicas:

Especificaciones Equipo de medida	
Fabricante: Circuitor	CIRWATT TIPO C
Tensión Nominal	Multirango desde 3x57, 7/100 V hasta 3x230/400V C.A
Frecuencia	50 - 65 Hz
Tolerancia	25 A
Temperatura de Funcionamiento	-20ºC a +60ºC
Consumo Interno	2 W
Conexionado	3 o 4 hilos en el mismo equipo
Precisión Energía Activa	Clase 1 (IEC 61036)
Precisión Energía Reactiva	Clase 1 (IEC 61268)

Tabla 7. Características técnicas medidor Fuente: Circuitor [40]

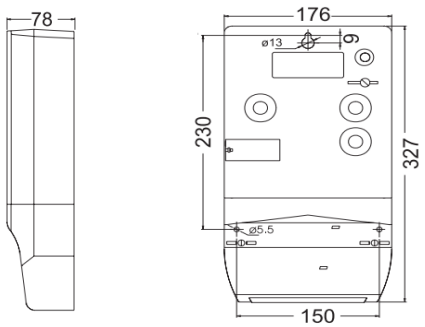


Figura 43. Esquema Medidor Cirwatt tipo C

5.4 EVALUACIÓN DEL RECURSO

La correcta evaluación de los recursos es especialmente importante en este caso con la finalidad de maximizar el autoconsumo. En este caso se realiza una predicción de la producción en función del recurso solar disponible en una localización determinada, Sant Cugat del Vallés, Barcelona. La base de

datos utilizada ha sido extraída de registros procedente de estaciones meteorológicas de redes de medida nacionales que han sido incluidos en el software con el que se realiza la simulación de producción. El software de simulación, es una herramienta necesaria para hacer el procesamiento de los datos disponibles y representar de forma gráfica la evolución del recurso a lo largo de año.

5.4.1 Simulación software PV Configurator

Para estimar la producción de la instalación fotovoltaica se ha utilizado el software de configuración de sistemas fotovoltaicos PV-Configurator propiedad de Mitsubishi Electric mediante el cual se realiza el cálculo aproximado de generación energética teniendo en cuenta las diferentes pérdidas (cableado, temperatura, dispersión, reluctancia angular y espectral, desviación respecto de la orientación e inclinación).

La siguiente figura muestra la producción energética anual estimada.

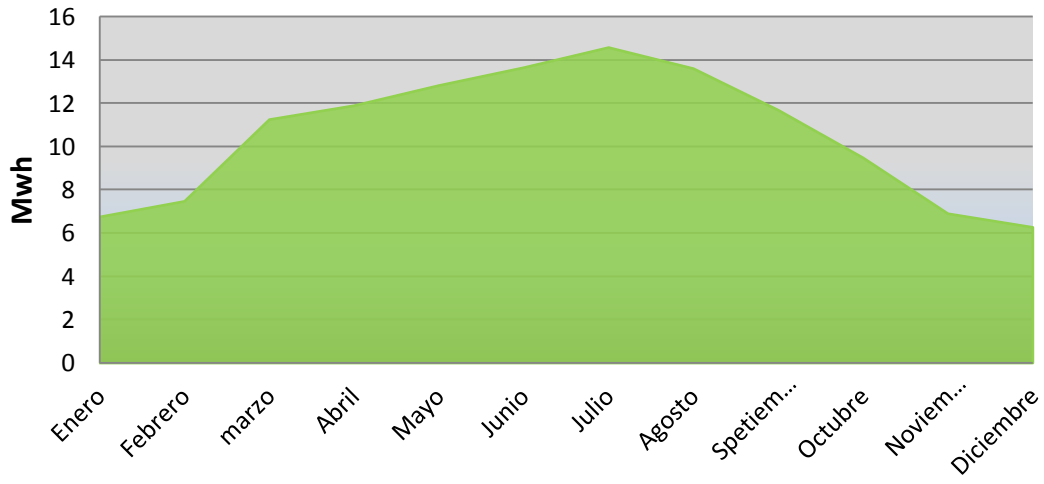


Figura 44. Producción FV energética estimada. Elaboración propia

5.4.2 Distribución de la producción y la demanda anual

Si se comparan los datos de producción energética con los de consumo, se observa que durante los meses de otoño e invierno la cobertura no es del 100% por lo que en este periodo se necesitará comprar energía eléctrica de la red. Por el contrario, durante los meses de verano y finales de primavera la generación eléctrica fotovoltaica supera a la demanda por lo que generará un excedente energético que será vertido a red recibiendo una compensación en el consumo de los meses siguientes.

	Ene	Febr	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Consumo (kWh)	12493	12763	11891	12712	11489	12420	12880	10120	12995	11983	11316	10925
Producción FV (kWh)	6750	7470	11250	11895	12825	13650	14580	13605	11685	9480	6900	6270
Cobertura (%)	62%	67%	109%	108%	128%	126%	130%	155%	103%	91%	70%	66%

Tabla 8. Cobertura energética estimada

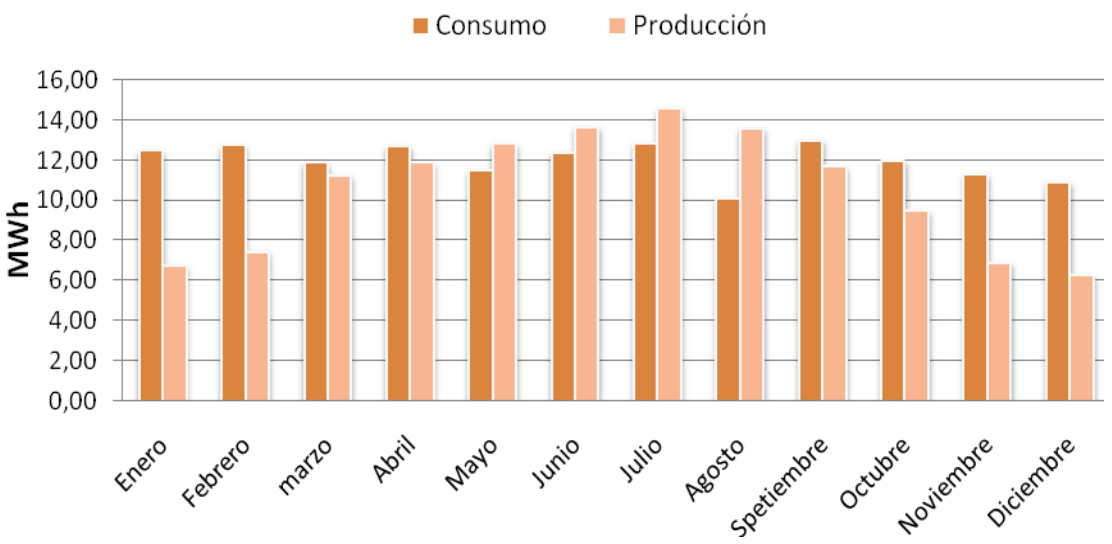


Figura 45. Gráfico cobertura energética mensual estimada. Elaboración propia

5.4.3 Distribución de la producción FV y la demanda diaria

En el punto anterior se ha representado la cobertura segmentada en meses obteniendo un resultado global para los mismos. Sin embargo, considerando que la producción fotovoltaica se concentra principalmente en las horas centrales del día la cobertura será desigual a lo largo del mismo pudiendo ser superior al mediodía e inferiores durante las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde. De la misma forma, tal y como se ha mostrado en el punto 4.2 la demanda eléctrica se distribuye de forma desigual dependiendo en gran parte de la estacionalidad.

