



TÍTULO

ANÁLISIS DE COSTES Y DE RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN VIVIENDAS RESIDENCIALES PARA AUTOCONSUMO

AUTOR

Fernando Fontana Giacosa

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2017

Directores Dr. Mariano Sidrach de Cardona Ortín ; Dr. Gustavo Nofuentes Garrido

Tutor Dr. Diego López Talavera

Curso *Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica (2016/17)*

ISBN 978-84-7993-632-7

© Fernando Fontana Giacosa

© De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía

Fecha documento 2017



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadore (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
- **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
- *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
- *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*



MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Curso 2016/2017

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TÍTULO

ANÁLISIS DE COSTES Y DE RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA
TENCOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN VIVIENDAS RESIDENCIALES
PARA AUTOCONSUMO

AUTOR

Fernando Fontana Giacosa

TUTOR

Dr. Diego López Talavera



Reconocimiento-No-comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicarpúblicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento:**Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyoo apoyan el uso que hace de su obra).
- **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.

- Al reutilizar o redistribuir la obra, tiene que dejar bien clarolos términos de la licencia de esta obra.
- Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.
- Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.

TÍTULO DEL PROYECTO

Análisis de Costes y de Rentabilidad Económica de la Tecnología Solar Fotovoltaica en Viviendas Residenciales para Autoconsumo.

AUTOR

Fernando Fontana Giacosa

TUTOR

Profesor Dr. Diego López Talavera

RESUMEN:

El Trabajo Fin de Máster consistirá en el diseño de una instalación fotovoltaica en un edificio residencial destinado a vivienda, donde la energía producida se destina para autoconsumo total o parcial de los servicios generales de uso común.

El mismo se desarrollará en dos partes. La primera que consistirá del diseño de la instalación de generación fotovoltaica conectada a la red cuya producción se destinará a cubrir la totalidad de la demanda de energía eléctrica o una parte de la misma, y la segunda parte donde a partir del diseño realizado para la localización definida y producción obtenida se realizará el análisis de viabilidad económica y financiera.

Se plantearán diferentes escenarios según el tipo de autoconsumo, llevándose a cabo un exhaustivo análisis de viabilidad económica y financiera (VAN, TIR, etc.), así como, de costes de generación eléctrica (LCOE) de los diferentes escenarios planteados.

PALABRAS CLAVE:

Energía Solar Fotovoltaica, SFCR para autoconsumo, Análisis de Costes, Viabilidad Económica y Financiera.

PROJECT TITLE

Análisis de Costes y de Rentabilidad Económica de la Tecnología Solar Fotovoltaica en Viviendas Residenciales para Autoconsumo.

AUTHOR

Fernando Fontana Giacosa

TUTOR

Proffesor Dr. Diego López Talavera

ABSTRACT:

The final master's degree work will consist of the design of a photovoltaic installation in a residential housing (house or building), where the energy produced is destined for self-consumption.

It will be developed in two parts. The first will consist of the design of the photovoltaic generation plant connected to the grid whose production will be destined to cover all the demand for electrical energy or a part of it, and the second part where from the design made for the location defined and production obtained the analysis of economic and financial viability will be carried out.

Different scenarios will be considered according to the type of self-consumption, carrying out an exhaustive analysis of economic and financial viability (NPV, IRR, etc.), as well as electricity generation costs (LCOE) of the different scenarios.

KEY WORDS:

Photovoltaic Solar Energy, SFCR for self-consumption, Cost Analysis, Economic and Financial Viability.

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa, mi hija y mi familia, por su cariño, comprensión y apoyo en todo momento, que hicieron posible armonizar las actividades familiares y trabajo profesional con la Maestría, siendo para mí una fuente de motivación y fortaleza para realizar el Máster.

Al Dr. Mariano Sidrach de Cardona Ortín y al Dr. Gustavo Nofuentes Garrido que dirigen y coordinan el curso, a todo el grupo de profesores que han dictado las materias del Máster que siempre nos han motivado e invitado a continuar y participar a lo largo de todo el Máster, demostrando su pasión por la docencia, dedicación, experiencia profesional, calidad humana, buena disposición y comprensión para armonizar los tiempos asignados y con los plazos de entrega de las materias cursadas.

Un agradecimiento especial al Dr. Diego López Talavera quien ha sido mi tutor, por su comprensión, apoyo y orientación en la tutoría del proyecto.

ÍNDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO	9
2. INTRODUCCIÓN	10
3. JUSTIFICACIÓN.....	14
4. OBJETIVOS.....	20
5. ANTECEDENTES.....	21
5.1 EFECTO FOTOVOLTAICO	22
5.2 TIPOS DE SISTEMAS: SFA Y SFCR.....	23
5.3 TECNOLOGÍAS DE CÉLULAS Y MÓDULOS	25
6. MARCO REGULATORIO	28
6.1 NORMATIVA DE APLICACIÓN	29
6.1.1 NORMATIVA ESPAÑOLA	29
6.1.2 NORMATIVA URUGUAYA	29
6.2 NORMAS DE DISEÑO	33
6.3 MODALIDADES DE AUTOCONSUMO.....	33
7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	35
7.1 MEMORIA DESCRIPTIVA	35
7.2 OBJETO DEL PROYECTO.....	37
7.3 EMPLAZAMIENTO	38
7.4 RECURSO SOLAR.....	39
7.5 INVERSORES.....	41
7.6 DIMENSIONADO DEL GENERADOR.....	43
7.7 ENERGÍA GENERADA Y DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS .	49
7.8 CABLEADO.....	54
7.8.1 SECCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA (DC).....	55
7.8.2 SECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (AC).....	57
7.9 PROTECCIONES.....	61
7.9.1. PROTECCIONES DC	61
7.9.2. PROTECCIONES AC	66
7.9.3. DESCARGADORES DC Y AC	69

7.10	MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS EN LA RED DE CONTINUA (DC)	72
7.11	MEDIDAS DE PROTECCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN CON LA RED DE ALTERNA (AC)	74
7.12	PUESTA A TIERRA	76
7.13	MEMORIA TÉCNICA	77
7.14	CARACTERÍSTICAS DEL CONSUMO	84
7.14.1.	DATOS DE PARTIDA	84
7.14.2.	ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DEL EDIFICIO	84
7.15	SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN CON PVSYS	86
8.	ANÁLISIS ENERGÉTICO	96
8.1	ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA	96
8.2	ESTIMACIÓN DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂	98
8.3	COSTE MEDIO DEL kWh CONSUMIDO DE LA RED ELÉCTRICA Y TASA DE CONEXIÓN	98
8.4	ANÁLISIS DEL AHORRO	100
9.	ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO	101
9.1	DATOS GENERALES	102
9.2	COSTE DE LA INVERSIÓN INICIAL	103
9.3	VALOR ACTUAL NETO	105
9.4	TASA INTERNA DE RETORNO	109
9.5	PLAZO DE RECUPERACIÓN CON DESCUENTO	110
9.6	COSTE NORMALIZADO DE LA ENERGÍA	111
9.7	ANÁLISIS FINANCIERO (ANÁLISIS TESORERÍA)	112
9.8	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	114
8.8.1.	SENSIBILIDAD AL COSTE en €/Wp	114
8.8.2.	SENSIBILIDAD AL COSTE DE INYECCIÓN A RED	115
8.8.3.	SENSIBILIDAD AL FINANCIACIÓN	116
10.	CONCLUSIONES	117
11.	FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO	118
12.	TERMINOLOGÍA Y SÍMBOLOS EN FOTOVOLTAICA	118
13.	TERMINOLOGÍA ECONÓMICA - FINANCIERA	121

Autor: Fernando Fontana Giacosa

14. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	121
ANEXOS	125
ANEXO 1: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÓDULOS FV	125
ANEXO 2: ESPECIFICACIONES DE INVERSORES MONOFÁSICOS	127
ANEXO 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS INTERRUPTORES DC	130
ANEXO 4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS INTERRUPTOR AC	131
ANEXO 5: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE FOTOVOLTAICO	131
ANEXO 6: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE ALTERNA	132
ANEXO 7: DESCARGADORES DC Y AC	133
ANEXO 8: RADIACIÓN SOLAR	135

1. RESUMEN EJECUTIVO

El Decreto 173/010 que habilita la conexión a la red de baja tensión de generadores de fuentes renovables de energía eólica, solar, biomasa y mini-hidráulica entró en vigencia en Uruguay el 1° de julio de 2010. Éste se enmarca en la Política Energética Nacional 2005 – 2030 apoyada en un plan de implementación para promover la utilización de fuentes renovables no convencionales de energía, siendo Uruguay uno de los países pioneros en Sudamérica en liberar la generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales a la red pública de distribución. Toda la documentación, resoluciones y requisitos relacionados con instalaciones de micro-generación (IMG) se encuentran disponibles en el sitio web de UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas)¹.

El Decreto habilita al suscriptor con la IMG a intercambiar energía con la red pública de distribución firmando previamente un convenio de conexión con UTE, y deberá cumplir con el Reglamento de Instalaciones Interiores de Baja Tensión de UTE y condiciones fijadas por el Ministerio de Industria, Energía y Minería. De acuerdo a la reciente Resolución Ministerial del 12 de mayo de 2017, que introduce modificaciones al régimen jurídico de micro-generación relacionadas al Decreto 173/010 del 1° de junio de 2010 para el intercambio bidireccional de energía con la red de distribución, en el caso de un suscriptor existente su inyección de energía eléctrica anual a la red de distribución deberá ser menor o igual que el consumo anual de energía consumida de la red, tomando en cuenta sus consumos históricos. Si se trata de un suscriptor nuevo debe presentar una declaración jurada relacionada con el cumplimiento de este requisito junto a un proyecto detallado y su consumo proyectado.

El Trabajo Fin de Máster (TFM) se enfoca en el diseño de una IMG fotovoltaica destinada a abastecer las necesidades de autoconsumo de los servicios comunes en un edificio de residencial, realizando su diseño técnico y un análisis de costes y rentabilidad económica y financiera, considerando el marco normativo vigente en Uruguay. Del diseño técnico surgirá si para el sitio de emplazamiento elegido es posible atender en forma parcial o total las necesidades de los servicios comunes de un edificio construido en una zona residencial urbana densamente poblada de la ciudad de Montevideo, capital de Uruguay.

Una dificultad que surge en este TFM es que para los edificios construidos en zonas urbanas de la capital con alta densidad habitacional, en Uruguay si bien existe una normativa que regula las alturas de construcción por zona urbana, no tiene en consideración como podría afectar la implementación de una futura IMG (instalación de micro-generación) fotovoltaica que puede afectar su producción de energía durante su vida útil.

¹<http://portal.ute.com.uy/institucional-generaci%C3%B3n-privada-conexi%C3%B3n-de-generaci%C3%B3n-la-red-de-distribuci%C3%B3n-de-baja-tensi%C3%B3n>

En particular los edificios construidos no fueron contemplados en este nuevo contexto de micro-generación y no se tuvo en cuenta su orientación para este tipo de emprendimientos, por los objetos cercanos que pudieran producir sombras como las salidas de ductos de ventilación en azoteas, tanques de agua potable y salas de máquinas de ascensores, que junto a las estructuras de edificios vecinos que sobresalen por encima de otras azoteas se transforman en objetos cercanos que producen sombra durante una parte del horario solar que afectan la producción de la IMG fotovoltaica.

El resultado de este TFM muestra en primera instancia que, más allá del límite que impone el Decreto 173/010 a la potencia de micro-generación a conectar, tiene una disminución adicional de potencia por el efecto de las sombras cercanas motivadas por las estructuras vecinas que sobresalen de la azotea y sombras propias en las áreas disponibles de azotea del edificio. Estas restringen el área disponible para la instalación de una eventual IMG fotovoltaica conectada a la red pública de baja tensión.

El análisis de factibilidad económica y financiera permite concluir, en un edificio que como suscriptor tienen una potencia contratada de 10 kW con UTE, para sus servicios generales de uso común en iluminación de pasillos y escaleras, bombas de agua potable, mecanismos de portones de garaje, y ascensores, la potencia de la IMG fotovoltaica que podría instalarse queda limitada a 4 kWp que representa en términos de energía un ahorro de 30,7% de la energía anual consumida de la red de baja tensión. Desde el punto de vista de su factibilidad económica y financiera, si bien es factible económicamente considerando las condiciones previstas en el Decreto 173/010, su factibilidad financiera es muy ajustada el primer año y resulta muy sensible a la variación del coste de instalación por Wp de micro-generación, las condiciones del préstamo bancario y proporción de financiación mixta (capitales ajeno y propio) y en menor medida al precio de remuneración de la energía inyectada a la red de baja tensión a futuro.

El análisis de sensibilidad muestra el comportamiento del proyecto de micro-generación fotovoltaico a la variación de los parámetros indicados anteriormente.

2. INTRODUCCIÓN

El último reporte anual publicado por Solar Power Europe “Global Market Outlook for Solar Power/2017 - 2021 ” destaca que el año 2016 siempre será recordado como el año donde la solar se hizo más barata que el viento y tampoco se podía prever en ese momento que ese mismo año sería recordado también como un año record en crecimiento en potencia instalada fotovoltaica en el mundo alcanzando una cifra record de 76,6 GW que representan un crecimiento del 53,2% respecto a la potencia instalada a nivel mundial de 50 MW alcanzada en 2015, que de 2014 a 2015 tuvo un crecimiento interanual del 25%. Como se puede observar en la Figura I, se mantiene la creciente tendencia de China como líder del mercado fotovoltaico juntos a los países denominados Asia Pacífico que incluye India, Australia y Japón.

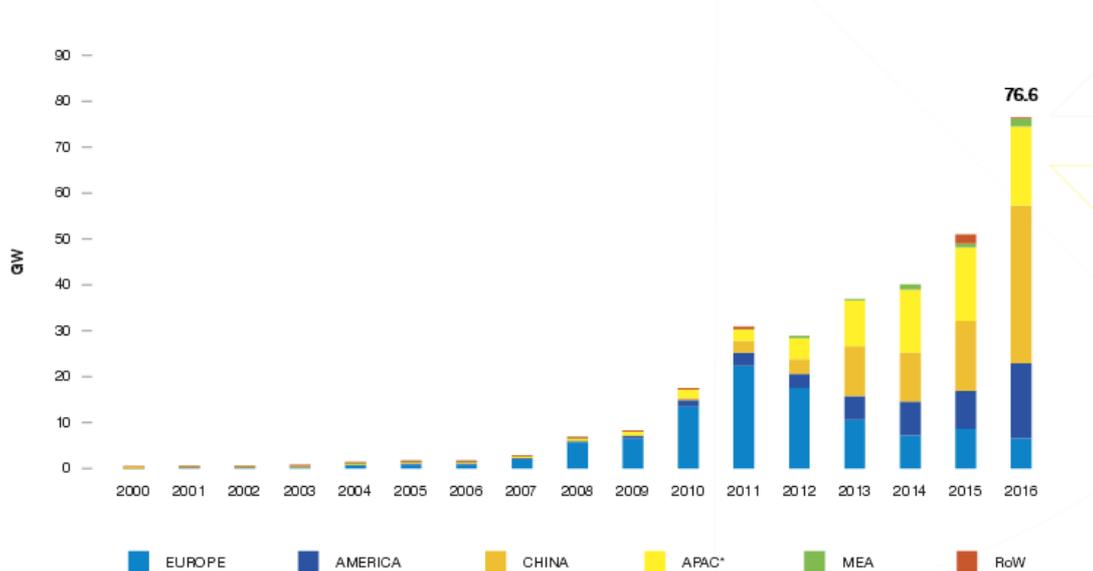


Figura I – Evolución de la Potencia Fotovoltaica Interanual Mundial instalada²
 Fuente: Global Market Outlook for Solar Power/2017 – 2021 publicado por Solar Power Europe

Si este crecimiento en términos de potencia interanual mundial se traslada a potencia solar fotovoltaica instalada acumulada resulta que en 2016 se tienen 306,5 GW acumulados en 2017 comparados con los 227 GW acumulados a 2015.

La visión de la evolución del mercado fotovoltaico en términos de perspectiva 2017 – 2021 continua siendo optimista en lo que refiere a crecimiento para 2017 pensando inclusive en superar los 80 GW en el escenario medio propuesto. Los otros escenarios contemplados son un escenario bajo que supone que se retiraría el apoyo que han dado los gobiernos de los principales mercados fotovoltaicos para estimular su crecimiento y desarrollo, pero a pesar de ello de todos modos en 2017 se podrían alcanzar 58,5 GW. Este escenario se considera que es poco probable que ocurra teniendo en cuenta las manifestaciones de los principales actores del mercado fotovoltaico a comienzos de 2017.

²http://irishsolarenergy.org/wp-content/uploads/2017/06/GMO_2017.pdf

Autor: Fernando Fontana Giacosa

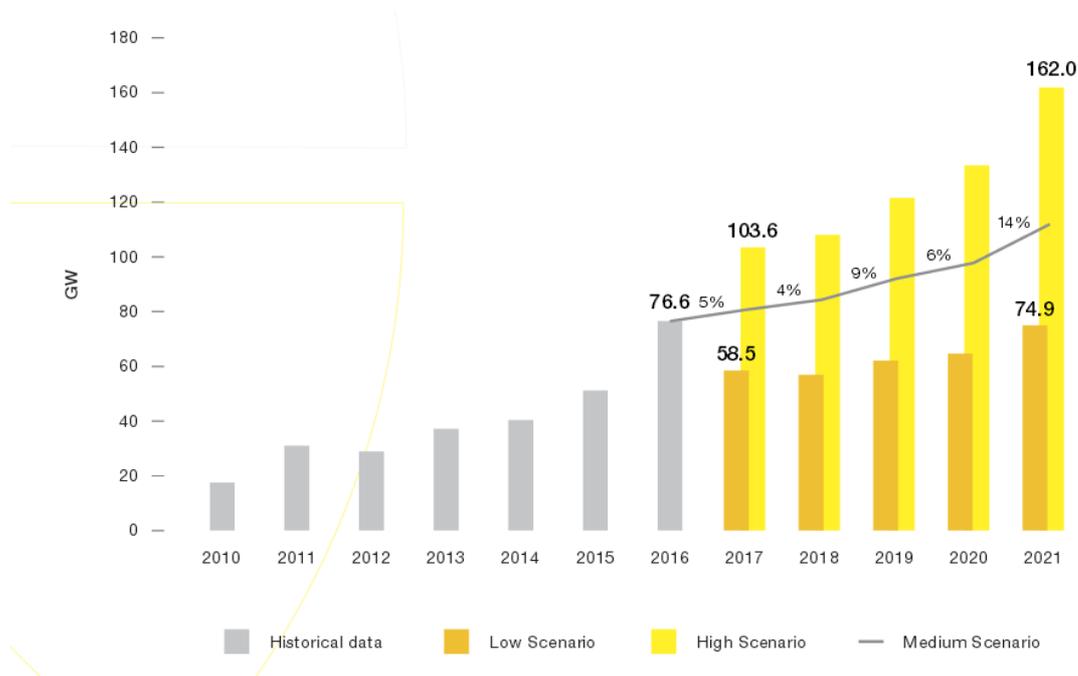


Figura II – Escenarios del Mercado Mundial Solar Fotovoltaico 2017 - 2021³
 Fuente: Global Market Outlook for Solar Power/2017 – 2021 publicado por Solar Power Europe

El escenario alto de la Figura II parece muy ambicioso comparado con los anteriores. Sin embargo si se mira por un lado los mercados líderes se manejan con incentivos de apoyo a la tecnología fotovoltaica, en China y Japón basados en FIT (Feed-In Tariff, un instrumento normativo que impulsa el desarrollo de las ERNC, energías renovables no convencionales, mediante el establecimiento de una tarifa especial, premio o sobre precio, por unidad de energía eléctrica inyectada a la red por unidad de generación ERNC) y EE.UU. mediante créditos tributarios). Esto deja margen para un gran potencial de crecimiento. Cabe recordar que nadie había previsto inicialmente un crecimiento interanual del 50% para el año 2016 en un escenario normal de negocios.