Los valores mostrados a continuación se basan en una muestra de datos obtenidos de una planta fotovoltaica en funcionamiento en una zona próxima al edificio de estudio y con una potencia nominal de 90kW. La distribución diaria presentada difiere según la estacionalidad, así pues tenemos

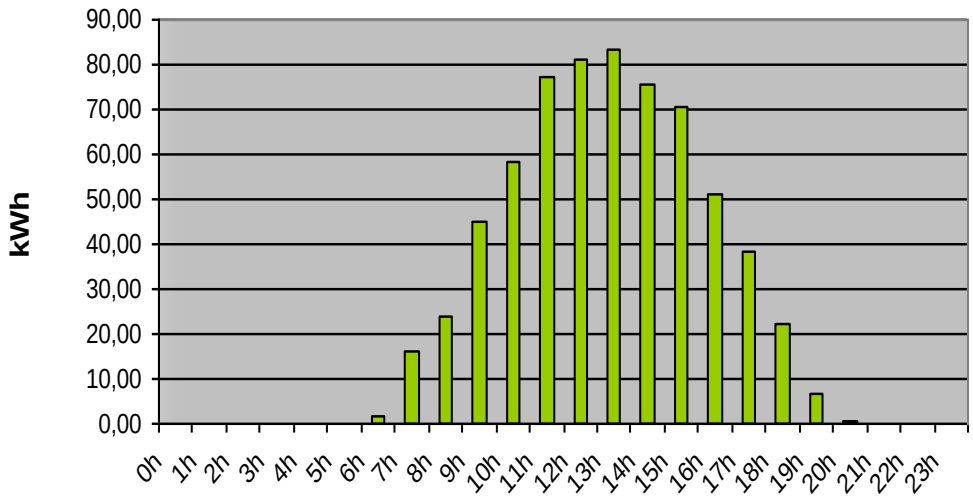


Figura 46. Producción FV día tipo verano. Elaboración propia

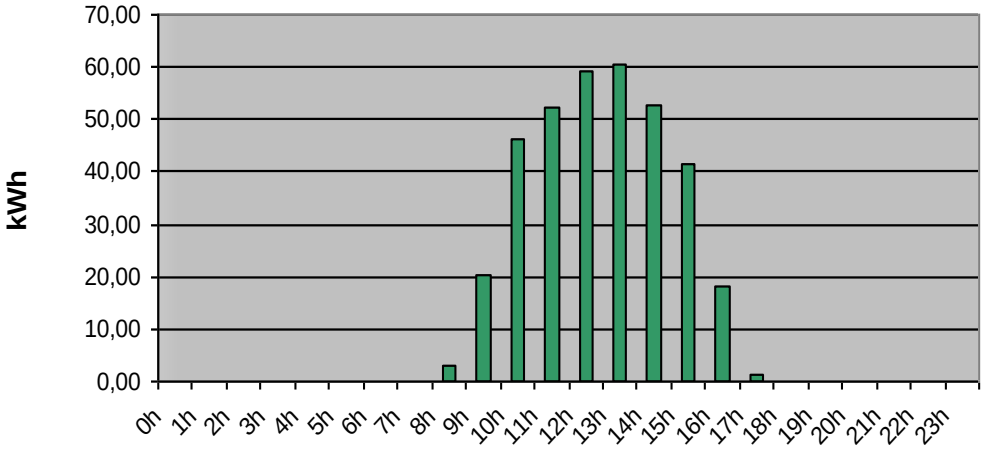


Figura 47. Producción FV día tipo Invierno. Elaboración propia

La principal diferencia en la estacionalidad de la producción es la cantidad de horas en funcionamiento de la instalación debido a la variación de los índices de radiación durante las diferentes épocas del año.

Mostrando las curvas de producción y la demanda se puede observar la discontinuidad existente en la cobertura del consumo. Las siguientes figuras muestran los índices de cobertura en un día laboral según la estacionalidad.

	CONSUMO ELECTRICO (kWh)				PRODUCCIÓN FV (kWh)	
Horas	Invierno Laboral	Verano Laboral	Invierno Festivo	Verano Festivo	Invierno	Verano
0-1	13,53	10,44	11,76	10,11	0,00	0,00
1-2	13,86	11,01	13,51	11,62	0,00	0,00
2-3	13,64	10,83	14,02	14,33	0,00	0,00
3-4	13,86	11,01	13,12	14,94	0,00	0,00
4-5	13,20	10,49	13,68	13,26	0,00	0,00
5-6	18,15	14,42	13,53	11,64	0,00	0,00
6-7	28,16	21,60	14,93	12,84	1,68	0,00
7-8	33,66	19,35	12,03	10,34	17,50	0,20
8-9	34,65	18,45	13,53	11,64	25,54	3,58
9-10	33,44	19,08	13,27	11,41	48,75	23,77
10-11	29,92	20,07	16,27	13,99	62,97	54,74
11-12	29,04	23,85	18,27	14,27	82,95	62,02
12-13	30,69	27,45	14,78	12,71	87,17	69,89
13-14	32,12	33,75	16,08	13,82	89,50	71,40
14-15	27,50	31,50	15,32	13,17	81,10	62,16
15-16	33,11	32,58	13,27	13,25	75,99	49,02
16-17	31,57	31,86	12,73	14,27	54,96	21,49
17-18	27,94	27,45	13,29	13,29	41,03	1,66
18-19	22,88	22,86	12,11	14,77	23,95	0,00
19-20	21,12	16,78	14,26	15,13	7,16	0,00
20-21	15,95	12,67	13,66	13,66	0,88	0,00
21-22	13,53	10,75	13,27	11,41	0,00	0,00
22-23	14,08	11,18	12,43	10,69	0,00	0,00
23-24	13,53	10,75	11,77	10,12	0,00	0,00

Tabla 9. Consumo y producción FV horaria. Elaboración propia

Para un día laboral de invierno, caso más desfavorable, la aportación del sistema se focaliza en el tramo central de 7 horas, originándose un déficit en las 17 horas restantes del día.

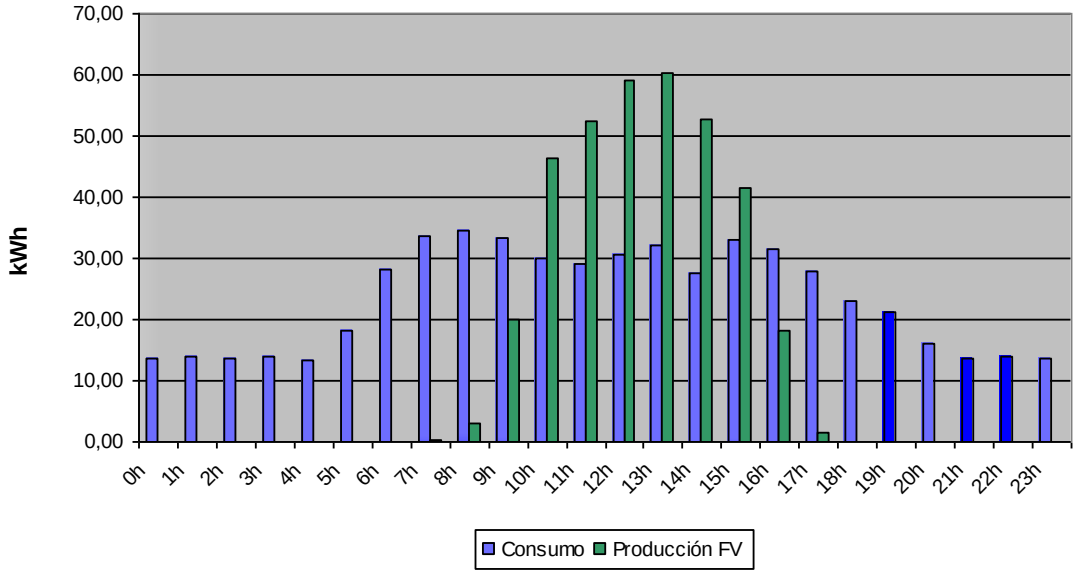


Figura 48. Producción FV vs Demanda día laboral invierno. Elaboración propia

En verano, la producción estás más extendida cubriendo las 12 horas de mayor consumo y tan solo generando un déficit en horas en los que el consumo eléctrico es mucho menor.

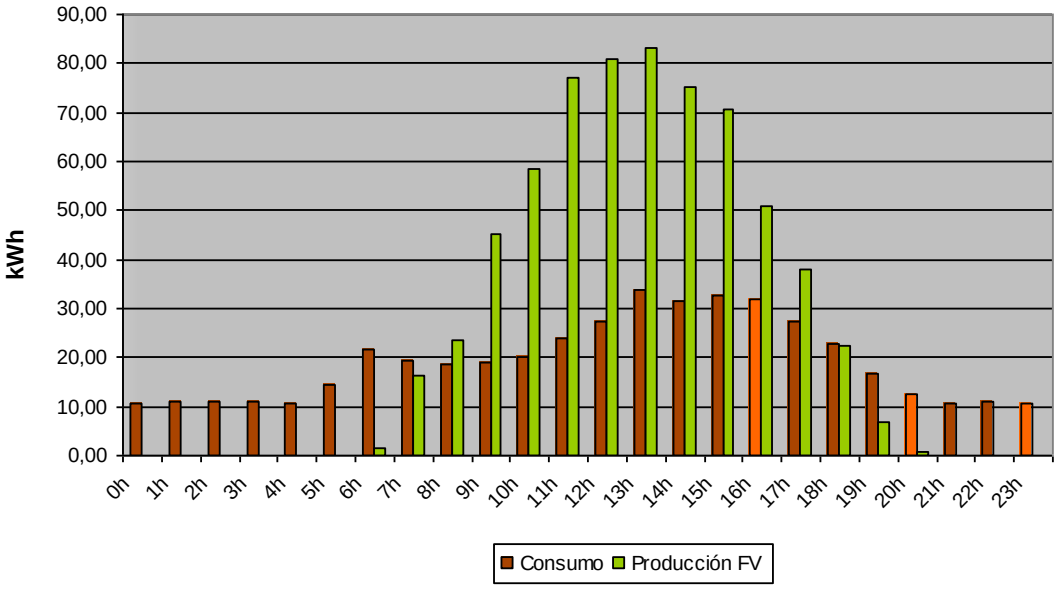


Figura 49. Producción FV vs Demanda día laboral verano Elaboración propia

5.5 VALORACIÓN RESULTADOS

Una de las ventajas de este tipo de sistemas es el poder redistribuir la demanda adaptándolo al recurso disponible sacando el máximo beneficio disponible al conjunto de la instalación. La redistribución se ajusta en función de dos criterios como es el energético, cuyo objetivo es autoconsumir el 100% de la

producción, y a su vez el económico con el que se pretende evitar la compra de energía en los tramos de consumo horarios denominados pico.

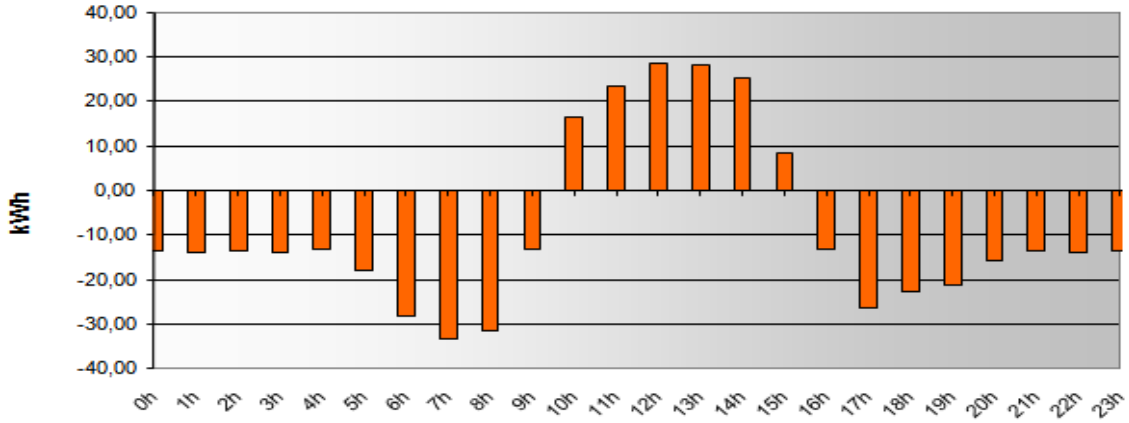


Figura 50. Balance netro diario. Elaboración propia. Elaboración propia

5.5.1 Redistribución diaria de la demanda

En primer lugar se reajusta el consumo en función de la producción fotovoltaica.

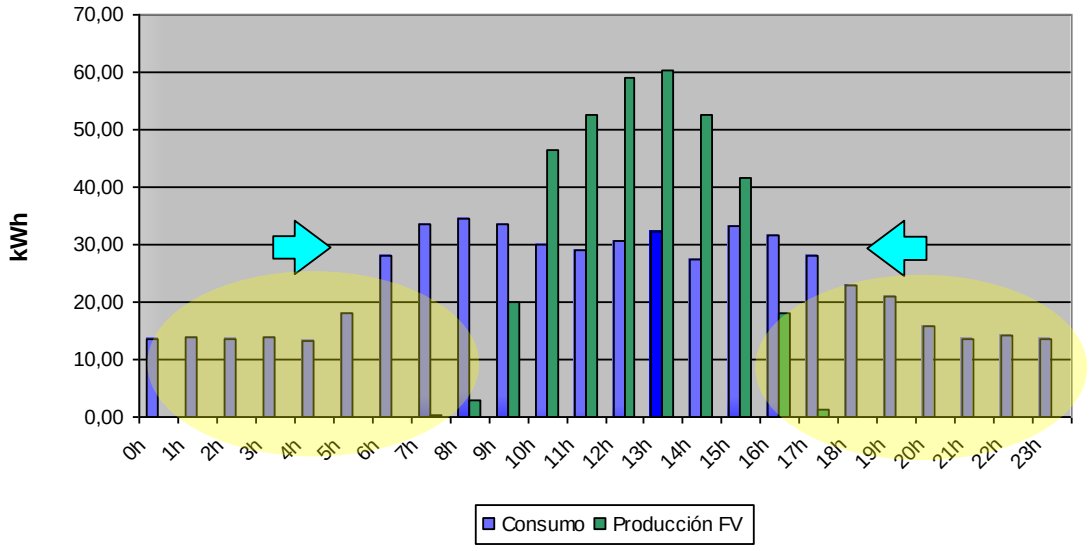


Figura 51. Reajuste del consumo en función de la producción FV. Elaboración propia

Se tienen en cuenta los consumos eléctricos mínimos del edificio durante las horas en que este está vacío debido a cargas locales que funcionan de forma interrumpida durante las 24 horas del día. El reajuste consiste en la reducción de un 15% de la energía en el tramo de horas de 0 a 10h y de 17 a 24h. Por el contrario se produce un aumento en las horas centrales en las que el sistema fotovoltaico es la fuente energética principal.

De acuerdo con el contrato tarifario actual del edificio los tramos horarios se dividen de la siguiente forma:

INVIERNO	0-8	8-9	9-10	10-15	15-16	17-23	23-24
Zona 1 y 2							
Zonas 3,4,6							
Zona 5							

Figura 52. Distribución de tramos (Pico/Valle/Llano)

La zona sombreada de color rojo corresponde al tramo de periodo de horas pico por lo que, en la medida de lo posible, se desplaza la demanda hacia el tramo central e inicial del día.

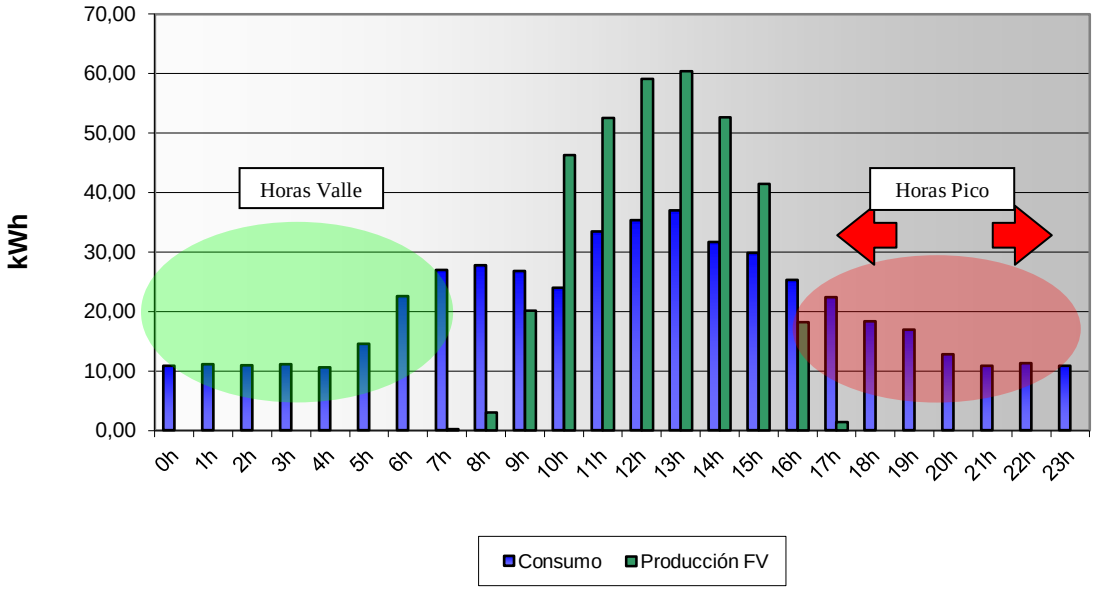


Figura 53. Reajuste del consumo en función de los tramos de demanda (pico/valle). Elaboración propia