En este mismo reporte los cálculos recientes del costo de electricidad normalizado de electricidad o Levelised Cost of Electricity (LCOE) realizados por un banco de inversión estadounidense demuestran que la energía solar a escala es más barata que la de las nuevas turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), la generada en centrales de carbón y en centrales nucleares.

³http://irishsolarenergy.org/wp-content/uploads/2017/06/GMO_2017.pdf

Autor: Fernando Fontana Giacosa

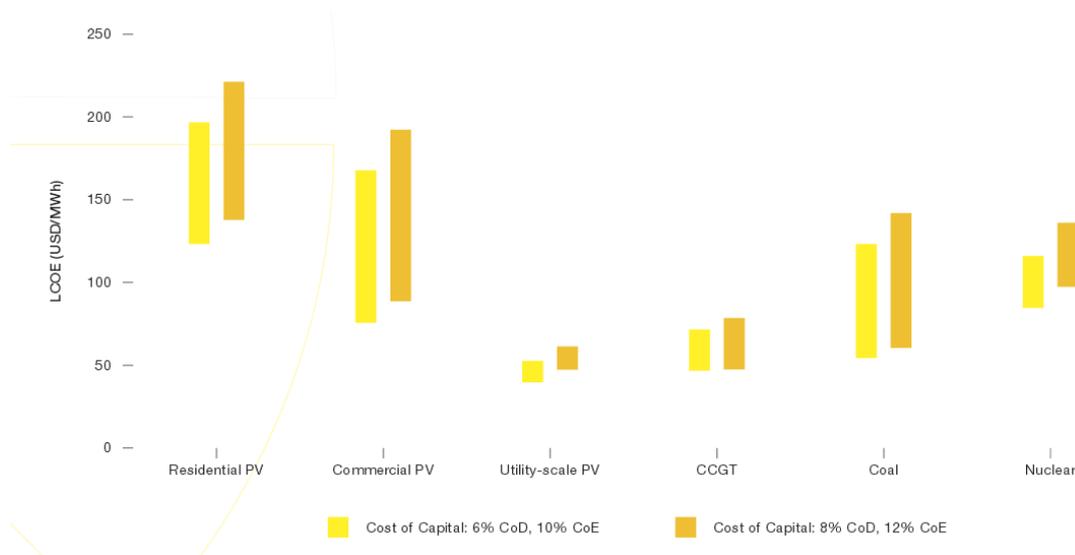


Figura III – Comparación de costos de generación FV con otras fuentes de generación⁴
 Fuente: Global Market Outlook for Solar Power/2017 – 2021 publicado por Solar Power Europe

La generación solar FV tuvo un avance tecnológico muy importante en la última década que permitió su posicionamiento en el mercado mundial con una tecnología madura y probada de células fotovoltaicas de silicio, con precios en el mercado mundial que actualmente la hacen competitiva y rentable para integrar un mix energético de generación para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

El incremento sostenido de los precios del petróleo en estos últimos años alcanzando valores por barril que tienen una fuerte incidencia en los países que tienen una matriz energética fuertemente dependiente del petróleo, ha sido un motivador para transitar hacia una nueva matriz energética a partir de energías renovables no convencionales (ERNC) teniendo en cuenta además la perspectiva de los desafíos del cambio climático en lo que refiere a reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Este desarrollo impulsado a partir de la crisis del precio de petróleo ha motivado a los países con una fuertemente dependencia del crudo a transitar hacia una nueva matriz energética con diversificación de fuentes de energías renovables fundamentalmente no convencionales como eólica, solar fotovoltaica y biomasa, sustentada en una política energética de largo plazo. Este tránsito se complementa durante y luego de la transición con medidas de eficiencia energética como forma de equilibrar oferta y demanda, promoviendo un uso racional y eficiente de la energía, y la promoción de la generación distribuida acercando la generación a los centros de demanda para reducir pérdidas de energía.

Todos estos aspectos en su conjunto representan una fortaleza para la generación solar fotovoltaica que la convierte en una opción atractiva en un mercado que cuenta actualmente con una tecnología madura, probada y precios que la hacen competitiva con

⁴http://irishsolarenergy.org/wp-content/uploads/2017/06/GMO_2017.pdf

otras fuentes de generación en un mundo donde las actividades humanas requieren consumos energéticos continuamente crecientes, más eficientes y a partir de fuentes de generación renovables no convencionales que sean compatibles con los desafíos del cambio climático en el que participamos todos.

Sin embargo, las fuentes renovables no convencionales de energía como es el caso de la solar fotovoltaica, entre otras, presentan una variabilidad inevitable del recurso que requiere de un respaldo con sistemas de acumulación o generación de rápida respuesta en el arranque como puede ser la generación de fuente renovable hidráulica de gran porte, las centrales de bombeo con embalse o ciclos combinados. Actualmente se trabaja en el desarrollo de diversas tecnologías de acumulación en gran escala, que aún no han alcanzado capacidades de almacenamiento que resulten rentables actuando como respaldo para atender la variabilidad de los recursos renovables y poder abastecer la demanda de energía eléctrica.

Para poder llegar a la autogeneración en usuarios del sistema eléctrico, requiere que en el proceso de cambio de matriz energética todos los actores involucrados, Instituciones Gubernamentales, Entidades del Mercado Eléctrico y Regulación, estén alineados en este proceso de transición dando señales claras y transparentes a inversores, usuarios del sistema eléctrico, generadores y fabricantes que desarrollan las tecnologías.

En Uruguay, que es donde se localiza este TFM, el proceso de transición a la nueva matriz energética ha sido acompañado con una Ley de Promoción de Inversiones con exoneraciones fiscales como incentivo a la instalación de generación renovable no convencional donde los inversores en los generadores fotovoltaicos instalados por empresas tienen la opción de descontar IRAE (Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas) entre otros. En particular las IMG destinadas al autoconsumo para suscriptores residenciales forma parte de esta estrategia de largo plazo pero no cuenta con el beneficio fiscal del IRAE. El IRAE en Uruguay es un impuesto que está dirigido a las empresas, entre ellas las sociedades con o sin personería jurídica que residan en el país, aun si están en proceso de liquidación, los grupos de interés económico, las asociaciones y sociedades agrarias, las sociedades civiles con objeto agrario, los fideicomisos (excepto los de garantía) y ciertas asociaciones y fundaciones.

3. JUSTIFICACIÓN

En un informe reciente de IRENA (International Renewable Energy Agency)⁵ publicado con resultados al 2016, comenta que en la reciente COP 21 de París, se marcó el rol crítico que desempeña la energía en la lucha contra el cambio climático en esta nueva etapa y que se puede alcanzar dentro de un contexto de continuas reducciones de costos de la energía solar y eólica, dado que aunque son tecnologías comercialmente disponibles en el mercado, todavía tienen potenciales de reducción de costos muy importantes. Si esto se acompaña con una política y un marco normativo apropiados las

⁵http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

tecnologías solar y eólica todavía pueden obtener significativas reducciones de costos adicionales para 2025 y más allá.

Se estima que para 2025 el coste normalizado medio de generación de electricidad (LCOE) puede descender un 59% cuando sea generación con energía solar fotovoltaica, un 35% si es de origen eólico offshore y un 26% cuando es energía eólica onshore. Los LCOE procedentes de centrales de energía solar de concentración fotovoltaica (CSP) podrían descender más del 43%, dependiendo de la tecnología utilizada.

Desde 2009, los precios de los módulos solares y las turbinas eólicas se han bajado un 80% y entre un 30% y 40%, respectivamente. Con cada duplicación de la capacidad instalada, los precios de los módulos fotovoltaicos descienden un 20% y el coste de la electricidad eólica cae un 12%, debido a las economías de escala y a los avances tecnológicos.

Impulsados por las mejoras tecnológicas en los módulos fotovoltaicos, los avances en la fabricación, las economías de escala y las reducciones de costos, los costos de instalación promedio ponderada de los sistemas fotovoltaicos en empresas eléctricas podrían reducirse un 59% entre 2015 y 2025. Además dado que existen varios fabricantes de tecnologías este proceso tendrá lugar en un contexto de crecientes presiones competitivas que impulsarán la innovación.