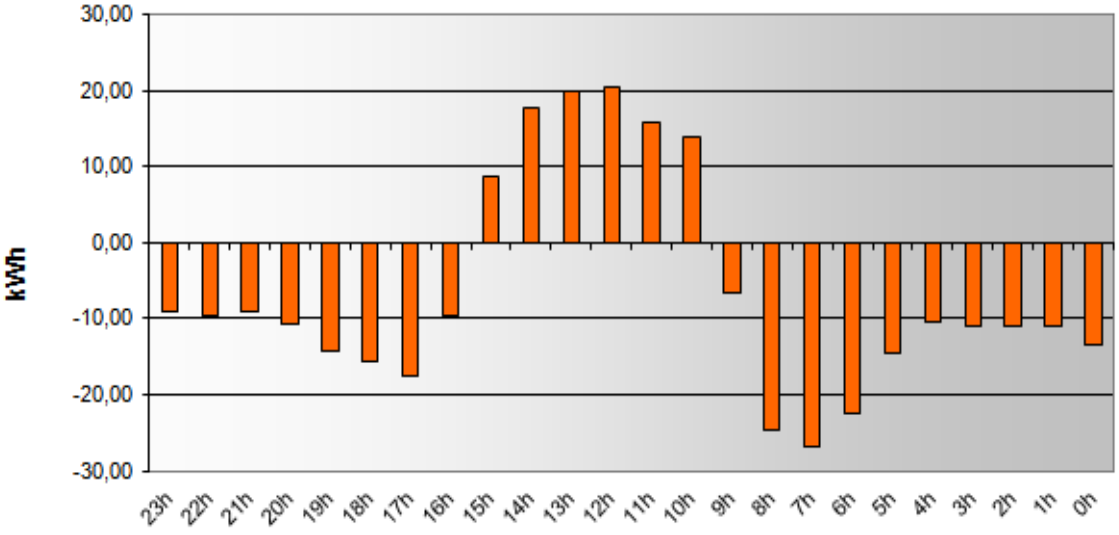


Figura 54. Balance neto reajustado. Elaboración propia

El excedente de producción total suma aproximadamente 100 kWh mientras que el déficit calculado es de 240 kWh aproximadamente. Con ello el sistema necesitaría importar de la red, en su caso más desfavorable, unos 140 kWh al día lo cual supone un aproximadamente un 30% del consumo total (495 kWh).

5.5.2 Balance neto anual

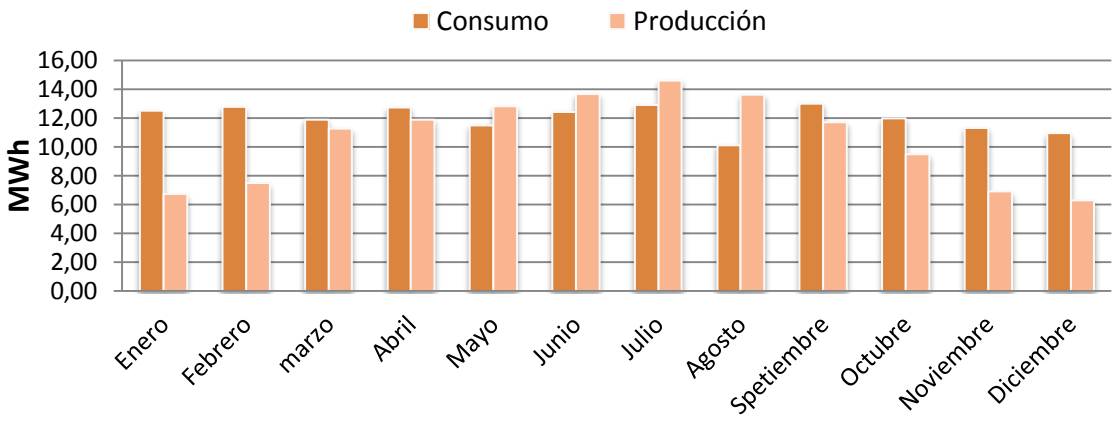


Figura 55. Cobertura Mensual. Elaboación propia

Respecto al balance neto anual, la producción energética mediante el sistema fotovoltaico (126 MW) representa el 90% de la energía total consumida de red (144 MW). En este caso el reajuste del consumo es complicado puesto que depende en gran parte de factores estacionales como la temperatura, luz solar, etc.

	Producción	Consumo	Balance Neto	
MES	MWh	MWh	MWh	Cobertura %
Enero	6,75	12,49291	-5,74	54%
Febrero	7,47	12,7627	-5,29	59%
Marzo	11,25	11,891	-0,64	95%
Abril	11,90	12,7121	-0,82	94%
Mayo	12,83	11,4885	1,34	112%
Junio	13,65	12,42	1,23	110%
Julio	14,58	12,88	1,70	113%
Agosto	13,61	10,12	3,49	134%
Septiembre	11,69	12,995	-1,31	90%
Octubre	9,48	11,983	-2,50	79%
Noviembre	6,90	11,316	-4,42	61%
Diciembre	6,27	10,925	-4,66	57%
TOTAL	126,36	143,99	17,63	88%

Tabla 10. Consumo y producción FV mensual. Elaboración propia

Tal y como se desprende de la propuesta de normativa por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el excedente de demanda podrá ser consumido en el plazo máximo de 12 meses. En este caso, durante los meses de verano, tramo en el que la producción fotovoltaica supera al consumo del edificio, el superávit energético es de 8 MWh. Con la previsión mostrada en la tabla 10 este exceso será consumido durante los próximos 4 meses donde el déficit energético es de aproximadamente 13 MWh.

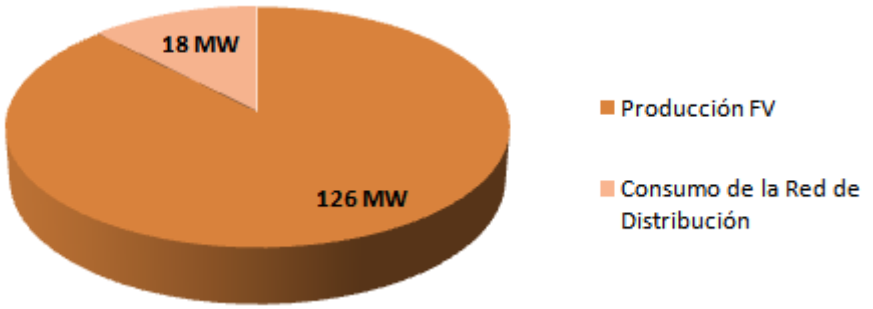


Figura 56. Consumo eléctrico de la red y producción FV anual. Elaboración propia

Por último se muestran las figuras correspondientes al total de energía producida por la instalación fotovoltaica frente al total comprado de la red de distribución y el balance neto anual, figuras 56 y 57 respectivamente.

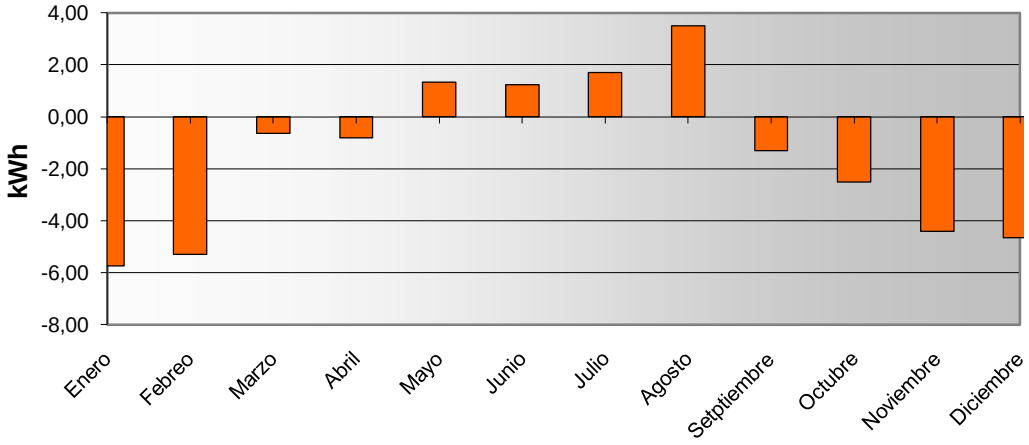


Figura 57. Balance neto anual. Elaboración propia.

6. CONCLUSIÓN

La llegada de la Paridad de Red puede suponer un gran impulso para la energía solar fotovoltaica pudiendo ser uno de los mercados principales para el sector durante los próximos años. Para ello es necesario que, en primer lugar, se establezcan las bases regulatorias que permitan la instalaciones en régimen autoconsumo y, en segundo lugar, se fomente el conocimiento de esta tecnología entre los consumidores residenciales, los cuales pasarán a ser clientes potenciales con la modalidad del Net Metering. Asimismo estas instalaciones han de suponer un paso hacia el concepto de generación distribuida con el que se pueden reducir las pérdidas de transporte y transformación que se producen con el actual sistema de generación centralizado.

Técnicamente, tal y como se ha descrito en este proyecto, las instalaciones fotovoltaicas Net Metering son muy parecidas a las de conexión a red exceptuando el tipo de inversor utilizado el cual incorpora una unidad de control cuya función es la gestión de los flujos eléctricos. En esta línea, la interconexión con la red de distribución siendo esta la única fuente de apoyo permite prescindir de la acumulación en baterías suponiendo un ahorro considerable tanto en costes iniciales como en costes de operación y mantenimiento.