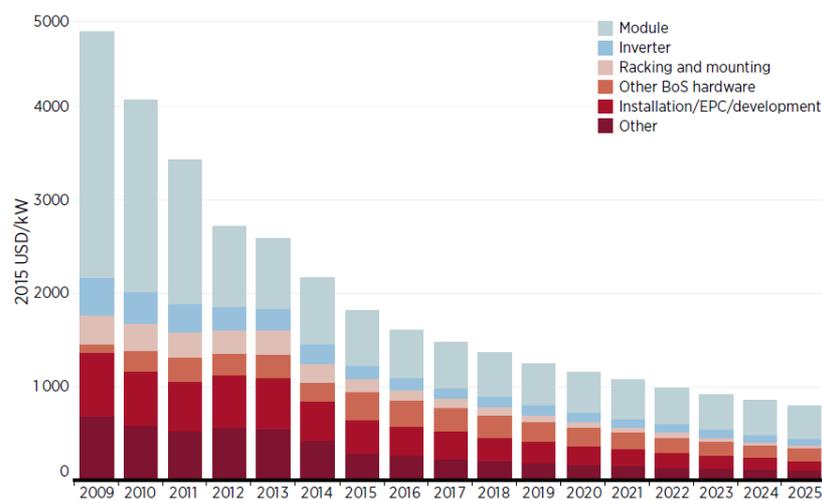


Figura IV – Costo total por kW instalado promedio ponderado de generación FV⁶
 Fuente: IRENA, International Renewable Energy Agency

El Trabajo Fin de Máster (TFM) se enfoca en el diseño de una instalación de generación fotovoltaica destinada a abastecer las necesidades de autoconsumo de los servicios comunes en un edificio de residencial, realizando su diseño técnico y un análisis de

⁶http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

costes y rentabilidad económica y financiera, considerando el marco normativo vigente en Uruguay. Del diseño técnico surgirá si para el sitio de emplazamiento elegido es posible atender en forma parcial a o total las necesidades de los servicios comunes de un edificio construido en una zona residencial urbana densamente poblada de la ciudad de Montevideo, capital de Uruguay.

Los servicios generales de un edificio residencial comprenden bombas de agua potable que traspasan agua potable de depósitos interiores a los superiores ubicados en la azotea, salas de máquinas de ascensores, iluminación de pasillos y escaleras, mecanismos de accionamiento de cortinas de garajes.

Los consumos eléctricos tomados de la red de baja tensión de la Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica (UTE) para las necesidades de estos servicios de uso común, en valores mensuales o anuales pueden ser superiores a lo que podría aportar el GFV (generador fotovoltaico) en ese mismo paso de tiempo. Lo que se pretende explicar es que a pesar que aparezca en principio como deficitaria la producción mensual del GFV comparada con los requerimientos mensuales del edificio, puede igualmente dar lugar a inyecciones a la red de la Compañía Distribuidora en períodos de tiempo menores (semanas, horas, etc.). Esto se fundamenta por el hecho de que este tipo de necesidades de consumo para los servicios generales no son demandas planas y además varían con los consumos y personas que habitan el edificio en un determinado período de tiempo. Por lo tanto es posible que en las simulaciones del comportamiento del sistema FV con el programa PVSYSY (versión de prueba), una parte de la energía que produce el GFV se inyecte a la red. Por otra parte, como veremos más adelante en el TFM el PVSYSY define en su simulación cómo asigna la energía del GFV con destino al usuario o su inyección a la red eléctrica.

Esto significa que al momento de valorar los ahorros e ingresos por venta de energía a la red, podemos considerar precios diferentes dependiendo del año que se esté analizando. Los primeros 10 años de contrato con UTE para venta de la energía inyectada en la red el precio se relaciona con la tarifa del suscriptor que tiene contratada con UTE y a partir del año 11 al final de la vida útil del proyecto a los 25 años, cambia el precio de venta a la red por un valor aún no definido pero que será determinado basado en el costo marginal de generación, como se explicará más adelante en este TFM.

En este estudio se analizarán fundamentalmente las restricciones de superficie en azotea plana y el efecto de sombras cercanas sobre la IMG (instalación de micro-generación).

En nuestro país ya ha transcurrido más de un lustro desde el comienzo de la transición a la nueva matriz energética con diversificación de fuentes de energías renovables fundamentalmente no convencionales y es la primera vez en mucho tiempo que hemos logrado abastecer la demanda máxima del sistema eléctrico con recursos 100% renovables. Esta señal es una fortaleza que junto a beneficios fiscales la transforma en una atractiva oportunidad para inversores en generación renovable no convencional y también para usuarios del sistema eléctrico a nivel residencial para generar su autoconsumo en forma total o parcial.

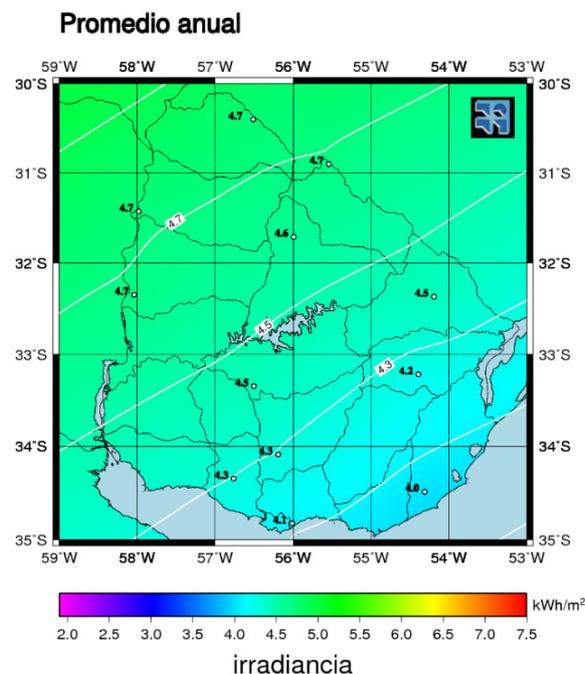
La evolución que ha tenido en los últimos años la tecnología fotovoltaica en el mercado mundial donde la tendencia de la potencia instalada vista en prospectiva continua siendo creciente, aún en escenarios desfavorables, junto a la toma de decisión de transición a una nueva matriz energética con participación de ERNC (energías renovables no convencionales) reduciendo su dependencia del petróleo, crea condiciones muy favorables para su desarrollo.

En este sentido todos los actores involucrados en este proceso en Uruguay se han alineado dando señales claras y transparentes a inversores, usuarios del sistema eléctrico, generadores y fabricantes que desarrollan las tecnologías, promoviendo como parte de la estrategia de largo plazo a nivel de usuarios residenciales la micro-generación para autoconsumo.

Adicionalmente disponemos de elementos que permiten justificar la promoción del autoconsumo a nivel residencial:

- **Recurso Solar en Uruguay**

La irradiación global media diaria anual en Uruguay, según valores promedio obtenidos de la base de datos de la NASA - SEE en el período 1983 – 2005 (22 años) es 4,53 kWh/m².día. Este valor se puede considerar como típico si se compara con el valor medio presentado por la Facultad de Ingeniería del Uruguay (UDELAR) en la publicación referida a la memoria del Mapa Solar del Uruguay⁷.



⁷<https://www.fing.edu.uy/if/solar/memoria-mapa-solar-v1.pdf>

Figura V – Mapa Solar del Uruguay. Valores medios de irradiación global diaria promedio anual

Como se puede apreciar en el mapa solar de la Figura V, el valor medio anual de la irradiación global diaria en el departamento de Montevideo se encuentra en un rango de 4,0 a 4,5 kWh/m². Las variaciones estacionales son significativas presentándose los valores mínimos en el mes de Junio del orden de 2 kWh/m² y valores máximos en los meses de Diciembre y Enero del orden de 7 kWh/m². Lo interesante que menciona este documento es que la variación territorial es mucho menor que la estacional de la irradiación debido a una relativa uniformidad geográfica del territorio nacional. Se puede decir que se tiene un nivel de irradiación global diaria en valor medio anual relativamente uniforme en todo el territorio nacional.

- **Compra de energía inyectada a la red y no pago de peajes**

Los contratos de compra de energía por parte de UTE ⁸(Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) que es una empresa pública que Genera, Trasmite, Distribuye y Comercializa la Energía Eléctrica en Uruguay, establecen que las IMG (Instalaciones de Micro-generación) no pagarán cargos (peajes) por el uso de las redes eléctricas de UTE. En el caso de clientes particulares como es el caso de un edificio residencial para vivienda, UTE es quien dejará documentada la compra de la energía inyectada a la red y se encargará de realizar las retenciones de impuestos correspondientes. El pago al titular de la IMG de la energía inyectada a la red, UTE lo hará efectivo mediante un descuento en la facturación del mes siguiente.

- **Reducción de emisiones de CO₂**

Considerando el avance logrado en nuestro país transitando hacia una nueva matriz energética la micro-generación contribuye en evitar emisiones de CO₂ a la atmósfera que son responsables de la calentamiento global y contribuye a la estrategia de la COP 21 de París (Conferencia de las Partes de Naciones Unidas realizada en París, Francia) participando del objetivo propuesto en la CPND (Contribución Prevista Nacionalmente Determinada) presentada como objetivo de Uruguay al 2030⁹. Es posible estimar la reducción de emisiones asociadas al proyecto utilizando el factor de emisión del sistema eléctrico uruguayo calculado con las metodologías de Naciones Unidas. Más adelante en el apartado correspondiente al análisis energético se realizará una estimación para el primer año de producción fotovoltaica.

- **Evaluation del impacto ambiental**

⁸<http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/institucional/CONTRATO%20MINIGENERADORES.pdf>

⁹www.mvotma.gub.uy/ambiente-territorio-y-agua/conoce/cambio-climatico/item/download/4248_0c7bdcc19a77ea735873f76b04edfeed.html

La Ley de Protección al Medio Ambiente en Uruguay (Ley N° 16.466, del 26 de enero de 1994)¹⁰ en su Artículo 6, literal F establece que los proyectos de generación de energía eléctrica de más de 10 MW cualquiera sea su fuente primaria requieren de un estudio de impacto ambiental (EIA) previo. En el caso de la micro-generación por la potencias de generación máxima que se pueden instalar no requieren de un EIA previo.

Las centrales de generación FV tienen un impacto ambiental muy bajo o casi nulo porque en la operación del generador no tiene emisiones de CO₂ (principal gas de efecto invernadero por la CMNUCC, Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático) porque no utiliza combustibles fósiles empleando una fuente de energía renovable, la energía solar. Cabe recordar que el proceso de extracción de la materia prima, fundición y purificación para obtener el Si con alto grado de pureza, tiene un consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero como CO₂ y CO asociadas en todo el proceso. Estas emisiones estarían asociadas a la implantación de un sistema de generación pero no a la generación de energía en sí misma.