En referencia a la simulación, la principal dificultad para el desarrollo de la misma ha sido precisamente el aprovechamiento y utilización de inversores de conexión a red fabricados por la empresa propietaria del edificio con lo que ha sido necesario incorporar un conmutador de transferencia automática (ATS) que hace las funciones de la unidad de control de los inversores tipo Grid Tie. En caso de insuficiencia energética por parte del campo generador, el ATS reemplaza la misma importando la cantidad eléctrica necesaria de la red. Por el contrario, si se tiene un exceso, la energía será vertida de nuevo a la red siendo contabilizada por el contador en su salida. En plantas de nueva instalación se utilizaran inversores adecuados y recomendados para esta modalidad con lo que su montaje no será más complejo que el de un sistema de conexión a red.

Desde el punto de vista del consumidor, los sistemas Net Metering proporcionan la opción de auto-generar la propia electricidad estando ligado el ahorro económico a la cobertura que el sistema otorgue sobre el consumo. Ello quiere decir que el usuario final será consciente en todo momento de su saldo energético por lo que podrá modificar sus hábitos de consumo logrando ajustar al máximo las curvas de producción y de demanda.

Por último, destacar que se han cumplido los objetivos marcados en la fase inicial del proyecto desarrollando cada uno de los bloques y dando una visión global del escenario en el cual se encuentra el sector y hacia dónde se dirige en cuanto a posibles mercados futuros. No obstante, en el apartado de la simulación sería interesante desarrollar un modelo Simulink con Matlab o cualquier otro software similar y mostrar el comportamiento de la unidad de control del inversor ante posibles discontinuidades en la producción de energía fotovoltaica.

ANEXO 1: ESTRUCTURA, CABLEADO Y PROTECCIONES

1. ESTRUCTURA

La estructura es uno de los elementos auxiliares más importantes del campo generador. Los módulos fotovoltaicos se colocarán sobre la cubierta mediante una estructura de aluminio Mitsubishi Electric formando un ángulo de inclinación de 30º y con orientación suroeste. La estructura ha sido diseñada para resistir cargas de viento y nieve según el CTE y demás normativa aplicable.

La utilización de componentes de alta calidad garantizan la resistencia frente los agentes atmosféricos externos como vientos de hasta 105km/h y soportar cargas de nieve tal y como indica el Código Técnico de la Edificación (SE-AE). Toda la tornillería empleada es de acero inoxidable cumpliendo con la norma MV-106.

Figura 1. Estructura fotovoltaica

Características:

- Material: Aluminio Anodizado
- Tornillería: Acero Inoxidable AISI 316
- Fijación: Banda EPDM (Caucho de Etileno Propileno Dieno Tipo M)

2. CABLEADO

Se emplearán cables flexibles de conductores de cobre, aislados con polietileno reticulado, con cubierta común de PVC fabricados de conformidad con la norma UNE 21123 (cables no propagadores de incendio, con emisiones de humos y opacidad reducida). Los conductores están dimensionados para soportar la corriente de cortocircuito de la central que se puede producir sin dañar los paneles fotovoltaicos. La configuración de cada una de las líneas eléctricas que integran la central solar fotovoltaica es la siguiente:

Tramo	Material	Sección
CC Módulos	Cobre	6mm2
CC Módulos-Inversor	Cobre	6mm2
CA	Cobre	16mm2

Tabla 1. Secciones de cable

3. PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES

3.1 Puesta a Tierra

La instalación deberá estar provista de un sistema de puesta a tierra que, en todo momento, asegure que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los

valores establecidos en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Asimismo, asegurará la actuación de las protecciones y eliminarán o reducirán el riesgo que supondría una avería en los materiales eléctricos utilizados. El sistema de puesta a tierra se diseñará según lo establecido en el REBT (ITC-BT-08 e ITC-BT-18) y en el Real Decreto 1663/2000.

La toma de tierra de la instalación fotovoltaica será independiente de otras instalaciones, y particularmente no interferirá en la de la Compañía Eléctrica. Mediante el sistema de puesta a tierra se protegerá a la instalación frente a sobretensiones y a las personas en contacto directo con las masas de la instalación. La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

3.2 Protecciones e interruptor general.

La caja general de protección a utilizar corresponderá a uno de los tipos recogidos en las especificaciones técnicas de la empresa suministradora que hayan sido aprobadas por la Administración Pública competente. Dentro de la misma se instalarán cortacircuitos fusibles en todos los conductores de fase o polares, con poder de corte al menos igual a la corriente de cortocircuito prevista en el punto de instalación. El neutro estará constituido por una conexión amovible situada a la izquierda de las fases, colocada la caja general de protección en posición de servicio, y dispondrá también de un borne de conexión para su puesta a tierra si procede. La caja general de protección cumplirán todo lo que sobra el particular se indica en la Norma UNE-EN 60.439-1, tendrán grado de protección cumplirán todo lo que sobre el particular se indica en la Norma UNE-EN 60.439-3, una vez instaladas tendrán un grado de protección IP43 según UNE 20.324 e IK 08 según UNE-EN 50.102 y serán precintables. Las cajas Generales de Protección se recomienda que sean de Clase II (doble aislamiento o aislamiento reforzado).

3.2.1 Interruptor general manual

Un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuida en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

3.2.2 Interruptor general manual

Un interruptor general automático de corte omnipolar, de intensidad nominal 430 A que permite su accionamiento manual y está dotado de elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos según (ITC-BT-22). Tendrá poder de corte suficiente para la intensidad de corto circuito que pueda producirse en cualquier punto de la instalación. Su intensidad nominal será de 430 A

3.2.3 Interruptor automático diferencial

Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continúa de la instalación. Su sensibilidad será de 30 mA.

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Este está ubicado en el interior de los inversores Serie S y es controlado por los mismos. Los umbrales permitidos son:

Frecuencia.- 51 a 49 Hz

Tensión.- 1.1 Um a 0,85 Um

ANEXO 2: CALCULOS

1. SITUACIÓN DEL EDIFICIO

Emplazamiento:

La instalación estará ubicada sobre una cubierta.

Ubicación: Sant Cugat del Vallés
Latitud / Longitud: 41º 28' 18.71" N 2º 4' 55.7" E

Partiendo de los datos de latitud, longitud y altitud del emplazamiento obtenemos los datos de radiación y temperatura extraídos de la base de datos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information system) de la Comisión Europea actualizados:

Mes	Irradiación diaria plano Horizontal (Wh/m2)	Irradiación diaria inclinación 30º (Wh/m2)	Temperatura Media (24h)
Enero	1900	3090	8.9
Febrero	2580	3650	9.5
Marzo	3940	4900	11.8
Abril	4900	5320	13.9
Mayo	5830	5790	17.5
Junio	6530	6240	21.7
Julio	6590	6420	24.1
Agosto	5790	6090	24.3
Septiembre	4550	5430	20.9
Octubre	3160	4300	17.7
Noviembre	2060	3180	12.3
Diciembre	1680	2860	9.2

Tabla 2. Índices de irradiación fotovoltaica.

2. CAMPO GENERERADOR

Distribución:

Una vez obtenidos los datos de radiación, se define la orientación e inclinación de los módulos del campo fotovoltaicos para optimizar al máximo la producción de energía en base a los siguientes parámetros.

Ángulo de inclinación de los módulos: Se define como el ángulo que forma a superficie de los módulos con el plano horizontal.

Ángulo azimut: Se define como el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del sitio.

Para una latitud de 38° 45' 40.62" N , la orientación óptima es de 0º. En cuanto a la inclinación, observando en la tabla se observa como los mayores índices de incidencia corresponden a inclinaciones de 30º.