Un generador FV como utiliza como fuente de generación la energía solar, los kWh que genera desplazan en el mix de plantas de generación que abastecen la demanda de energía eléctrica generadores de mayor coste de generación y reducen las emisiones equivalentes de CO₂/kWh del mix de generación. Se entiende por mix de generación el grupo de generadores que son despachados para abastecer la demanda del sistema eléctrico. Por lo tanto el generador FV reduce emisiones de CO₂ por cada kWh generado.

Considerando la fase operativa o uso del generador FV los impactos ambientales son nulos y en la fase de eliminación al fin de su vida útil que se estima en 25 años es posible reciclar la mayoría de sus componentes. El reciclaje de los paneles solares fotovoltaicos supone una oportunidad de negocio muy significativa considerando un enfoque sustentable al 2050 según un nuevo informe técnico elaborado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) y el programa fotovoltaico de la Agencia Internacional de la Energía (IEA-PVPS)¹¹.

En lo que respecta a impacto visual, en el caso de un GFV localizado en azotea de edificios tiene un impacto visual muy bajo o nulo. El ruido ocasionado por el funcionamiento de los inversores que van ubicados en una caseta en la azotea del edificio, ésta permite atenuar el bajo ruido que podrían producir los inversores de la instalación FV y el impacto visual resulta muy bajo o nulo por su ubicación en la azotea del edificio.

Finalmente en lo que refiere a impactos sobre el medio físico y biótico no se presentan efectos de alteración en el aire, el suelo, ruidos, flora y fauna.

¹⁰<http://www.mvotma.gub.uy/index.php/evaluacion-de-impacto-ambiental/item/10002446-ley-16466>

¹¹<https://www.energies-renouvelables.com/fotovoltaica/recilaje-de-paneles-solares-una-actividad-de-20160620>

- **Generación Distribuida**

Este cambio de paradigma, al transitar de un concepto de generación centralizada en generación de gran porte recorriendo largas distancias a través de las redes el sistema eléctrico hasta llegar a los grandes centro de consumo para su distribución final, a una concepción de generación distribuida contribuye a reducir las pérdidas en redes y utilizar en forma más eficiente los recursos disponibles.

4. OBJETIVOS

El trabajo constará de dos partes bien diferenciadas.

La **primera parte** consiste en el diseño de un sistema de generación fotovoltaica para abastecer la demanda de los servicios comunes de un edificio construido en una zona residencial urbana densamente poblada ubicado en una zona de Montevideo, capital de Uruguay, con alta concentración habitacional. Para el diseño del SFCR se aplicarán los conocimientos adquiridos durante el curso de la Maestría a efectos de hacer una estimación preliminar de la cantidad de módulos FV necesarios que sea compatible con el área disponible en la azotea del edificio. Este pre-dimensionado servirá de punto de partida para la simulación con el software PVSYS, para tener en cuenta la influencia de sombras cercanas, fundamentalmente de edificios contiguos para la orientación e inclinación de los módulos del GFV determinados en el pre-dimensionado. Luego de optimizar el diseño del GFV para que se ajuste a las restricciones de área en azotea, se dimensionarán conductores y protecciones del SFCR.

La **segunda parte** del trabajo consistirá en la realización de un análisis de viabilidad económica y financiera de la tecnología solar fotovoltaica aplicada a la solución adoptada en la primera parte, así como de costes de generación eléctrica (LCOE) de los diferentes escenarios que se puedan plantear.

En Uruguay, donde se localiza el proyecto, la generación a partir de fuente renovable con destino al autoconsumo conectada a la red de baja tensión se denomina IMG (instalación de micro-generación).

Se tendrán en cuenta para llevar a cabo los objetivos planteados en el trabajo la aplicación de la normativa española fundamentalmente en los aspectos relacionados con el diseño del SFCR, pues en Uruguay no disponemos aún de normativa específica para el diseño de generadores FV. En todos los aspectos vinculados al dimensionado de los elementos relacionados con la instalación de corriente continua (DC) del generador FV se aplicará la normativa específica española que se indicará en el apartado específico a la normativa de aplicación y para los elementos vinculados a la parte de corriente alterna (AC), así como su conexión a la red de baja tensión de la Compañía

Distribuidora (en Uruguay sería la red de Baja tensión de UTE, Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) se aplicará la normativa vigente en este aspecto.

Para el análisis de costes y rentabilidad económica del diseño adoptado se considerarán las tarifas correspondientes y decretos de aplicación a la IMG destinada al autoconsumo. Como se ha comentado anteriormente en este análisis se plantearán distintos escenarios que contemplen posibles situaciones de los precios de compra de energía inyectada a la red teniendo en cuenta que el pago con paridad de red para la micro-generación es válido durante el primer contrato de 10 años. Para los nuevos contratos a partir del año 11 aún no se ha definido el precio pero se realizará un análisis de sensibilidad referidos al costo marginal de generación del sistema uruguayo (Cmg) obtenido a partir de simulaciones energéticas de largo plazo realizadas por el Administrador del Mercado Eléctrico Uruguayo. Este valor se aplicará a partir del año 11 del proyecto como precio de remuneración de la energía inyectada a la red de baja tensión.

5. ANTECEDENTES

El Decreto 173/010 del 1º de junio de 2010 se enmarca en la Política Energética Nacional 2005 – 2030. El consenso para la aprobación de esta Política Energética se obtuvo del Acuerdo Multipartidario de Energía celebrado en 2010 que contó con el aval de todos los Partidos Políticos con representación parlamentaria en Uruguay, cuyas conclusiones se focalizan en identificar, analizar y recomendar las principales acciones concertadas en materia de energía que permitan generar Políticas de Estado en este sentido para el largo plazo.

Esta Política Energética tiene como objetivo la diversificación de la oferta de energía, disminuyendo la dependencia del petróleo buscando fomentar la participación de fuentes energéticas renovables autóctonas y renovables no tradicionales en particular.

En la instrumentación de tránsito a una nueva Matriz Energética y aprovechando los recursos energéticos renovables distribuidos en todo el territorio nacional se cambia el concepto de generación centralizada al de generación distribuida donde se pone a disposición las redes de transmisión y distribución para transportar la energía generada a partir de fuentes renovables.

Las IMG en Uruguay forman parte de la estrategia de la Política Energética de largo plazo sustentada en el Acuerdo Multipartidario de Energía.

5.1 EFECTO FOTOVOLTAICO

Las células solares se fabrican en la actualidad a partir de materiales semiconductores que tienen la propiedad de actuar como aislantes eléctricos a bajas temperaturas y aumentan su conductividad cuando reciben energía ya sea en forma de calor o luz. La luz se compone de fotones o partículas energéticas. Estos fotones tienen diferentes energías que corresponden a diferentes longitudes de onda del espectro solar.

En el caso del silicio que es el material semiconductor ampliamente utilizado y probado en la fabricación de células fotovoltaicas, tiene una estructura de enlaces covalentes a nivel atómico. Los electrones de ese enlace corresponden a lo que se denomina banda de valencia (BV). Cuando cambia su energía debido a energía que reciben en forma de calor o luz, se produce una rotura de estos enlaces y los electrones que quedan libres se desplazan a la banda de conducción (BC). Cada electrón que pasa a la BC deja un hueco en el enlace que puede ser ocupado por otro electrón que a su vez deja otro hueco vacante en otro enlace roto. Es decir, que se generan pares e-h (electrón hueco) que se propaga como una carga positiva. Aquí surge el concepto de lo que se llama Banda Prohibida (GAP) que representa la mínima energía que se necesita los fotones para romper un enlace en la BV y que el electrón liberado alcance la BC que es donde conduce la corriente.

Entonces, cuando la luz incide sobre el semiconductor, los fotones que tienen una energía E_{ph} mayor que la E_g (energía de GAP), es decir $E_{ph} > E_g$ pueden romper enlaces en la BV y crear pares electrón-hueco (e-h). Cuanto mayor sea la energía de los fotones más rápidamente se absorbe para romper un enlace.

Los fotones que tienen una energía $E_{ph} < E_g$ no interactúan con el material semiconductor, no rompen enlaces y no generan pares e-h, es decir que pasan a través del material como si éste fuese transparente.

Cuando la luz cesa el sistema retorna a su estado de equilibrio. Para evitar que se restablezca este equilibrio, es decir el restablecimiento de los enlaces, un campo eléctrico es quien separa los electrones de los huecos que impide que se restablezcan los enlaces. Este campo obliga a que los electrones circulen por un circuito externo donde liberan la energía cedida por los fotones al generar el par e-h actuando como portadores de corriente. Los electrones se recombinan finalmente con los huecos en un contacto metálico posterior de la célula.

El campo eléctrico en el caso que el semiconductor sea silicio, se obtiene mediante dopaje con fósforo en la zona tipo N y con Boro en la tipo P. En la zona N el Fósforo hace que la concentración de electrones es mayor que la de huecos y en la zona P el boro hace que sea mayor la concentración de huecos que la de electrones, por lo tanto el campo eléctrico será de la zona N hacia la zona P separando los pares e-h que se producen cuando la célula está iluminada por la luz.