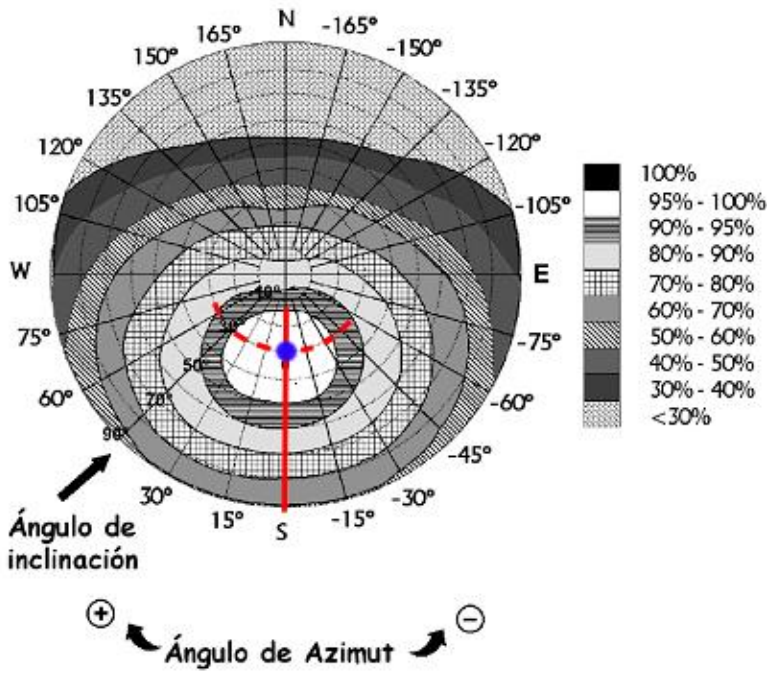


Figura 2. Pérdidas por orientación e inclinación del campo generador

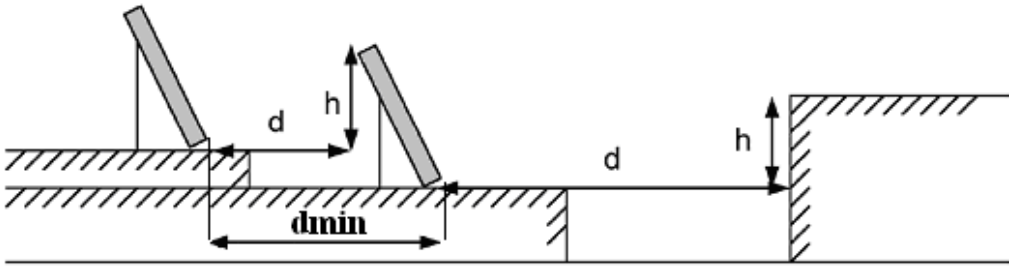
Teniendo en cuenta que la cubierta es de tipo horizontal, los módulos estarán orientados hacia el sur con una inclinación de 30º asegurando el comportamiento óptimos de los mismo y manteniendo la estética con el conjunto del edificio.

Separación entre filas

La distancia mínima entre módulos debe garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia *d* será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan(61° - \text{latitud})$$

Según el método abreviado de *"El Pliego de condiciones técnicas del IDAE para instalaciones de conexión a red"* d ha de ser como mínimo igual a h·k, siendo k un factor adimensional.



Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Figura 3. Distancia mínima entre inicio de filas

donde:

h: altura del módulo

dmin= distancia mínima entre inicio de las filas de módulos

$$h = L \cdot \text{sen}\ \alpha$$

$$dmin = d + L \cdot \cos \alpha$$

Dimensiones del módulo serie TJ: 1658 x 994 x 46 mm

$H = L \cdot \text{sen}\ \alpha = 1658 \cdot \text{sen}\ 30º = 829$ mm

$k = 2{,}475$ $d = h \cdot k = 829 \cdot 2{,}475 = 2052$ mm

$dmin = d + L \cdot \cos \alpha = 2052 + 1658 \cdot \cos 30º = 3487$ mm= 3,5 m

Teniendo en cuenta que en este caso no existen restricciones de espacio, se instalaran los módulos con una distancia de 4 m entre inicio de filas.

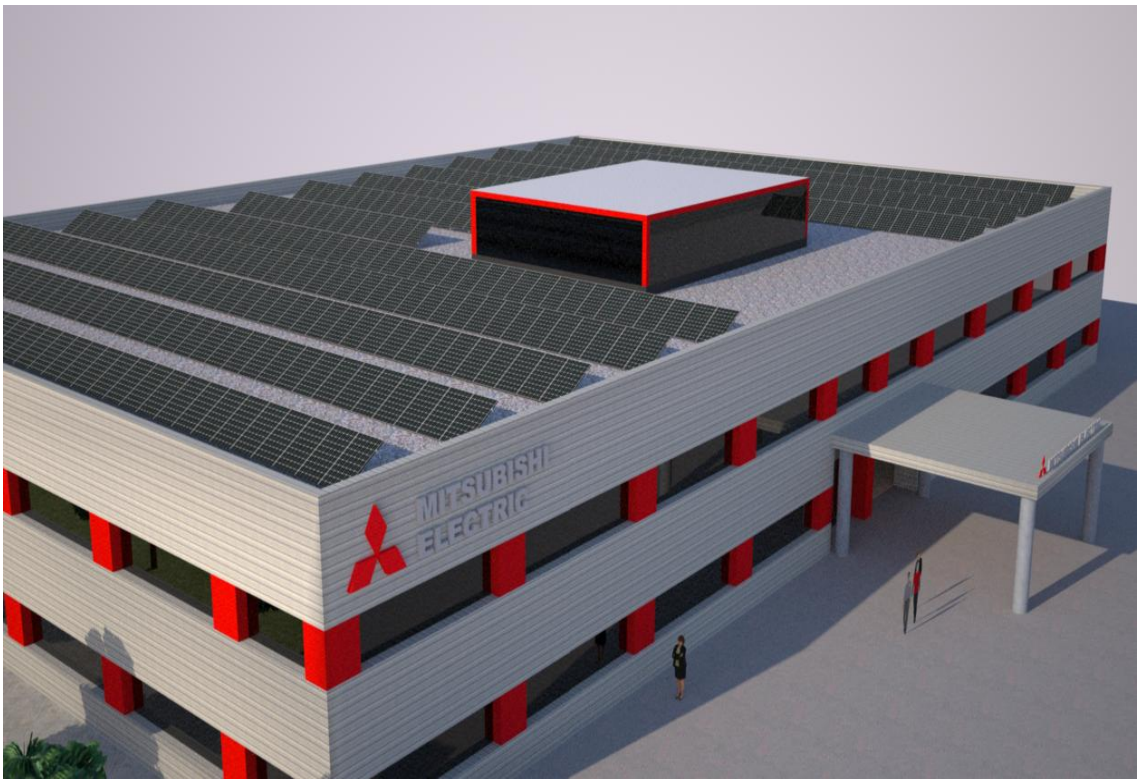


Figura 4. Distribución del campo generador

Dimensionado Campo Generador

El número de módulos distribuidos en la cubierta es de 390. Para dimensionar el campo fotovoltaico, se define la potencia del inversor seleccionado, el cual en este caso será el PV-S6000A de Mitsubishi Electric formando 15 subcampos de 26 módulos cada uno de ellos.

Para configurar el campo fotovoltaico distribuyendo el número de strings y el número de módulos en serie a utilizar se han de tener en cuenta las especificaciones técnicas del inversor utilizado:

Especificaciones del Inversor	
Mitsubishi Electric	PV-S6000A
Máxima tensión de entrada CC del inversor	700,00 V
Mínima tensión del Mpp del inversor	345,00 V
Voltaje del punto de potencia máxima	600,00 V
Máxima corriente de entrada CC del inversor	9,00 A / cadena
Tensión máxima de sistema de los módulos	1.000,00 V

Tabla 3. Especificaciones técnicas inversor fotovoltaico

Partiendo de potencia nominal:

Para el cálculo del generador fotovoltaico partimos del rango de tensión de entrada del inversor: 160-700VCC. Sin embargo, como se puede observar el rango de entrada del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) es más restrictivo por lo que a fin de optimizar la instalación este debe de ser el rango a tener en cuenta: 345-600VCC.

Con estos datos, número de módulos en serie se calcula teniendo en cuenta la tensión máxima del módulo fotovoltaico, la tensión de circuito abierto, y la tensión máxima de entrada del inversor.

El número de módulos en paralelo se calcula a partir de la intensidad máxima que puede producir del módulo fotovoltaico, intensidad de cortocircuito, y la intensidad máxima que admite la entrada del inversor.

Conociendo los datos eléctricos del modulo fotovoltaico y del inversor podemos calcular el número de módulos en serie y en paralelo del sistema fotovoltaico: Los datos referentes al módulo fotovoltaico son en condiciones de prueba estándar de 1000 W/m2, temperatura de la célula de 25ºC por lo que el fabricante recomienda sobredimensionar el campo generador del orden de un 10% (máx 20%) con el objetivo de obtener el máximo rendimiento.

Especificaciones del módulo	
Mitsubishi Electric	PV-MLT255HC
Células	mono, 120
Potencia nominal de salida(Pmáx)	255,00 W
Voltaje del circuito abierto (Voc)	37,80 V

Corriente de Corto Circuito (Isc)	8,89 A
Voltaje del punto de potencia máxima (VPPM)	31,20 V
Corriente del punto de potencia máxima (Imp)	8,18 A
Tensión máxima del sistema (Vmáx)	1000,00 V
Coeficiente de temperatura de Pmáx.	-0,450 %/°C
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,350 %/°C
Coeficiente de temperatura Isc.	0,056 %/°C

Tabla 3. Especificaciones técnicas módulo fotovoltaico

A continuación se realizan los cálculos previos para estimar la posible configuración a una temperatura de 25ºC.

- Número máximo de módulos por inversor: 28 módulos

  Potencia Máx Inv= 6000·1,2= 7200W

  Pmáx Inv / Pmáx mod = 7200/255= 28 módulos

- Número máximo de módulos en Paralelo: 2

  Imáx Inv CC / Isc mod = 9 ACC · 2 / 8,18 = 2 módulos

- Número máximo de módulos en serie por cadena:

  Vmin MPP / Vmp = 345 / 31,20 = 11 módulos

- Número Máximo de módulos en serie por cadena:

  Vmax MPP / Voc = 600 / 37,8 = 15 módulos

Teniendo en cuenta los rangos calculados anteriormente, la configuración propuesta por inversor es la siguiente:

Módulo	**Mitsubishi Electric**		**cadena 1**	**cadena 2**
Modelo	PV-MLT255HC	por cadena	13	13
Temperatura de los módulos*		Máx.	70ºC	70
		Mín.	-20ºC	-20
Orientación			Sud	sud
Ángulo			30,0º	30,0

Tabla 4. Configuración propuesta

En este punto se realiza un análisis del campo fotovoltaico teniendo en cuenta los cambios de temperatura mediante los coeficientes facilitados en la ficha técnica del fabricante de los módulos. Para cada uno de los subgrupos inversores se obtiene:

Potencia total FV	6.630,00 Wp	
Cadena	String 1	String 2
Voltaje del circuito abierto a -20,0°C	568,79 V	568,79 V
Voltaje del punto de potencia máxima a 70,0°C	341,71 V	341,71 V
Voltaje del punto de potencia máxima a -20,0°C	469,48 V	469,48 V
Corriente del punto de potencia máxima a 70,0°C	8,38 A	8,38 A
Voltaje del circuito abierto a -20,0°C	568,79 V	568,79 V
Voltaje del circuito abierto a 25,0°C	491,40 V	491,40 V
Corriente del circuito abierto a 25,0°C	8,89 A	8,89 A
Voltaje del punto de potencia máxima a 25,0°C	405,60 V	405,60 V
Corriente del punto de potencia máxima a 25,0°C	8,18A	8,18A

Tabla 5. Datos eléctricos por inversor fotovoltaico

	Potencia Nominal (W)	Nº módulos	Nº Cadenas	Mód x cadena	Vmp (V)	Voc (V)	Isc (A)	Potencia (W)
Inversor 1	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 2	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 3	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 4	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 5	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 6	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 7	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 8	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 9	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 10	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 11	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 12	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 13	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 14	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630
Inversor 15	6000	26	2	13	405,6	491,4	8,89	6630

Tabla 5. Datos eléctricos conjunto de inversores fotovoltaicos

3. CÁLCULOS DEL CABLEADO

3.1. Cálculo de secciones

Para el cálculo de conductores de potencia se siguen las siguientes directrices tal y como indica el R.E.B.T.

- Máxima caída de tensión admisible: Se toma como base que la caída de tensión en el lado de CC ha de ser inferior a 1,5% en condiciones estándar (25º-1000W/m2) tal y como determina el ITC-BT-40.

$$S = 2 \cdot L \cdot I \cdot C / U \cdot e$$

donde,

S: sección del conductor en mm2
L: longitud de la línea en m
P: Potencia en W
C: conductividad, en el caso del cobre 1/56Ω·mm2·m-1
e: caída de tensión en V
U: tensión en V

- Intensidad máxima admisible por cable en servicio permanente. Según la ITC-BT-40 el cableado ha de estar dimensionado para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad generada.

2.1.2 Cableado CC

Cableado entre módulos

Todas la conexiones entre módulos se harán con cableado propio de módulos, exceptuando los tramos en lo que la distancia sea mayor para lo cual se utilizara cableado de 6 mm2 de diámetro.

Cableado desde módulos hasta inversor

Inversor	Cad. Mód.	I (A)	v (V)	C (Cu)	Caída de Tensión (%)	L (m)	Sección Teórica (mm2)	Sección Comercial (mm2)	Caída de Tensión Real (%)
1	1	8,89	491,4	56	0,5	30	3,88	**6**	0,32
	2	8,89	491,4	56	0,5	30	3,88	**6**	0,32
2	1	8,89	491,4	56	0,5	30	3,88	**6**	0,32
	2	8,89	491,4	56	0,5	35	4,52	**6**	0,38
3	1	8,89	491,4	56	0,5	35	4,52	**6**	0,38
	2	8,89	491,4	56	0,5	35	4,52	**6**	0,38
4	1	8,89	491,4	56	0,5	40	5,17	**6**	0,43
	2	8,89	491,4	56	0,5	40	5,17	**6**	0,43
5	1	8,89	491,4	56	0,5	40	5,17	**6**	0,43
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48

6	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
7	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
8	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
9	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
10	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
11	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
12	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
13	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
14	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
15	1	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48
	2	8,89	491,4	56	0,5	45	5,82	**6**	0,48

Tabla 6. Sección cableado entre módulos e inversor

2.1.3 Cableado CA

Inversor	I (A)	v (V)	K (Cu)	Caída de Tensión (%)	L (m)	Sección Teórica (mm2)	Sección Comercial (mm2)	Caída de Tensión (%)
1	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
2	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
3	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
4	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
5	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
6	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
7	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
8	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
9	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
10	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
11	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
12	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
13	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
14	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32
15	28,83	400	56	0,5	20	10,3	**16**	0,32

Tabla 7. Sección cableado CA

4. CÁLCULOS DE LA ESTRUCTURA

La estructura fotovoltaica ha sido calculada previamente por el fabricante de acuerdo con el CTE SE-AE. Las cargas consideradas son las siguientes:

1. Carga peso propio estructura más módulos
2. Carga viento frontal y de succión
3. Carga por peso de nieve.

Para hacer el cálculo de estas cargas sobre la infraestructura fotovoltaica, se tiene en cuenta la fuerza del viento en una superficie vertical según la siguiente expresión:

$$Fv = qe \cdot S \cdot \text{Sin } \alpha$$

donde,

Fv: Fuerza del viento (N)

qe: presión estática del viento (N/m2)

S: Superficie vertical que ofrece resistencia (m2)

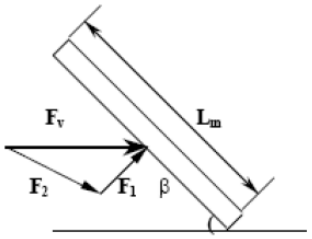


Figura 5. Cargas sobre la estructura

La presión estática del viento se calcula como:

$$qe = qb \cdot ce \cdot cp$$

donde,

qb: presión dinámica del viento = 0,52KN/m2 (CTE SE-AE, anexo D)

ce: coeficiente de exposición = 2,27 (CTE SE-AE, tabla 3.4)

cp: coeficiente eólico o de presión = 2,2 (CTE SE-AE, anexo D.10)

5. CÁLCULO PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra tiene como función derivar la tensión que pudiera llegar a las masas de la instalación como son los marcos de los módulos, la estructura, etc, a suelo. De esta manera se consigue disminuir el riesgo de accidente sobre personas i/o averías en equipos electrónicos.

El ICT-BT-18, indica que el valor de resistencia de tierra será tal que para cualquier masa no pueda conllevar tensiones de contacto superiores a los 24V.

Un sistema basado en un interruptor diferencial y una toma de tierra de las masas permite mantener la tensión de contacto por debajo de la tensión de seguridad mediante la limitación de los valores máximos de la intensidad por defecto y la resistencia de tierra.

La condición es:

$$Id \cdot RT \leq 24\ V$$

La línea de puesta a tierra de la instalación eléctrica estará formada por conductores de cobre desnudo, de construcción y resistencia eléctrica Ra según la clase 2 de la Norma UNE 21002. El cálculo de dicha resistencia se calcula como:

$$Ra = Vmáx\ de\ contacto / Imáx\ contacto = 24 / 8{,}89 = 2{,}69\ \Omega$$

Irá enterrado a una profundidad mínima de 50 cms y tendrá un diámetro de 16 mm2 de sección y se unirá al módulo aprovechando la unión atornillada de éste con la estructura. En toda la instalación de puesta a tierra existirá un punto principal de tierra, en un lugar accesible para poder medir la resistencia a tierra, de protección, de conexión equipotencial y de puesta a tierra funcional.