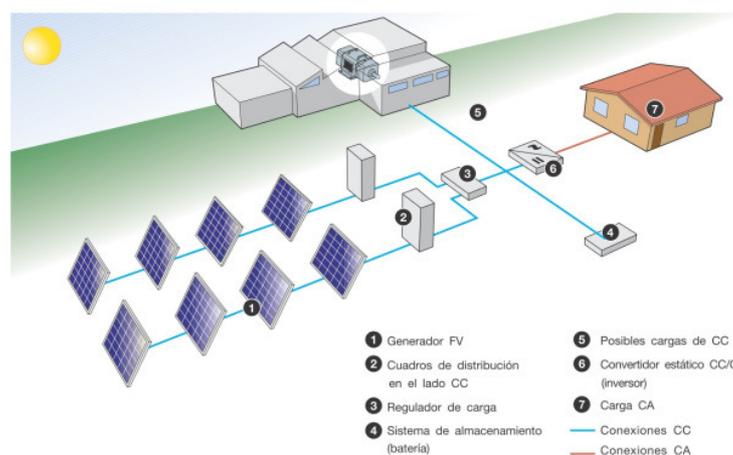
5.2 TIPOS DE SISTEMAS: SFA Y SFCR

Considerando las características de funcionamiento con relación a una red eléctrica convencional los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en sistemas fotovoltaicos conectados a red eléctrica (SFCR) que necesitan trabajar conectados a una red eléctrica para poder inyectar su energía generada y sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), que al contrario de los anteriores no requieren de una conexión con una red eléctrica para funcionar como generador y operan en forma independiente de la red eléctrica.

Si vamos a sus orígenes surgen primero los SFA que los SFCR. Esto se explica por su aplicación inicial en la tecnología espacial y mientras que los últimos han alcanzado su desarrollo más destacado con el desarrollo de las redes eléctricas extendidas a todo el ámbito territorial. Los SFA han sido una buena alternativa para abastecer de energía eléctrica a poblados en zonas rurales alejadas de las redes eléctricas donde los costos de conexión no permiten llegar con una red eléctrica tradicional.

Una diferencia importante entre ambos sistemas es que los SFA suelen tener un sistema de respaldo con baterías para asegurar algunas horas de autonomía en ausencia de irradiación solar para abastecer la demanda y en caso de disponer de cargas en DC (corriente continua) el mismo regulador controla la carga de la batería y las cargas en DC y la entrada en DC al inversor desde el GFV. Por ese motivo el criterio de dimensionado se orienta a la fiabilidad de servicio. Los SFCR no requieren de un sistema de respaldo porque en caso de que la producción de energía sea insuficiente se tiene la posibilidad de tomar energía de la red eléctrica por lo que requiere de otros dispositivos auxiliares como se verá más adelante. El criterio de dimensionado se orienta a la producción de energía. El inversor es quien convierte la corriente DC a AC para abastecer las demandas en AC.

Los SFA están integrados por los siguientes elementos:

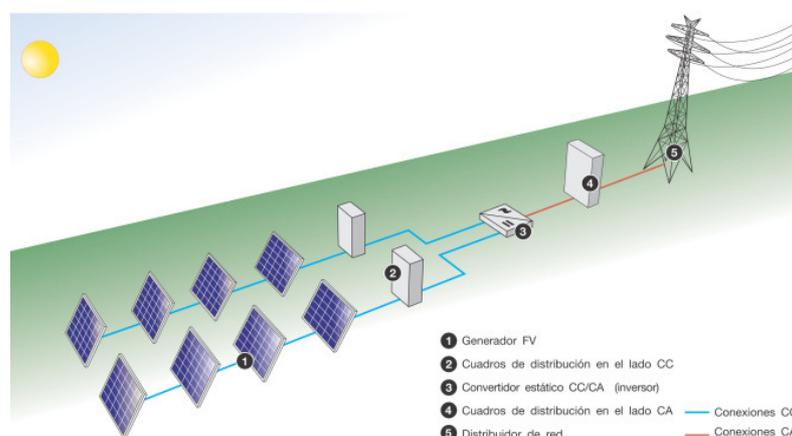


Esquema de un SFA¹²

¹² Fuente: <https://globalelectricity.wordpress.com>

- **Generador Fotovoltaico:** convierte la energía radiante del sol en energía eléctrica en corriente continua. Normalmente se componen de varios módulos fotovoltaicos conectados en asociaciones serie y paralelo de forma que alcanzar las tensiones y corrientes de trabajo requeridas por las instalaciones a las que se va a conectar.
- **Acumulador de carga o batería:** El los SFA al no disponer de conexión a la red, la energía que producen está directamente relacionada a lo que aportan los módulos del generador para la radiación solar disponible pero no permiten disponer de energía en ausencia de la misma (en ausencia de sol) o durante la noche. Además, la radiación solar es un recurso que está sometido a variaciones diarias, estacionales y a las variaciones propias del clima. El acumulador cumple la función de almacenar energía generada que no ha sido consumida durante el día para ser utilizada en un momento de donde el consumo sea superior o en ausencia de radiación solar aportando al usuario el beneficio de cierta autonomía. Proporciona una tensión estable y constante durante horas de ausencia de radiación solar y permite cubrir picos de potencia breves que el generador fotovoltaico no puede cubrir.
- **Regulador de carga:** Tienen como función evitar sobrecargas y sobredescargas en el acumulador, fundamentalmente en las baterías de tipo plomo-ácido donde hace un seguimiento del estado de carga de la batería. Tiene una consigna de plena carga y umbral de carga. Cuando el estado de carga está por encima de plena carga la desconecta del generador FV y si está por debajo del umbral la desconecta la carga de la batería.
- **Inversor:** Se encarga de convertir la tensión y corriente en continua del generador FV en tensión y corriente alterna para los equipos que trabajan en alterna.

Los SFCR están integrados por los siguientes elementos:



Esquema de un SFCR¹³

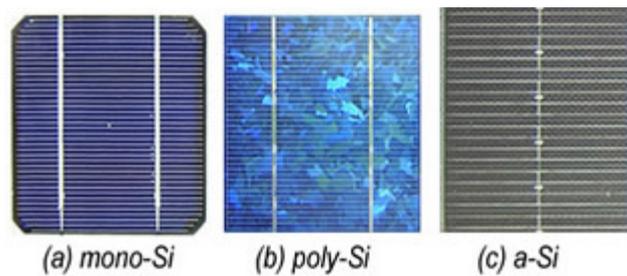
- **Generador Fotovoltaico:** convierte la energía radiante del sol en energía eléctrica en continua. Normalmente se componen de varios módulos fotovoltaicos conectados en asociaciones serie y paralelo de forma que alcanzar las tensiones y corrientes de trabajo requeridas por las instalaciones a las que se va a conectar.
- **Inversor:** Convierte la tensión y corriente en continua del generador FV en tensión y corriente alterna que pueda inyectarse en la red del distribuidor.
- **Protecciones:** Son los dispositivos de seguridad del lado de continua es decir del lado del generador FV y del lado de alterna es decir a la salida del inversor que tiene una doble finalidad, por un lado proteger a los usuarios del sistema ante descargas eléctricas accidentales y garantizar un suministro eléctrico de calidad, que no ponga en riesgo a los trabajadores de la compañía distribuidora y proteger los equipos del SFCR ante sobretensiones o funcionamientos potencialmente peligrosos para la instalación.
- **Sistema de monitorización:** Nos permite visualizar y registrar los parámetros eléctricos de interés como tensiones, corrientes y potencias, entre otros y parámetros vinculados al comportamiento del medioambiente como la irradiancia solar y temperatura. Se adquieren junto a un datalogger que permite guardar la información y procesarla desde una PC.
- **Medidor de energía:** debe ser bidireccional para permite registrar y contabilizar la energía en ambos sentidos, la inyectada y tomada de la red del distribuidor.

5.3 TECNOLOGÍAS DE CÉLULAS Y MÓDULOS

Las llamadas Células de Primera Generación son fabricadas con obleas de silicio, con estructura mono cristalina o multicristalina. Representa a nivel mundial una tecnología probada y madura que actualmente abarcan más del 90 % del mercado mundial. Las células de estructura mono cristalina son así llamadas por poseer una estructura homogénea en toda su extensión. Su obtención resulta ser de mayor coste que la del silicio poli cristalino, pero se tiene mayor eficiencia en la conversión fotovoltaica. Las de Si monocristalino tienen eficiencia del orden de 14 a 18% mientras que las de Si poli cristalino son del orden de 11 a 14%.

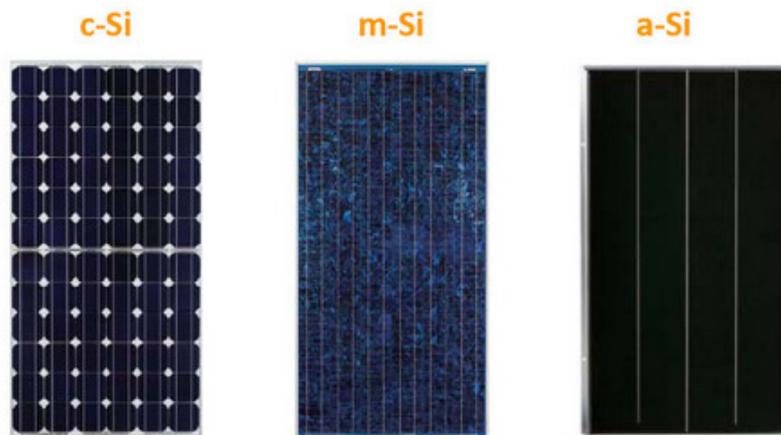
¹³ Fuente: <https://globalelectricity.wordpress.com>

Autor: Fernando Fontana Giacosa



Célula Si monocristalino (izq), Si poli cristalino (cen) y a-Si (der)¹⁴

A partir de estas células se fabrican los módulos FV que pueden integrarse con células FV de Si monocristalino o poli cristalino que se conectan usualmente en serie dentro del módulo FV.



Módulos de Si monocristalino (izq), Si poli cristalino (cen) y Si amorfo (der)¹⁵

Luego surgen las llamadas Células de Segunda Generación que está formada por las células de lámina delgada han surgido como línea de investigación procurando encontrar un proceso de menor coste de fabricación que las de silicio. Consiste en depositar una fina capa de material de muy pocas micras de grosor depositada sobre un sustrato de otro material más barato. Son ejemplo de este tipo de células obtenidas por este método las llamadas CIGS Que tienen Cu, Ga, In y Se₂ o CIS (Cu, In; Se₂), CdTe (Teluro de Cadmio) y el silicio amorfo (a-Si:H). Las células de a-Si:H tienen eficiencias del orden de 5 a 7% que comparadas con las de Si cristalino requerirán de mayor superficie de módulos FV para obtener la misma potencia. Las células de CdTe alcanzan eficiencias de 15% y en CIS un 14%.

La tecnología utilizada para la fabricación de módulos de a-Si (silicio amorfo) suele ser de superestrato, es decir del lado del módulo que mira hacia el sol, que es donde se deposita el material sobre el vidrio frontal del módulo FV. A su vez se puede fabricar con tres tecnologías diferentes que varían en el tipo de unión. EL a-Si es Si amorfo de una unión y se deposita una única célula con una estructura del tipo p (Si dopado con

¹⁴<https://energiasolar2012.wordpress.com/celulas-fotovoltaicas/>

¹⁵<http://www.dforcesolar.com/energia-solar/paneles-solares/>

Boro), i (sin dopaje), tipo n (Si dopado con Fósforo). El Hidrógeno tiene como finalidad saturar enlaces en la estructura del Si. También hay de dos uniones (a-Si/a-Si) y de tres uniones (a-Si/a-Si/a-Si). Las tipo CIS suelen fabricarse en sustrato (lado del módulo que no mira hacia el sol, es decir que se deposita la célula en el vidrio posterior y el tipo CdTe se fabrica también en sustrato).

Todas estas células de segunda generación tienen en común que utilizan un sustrato de bajo coste sobre el que se depositan finas capas los materiales citados. Con este tipo de tecnología se obtienen rendimientos menores a los obtenidos a los del silicio por lo tanto para conseguir la misma potencia de generación fotovoltaica se requerirán más paneles FV y por lo tanto será necesario disponer de una mayor superficie para instalar el generador.

Las llamadas Células de Tercera Generación representan una línea de investigación que será quien a futuro sustituya la tecnología del silicio. Son células que tienen un coste de fabricación más elevado y su proceso de fabricación es más complejo pero han logrado eficiencias record comparadas con las de las tecnologías de primera y segunda generación. Dentro de este grupo se encuentran las llamadas células multiunión que permiten aprovechar mejor las bandas de GAP de los semiconductores logrando una mejor eficiencia. Actualmente forma parte de la tecnología de concentración solar a nivel comercial.

En lo que respecta al diseño del proyecto que estamos proponiendo para este estudio sólo se considerarán las tecnologías de primera y segunda generación.

6. MARCO REGULATORIO

Dado que el proyecto objeto de estudio se localizará en Uruguay, se aplicará el marco normativo o legal vigente en Uruguay para el desarrollo de estos emprendimientos. Está compuesto por un conjunto de leyes y decretos, algunos que aplican a todos los generadores de energía eléctrica y otros de aplicación específica para los generadores eólicos y/o de otras fuentes renovables no convencionales como la solar fotovoltaica, en diferentes áreas de actividad.

En particular se destacan:

Ley 16.832: Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico. Se establece las actividades de transmisión, transformación y distribución con carácter de servicio público, quedando exceptuada la actividad de generación. Se crea Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica y la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) como persona pública no estatal, con el cometido de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica.

Ley Nº 16.906: Promoción y Protección de Inversiones brinda un marco de incentivo a las inversiones en el país.

Decreto Nº 173/010 del 01.06.2010: Micro-generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales de energía, conectada a la Red de Distribución: Autorización a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica.

Resolución Ministerial que introduce modificaciones al régimen jurídico de micro-generación¹⁶ relacionadas al Decreto 173/010 del 1º de junio de 2010, para el intercambio bidireccional de energía con la red de distribución, en el caso de un suscriptor existente su inyección de energía eléctrica anual a la red de distribución deberá ser menor o igual que el consumo anual de energía consumida de la red, tomando en cuenta sus consumos históricos.

Decreto Nº 158/012 del 17.05.2012: establece la posibilidad de que los Consumidores Industriales que generen energía eléctrica de fuente eólica, puedan realizar contratos de compra-venta de energía con UTE.

Resolución Nº 1986/010 del 21 de julio de 2010, donde se establecen los requisitos generales para la conexión de instalaciones de micro-generación a la red de Baja Tensión de UTE, incluyendo la potencia máxima autorizada para IMG (Instalaciones de Micro-generación)¹⁷.

¹⁶<http://portal.ute.com.uy/institucional-generaci%C3%B3n-privada-conexi%C3%B3n-de-generaci%C3%B3n-la-red-de-distribuci%C3%B3n-de-baja-tensi%C3%B3n>

¹⁷<http://www.dne.gub.uy/documents/48237/1351158/Del%20MIEM%201896-010%20del%2028.07.10.pdf>

Decreto 59/998 del 4 de marzo de 1998, que establece exoneraciones de IVA e IMESI, y devolución de IVA en ciertas condiciones.

Decreto N° 354-009 del 3 de agosto de 2009: Exoneraciones fiscales

6.1 **NORMATIVA DE APLICACIÓN**

La normativa a considerar para el proyecto de un generador fotovoltaico y su conexión a la red de baja tensión de distribución de UTE en el caso de una instalación de generación para autoconsumo se compone por un lado por los Decretos y Resoluciones del MIEM en Uruguay, que regulan los aspectos relativos a la micro-generación con fuente renovables, y por otro el diseño del generador fotovoltaico, cableados de continua, alterna, inversores, proyecciones y conexiones asociadas a la sistema fotovoltaico. En Uruguay no se dispone en UNIT (Instituto Uruguayo de Normas Técnicas) de normativa específica aprobada para el diseño de generadores fotovoltaicos y sus instalaciones asociadas. Por lo tanto el diseño técnico del SFCR se realizará con la normativa española vigente para el diseño del GFV en DC y todo lo referente al circuito de alterna (AC) y su conexión a la red de baja tensión se realizará siguiendo los criterios establecidos en el Reglamento de Baja Tensión de UTE.

6.1.1 **NORMATIVA ESPAÑOLA**

Especificación AENOR EA 0038 de Septiembre de 2008: Referida a Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistema fotovoltaicos.

UNE-EN 60269-6 de Febrero de 2012: Parte 6, sobre Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica y Norma IEC 60364-7-712 referida a Instalaciones eléctricas en edificios, Parte 7-712 sobre Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales; Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV). Para todo lo referente a la conexión a la red de baja tensión de distribución UTE regirá la normativa vigente para el sector eléctrico.

6.1.2 **NORMATIVA URUGUAYA**

Para conocer en detalle la normativa específica que aplica a la generación fotovoltaica consultamos el sitio web del MIEM, Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay, donde se publica información específica que aplica a cada fuente de generación renovable.

Para el micro-generación a partir de fuente fotovoltaica, aplica la siguiente normativa:

Decreto N° 173-010 del 01.06.2010: Micro-generación Eléctrica conectada a la Red de Distribución.

Autorización a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica.

Los suscriptores comprendidos en este decreto podrán intercambiar energía en forma bidireccional con la red del distribuidor. Se le encomienda a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) la compra de toda la energía que se entregue a la red de baja tensión por el micro-generador, al mismo precio vigente de la tarifa que tiene contratada como suscriptor de UTE. El contrato de compra de energía será por un período de 10 años desde la puesta en servicio de las instalaciones de micro-generación. **No se pagará peaje por el uso de las redes** por este concepto, el micro-generador será autodespachable y los costos asociados a la instalación del medidor adecuado a la nueva modalidad de intercambio dará lugar al cobro de una tasa de conexión por parte del distribuidor aprobada por el Poder Ejecutivo.

De acuerdo a la reciente **Resolución Ministerial que introduce modificaciones al régimen jurídico de micro-generación¹⁸ relacionadas al Decreto 173/010 del 1° de junio de 2010**, para el intercambio bidireccional de energía con la red de distribución, en el caso de un suscriptor existente su inyección de energía eléctrica anual a la red de distribución deberá ser menor o igual que el consumo anual de energía consumida de la red, tomando en cuenta sus consumos históricos. Si se trata de un suscriptor nuevo debe presentar una declaración jurada relacionada con el cumplimiento de este requisito junto a un proyecto detallado y consumo proyectado.

Micro-generación para autoconsumo

Los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión están autorizados a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica (primer párrafo del Art 1° del Decreto del Poder Ejecutivo N° 173/10 del 1/6/2010).

Instalaciones de micro-generación cuya corriente máxima de régimen generada en baja tensión no supera los 16 amperios, con excepción de los suministros monofásicos en redes con la configuración de retorno por tierra, en los que la corriente máxima de régimen será 25 amperios.

En el caso del proyecto que es objeto de estudio consideramos tensión trifásica 400 V en baja tensión con 4 hilos (3 fases con neutro) y una potencia de la IMG

¹⁸<http://portal.ute.com.uy/institucional-generaci%C3%B3n-privada-conexi%C3%B3n-de-generaci%C3%B3n-la-red-de-distribuci%C3%B3n-de-baja-tensi%C3%B3n>

correspondiente a 16 A como máximo, que corresponde a una potencia máxima trifásica de 11 kW siempre que este valor no supere la potencia contratada del suscriptor.

Beneficios Fiscales¹⁹

En el sitio web del Ministerio de Economía y Finanzas de Uruguay²⁰ se conocer en detalle cuales son los medios de promoción disponibles, como funcionan así como la documentación requerida y formularios necesarios para realizar su tramitación.