Se utilizarán conductores de protección para la protección de contactos indirectos que unirán las masas metálicas al conductor de tierra. La sección de este conductor será la mitad de las de los conductores de fase. Para la conexión equipotencial de las masas metálicas se utilizará conductor de cobre de sección no inferior a la mitad de la del conductor de protección con una sección mínima de 2,5 mm2.

Estimación de la producción con PV CONFIGURATOR

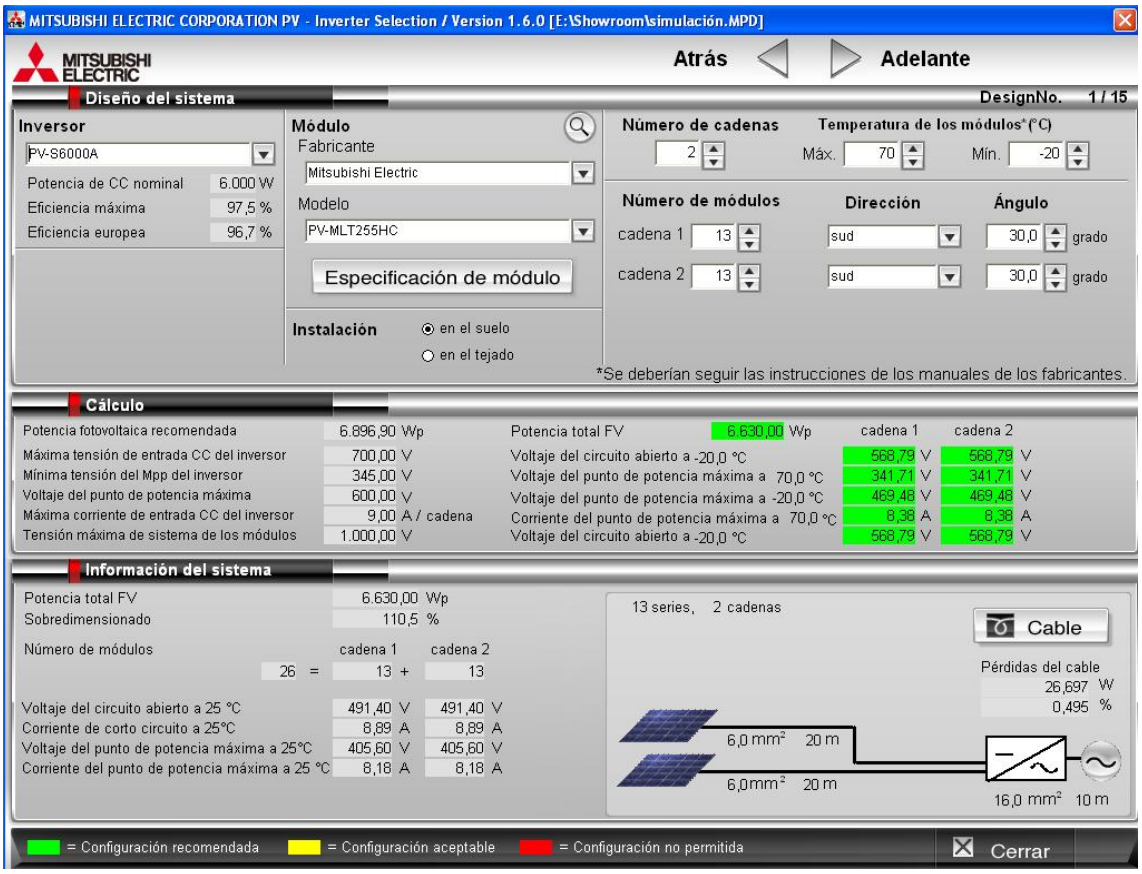


Figura 6. Imagen PV Configurator

MITSUBISHI ELECTRIC

Datos del cliente

Proyecto	PFM
Nombre	Francesc Picón
Dirección	
Teléfono	
E-mail	

Situación

País	España
Región	Cataluña
Ciudad	Barcelona

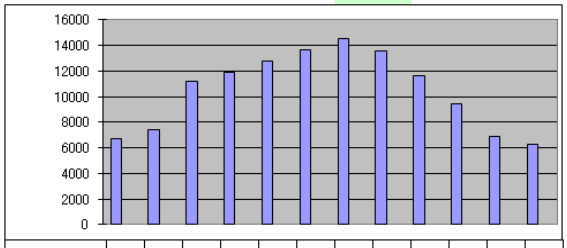
Radiación solar	1,446	kWh/m²/año
Temperatura media	16,34	°C/año

Especificación del sistema

Potencia total FV	99.450,00	Wp
Rendimento energético especific	1.270,6	kWh/kWp

Simulación

Electricidad generada 126360 kWh



Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Potencia generada (kWh)	6750	7470	11250	11895	12825	13650	14580	13605	11685	9480	6900	6270

Eficiencia económica

Precio de venta de la unidad de electricidad	27	€ cent/kWh
Ingresos	34,117	€ /año

Contribución al medio ambiente

CO2	22745	kg°C/año
aceite	30705	Litros/año
árbol	126,4	árboles/año

Aviso:
Los valores mostrados son valores estimados, no están garantizados.

Figura 7. Imagen PV Configurator

MITSUBISHI ELECTRIC

DesignNo.

Inversor	PV-S6000A				
Potencia de CC nominal	6	W			
Eficiencia máxima	97,5	%			
Eficiencia europea	96,7	%			
Potencia fotovoltaica recomendada	6.896,90	Wp			
Máxima tensión de entrada CC del inversor	700,00	V			
Mínima tensión del Mpp del inversor	345,00	V			
Voltaje del punto de potencia máxima	600,00	V			
Máxima corriente de entrada CC del inversor	9,00	A / cadena			
Tensión máxima de sistema de los módulos	1.000,00	V			
Potencia total FV	6.630,00	Wp			
Sobredimensionado	110,5	%			
Número de módulos	26 = 13 + 13				

Módulo	Mitsubishi Electric			
Modelo	PV-MLT255HC			
			cadena 1	cadena 2
por cadena			13	13
Temperatura de los módulos*		Máx.	70 °C	70 °C
		Mín.	-20 °C	-20 °C
Dirección			sud	sud
Ángulo		grado	30,0 grad	30,0 grado

*Se deberían seguir las instrucciones de los manuales de los fabricantes.

Potencia total FV	6.630,00	Wp		OK
			cadena 1	cadena 2
Voltaje del circuito abierto a -20,0°C	568,79	V	568,79 V	OK
Voltaje del punto de potencia máxima a 70,0°C	341,71	V	341,71 V	OK
Voltaje del punto de potencia máxima a -20,0°C	469,48	V	469,48 V	OK
Corriente del punto de potencia máxima a 70,0°C	8,38	A	8,38 A	OK
Voltaje del circuito abierto a -20,0°C	568,79	V	568,79 V	OK

			cadena 1	cadena 2
Voltaje del circuito abierto a 25 °C	491,40	V	491,40 V	
Corriente de corto circuito a 25°C	8,89	A	8,89 A	
Voltaje del punto de potencia máxima a 25°C	405,60	V	405,60 V	
Corriente del punto de potencia máxima a 25 °C	8,18	A	8,18 A	

Especificaciones del módulo

Mitsubishi Electric	PV-MLT255HC	
Células	mono, 120	
Potencia nominal de salida(Pmáx)	255,00	W
Voltaje del circuito abierto (Voc)	37,80	V
Corriente de Corto Circuito (Isc)	8,89	A
Voltaje del punto de potencia máxima (VPPM)	31,20	V
Corriente del punto de potencia máxima (Imp)	8,18	A
Tensión máxima del sistema (Vmáx)	1000,00	V
Coeficiente de temperatura de Pmáx.	-0,450	%/°C
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,350	%/°C
Coeficiente de temperatura Isc.	0,056	%/°C

13series,2cadenas

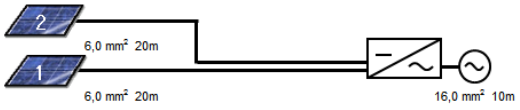


Figura 8. Imagen PV Configurator

Màster Interuniversitari UB-UPC d'Enginyeria en Energia

Acta d'Avaluació de Projecte

Curs:
Codi UPC: **33563**

Data defensa:

Qualificació:

Alumne:
DNI:
Títol:

Director:
Director:
Ponent:

Tribunal

President:
Vocals:

Suplents:

Observacions

Signatura

Convocatòria Ordinària,	Convocatòria Extraordinària,
Cognoms, nom (President)	Cognoms, nom (President)
Cognoms, nom (Vocal)	Cognoms, nom (Vocal)
Cognoms, nom (Vocal)	Cognoms, nom (Vocal)