Ley N° 19.406 del 24.06.2016: Beneficios tributarios para la producción nacional de Paneles Solares para la generación de Energía Fotovoltaica.

Se agrega al numeral 1) del artículo 19 del Título 10 del Texto Ordenado 1996, el siguiente literal: S) Paneles solares para la generación de energía fotovoltaica.

Se faculta al Poder Ejecutivo a otorgar la exoneración de todo recargo (Impuesto Aduanero Único a la Importación, Tasa de Movilización de Bultos, Tasa Consular) y todo tributo corresponda en ocasión de importación, incluyendo el IVA, a los bienes destinados a integrar el costo de paneles solares para generación fotovoltaica siempre que hayan sido declarados no competitivos con la industria nacional.

Ley N° 16.906: Promoción y Protección de Inversiones brinda un marco de incentivo a las inversiones en el país. Los proyectos deben ser presentados ante la COMAP – Comisión de aplicación del MEF- y podrán presentarse las empresas que se establecen en la citada ley.

Decreto 455/007: Regula los beneficios tributarios de la Ley de Promoción y Protección de Inversiones. Se establecen diferentes ítems para puntuar las inversiones y de acuerdo a la puntuación obtenida son los beneficios fiscales que se otorgan, entre los que se incluyen los siguientes:

- Exoneración de entre un 51% y 100% de la inversión a descontarse del pago del IRAE.
- Exoneración de tasas de importación de bienes muebles no competitivos con la industria nacional.
- Devolución del 100% del IVA de materiales y servicios destinados a la obra civil.
- Exoneración del Impuesto al Patrimonio de la obra civil por 8 años en Montevideo y por 10 años en el interior, y de los muebles de activo fijo por toda su vida útil.

¹⁹ Guía para Microgeneración en Uruguay, Octubre de 2011,

Fuente:

<http://www.dne.gub.uy/documents/10180/0/Gu%C3%ADa%20para%20microgeneraci%C3%B3n.%3Fversio%3Fn=1.0&t=1351185640000>

²⁰ Ministerio de Economía y Finanzas de Uruguay, <https://www.mef.gub.uy/>

Decreto 354/009: Regula la promoción de generación eléctrica proveniente de energías renovables. Se puede acceder a una exoneración de un porcentaje del IRAE (90% al inicio de la empresa y luego baja hasta 40% en el 2023) para las empresas que se generen energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Decreto 59/998: Establece exoneraciones de IVA e IMESI, y devolución del IVA en ciertas condiciones, siempre para emprendimientos de generación a partir de energías renovables, se hará efectiva mediante un certificado de exoneración que expedirá la Dirección General Impositiva (DGI).

Decreto 220/998 del 12.08.1998: sus artículos 46 y 47 reglamentan la ley de inversiones en lo que refiere al IVA. Previo a la solicitud de exoneración del IVA ante la DGI, deberá solicitar al MIEM (Ministerio de Industria, Energía y Minería) una constancia, conformada por el MEF (Ministerio de Economía y Finanzas) donde se indique la actividad de la empresa solicitante y que el bien importado adquirido en plaza es de uso normal para su rama de actividad.

DISPONIBILIDAD DE LA NORMATIVA DE APLICACIÓN

Con el objetivo de facilitar el acceso a la documentación vinculada a las IMG (instalaciones de micro-generación), se puede acceder en varios lugares:

UTE: Reglamento de Baja Tensión y requisitos, resoluciones y documentos relacionados a las Instalaciones de Micro-generadores

En el sitio web de UTE se dispone de referencias a toda la documentación necesaria para las instalaciones de micro-generación, como complemento a toda la documentación que puede obtenerse también directamente de los organismos oficiales. También se encuentra disponible toda la documentación técnica referida al Reglamento de Baja Tensión.

Para Micro-generación:

<http://portal.ute.com.uy/institucional-generacion-privada-conexion-de-generacion-la-red-de-distribucion-de-baja-tension>

Para Reglamento de Baja Tensión:

<http://portal.ute.com.uy/clientes-tecnicos-y-firmas-instaladoras/reglamento-de-baja-tension>

MESA SOLAR:

Es un ámbito multisectorial que se encarga de promover de la energía solar en el Uruguay, coordinando los actores vinculados a la temática de interés con el objetivo de crear instrumentos que ayuden a impulsar su desarrollo. Está integrada por ONGs, Organismos Públicos relacionados con la temática, Universidades Públicas y Privadas,

Organizaciones Gremiales Profesionales, Institutos Técnicos, así como Asociaciones Empresariales y Consultores.

<http://mesasolar.org.uy/marco-normativo/>

MIEM (Ministerio de Industria Energía y Minería):

<http://www.dne.gub.uy/marco-normativo/energias-renovables>

6.2 NORMAS DE DISEÑO

Como se ha indicado oportunamente en el apartado referido a Objetivos, para el diseño del SFCR se empleará la normativa española vigente que hemos utilizado durante el curso de la Maestría porque en Uruguay no disponemos aún de normativa específica para el diseño de generadores FV conectados a red, al igual que para dimensionado de la instalación de corriente continua, que fue resumido en el apartado específico a la normativa de aplicación. Para los elementos vinculados a la parte de corriente alterna, así como su conexión a la red de baja tensión de la Compañía distribuidora (en Uruguay sería la red de Baja tensión de UTE, Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) se aplicará la normativa vigente en este aspecto.

6.3 MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

En Uruguay distinguimos en la normativa vigente entre Micro-generación y Autoconsumo, donde cada modalidad está reglamentada por condiciones y decretos diferentes.

La **Micro-generación** comprende instalaciones con potencias de hasta 150 kW en 400 V 4 hilos (Resolución MIEM N°1896/010 del 28/07/2010) conectadas a la red en baja tensión, reglamentadas a través del Decreto 173/010 del 1/6/2010, medido por sistema Net Metering (medida neta entre energía tomada e inyectada a la red de baja tensión).

El **Autoconsumo** se enfoca a instalaciones de mayor porte destinadas fundamentalmente para usos principalmente industriales, que están reglamentadas a través del Decreto 114/014 del 30 de abril de 2014. Este decreto modifica las definiciones de suscriptor y participante consumidor que fueron redactadas en el Artículo 7 del Decreto 276/002 del 30 de junio de 2002, Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional. En este caso la energía produce por el

generador es consumida en su totalidad en el lugar y no está permitida la inyección de energía eléctrica a la red.²¹

En ambos casos la fuente de generación es de origen renovable no convencional que incluye la generación fotovoltaica.

En España la normativa establece que las instalaciones de generación fotovoltaica que decidan aceptar participar en la actividad de producción o autoconsumo de energía eléctrica conectada a la red de distribución, deberán cumplir con las disposiciones que recogen los siguientes Reales Decretos:

- El **Real Decreto 1699/2011** del 18 de noviembre que regula la conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de pequeña potencia que no superen los 100 kW de potencia instalada de generación y cuando la potencia de generación supera los 5 kW la conexión a la red será trifásica.
- El **Real Decreto 900/2015** del 18 de noviembre regula el suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Esta actividad es válida para consumidores con una potencia contratada no superior a 100 kW.

Se considera oportuno aclarar que lo que en la normativa española se define como producción para autoconsumo, en la normativa uruguaya se define como micro-generación.

En Uruguay tanto el concepto de autoconsumo o micro-generación supone un cambio en el modelo tradicional con generación centralizada en centrales de generación de gran porte como centrales hidroeléctricas con embalses o centrales térmicas, donde la energía producida recorre largas distancias hasta los centros de consumo, aun modelo con generación distribuida donde las centrales de generación son a partir de ERNC de menor porte, ubicadas próximas a los centros de consumo, de forma que la energía producida recorre distancias menores, es más eficiente, reduce las pérdidas en las redes eléctricas y también se reducen las pérdidas de demandas no servidas por pérdidas de algún vínculo del sistema eléctrico.

La actividad de micro-generación fotovoltaica que es a la que enfoca el proyecto que vamos a evaluar, tienen ventajas para el consumidor:

- Se contribuye a reducir las pérdidas de energía en la red transitando de un esquema de generación centralizado a otro de generación distribuida.
- Es posible generar un ahorro porque al producirse parte de la energía consumida, la factura de energía eléctrica podrá reducirse.

²¹ <http://www.dne.gub.uy/documents/15395/0/Decreto%20108-014.pdf>

- Se trabaja con una tecnología limpia que contribuye al desarrollo sustentable reduciendo la dependencia del petróleo y emisiones de gases de efecto invernadero, fundamentalmente CO₂.
- Su implantación como solución energética puede traducirse en economías de escala aumentando la demanda de módulos fotovoltaicos y permitirá la creación de empresas locales de servicios energéticos para instalar y mantener las centrales instaladas.

Sin embargo existe una diferencia muy importante en la regulación con respecto a la remuneración de la energía inyectada a la red. Mientras que en la regulación española la energía excedente en la generación fotovoltaica para autoconsumo no se remunera al generador, en la regulación uruguaya sí se remunera para las instalaciones FV para autoconsumo (micro-generación) por un período de diez años al precio de la tarifa contratada con UTE según se especifica en el Decreto 173/010. Una vez concluido su contrato puede firmar un nuevo contrato por un período similar a un precio que aún no ha sido determinado y que en principio se determinaría en base al costo marginal del sistema eléctrico uruguayo estimado a partir de simulaciones energéticas con escenarios de largo plazo de la Administración del Mercado Eléctrico. En Alemania para las instalaciones FV de autoconsumo con potencia inferior a 10 kW, el procedimiento que establece la EGG (German Renewable Energy Act)²² permite a los propietarios de la instalación consumir directamente la electricidad que generan para satisfacer sus necesidades de autoconsumo sin pagar cargo o impuesto alguno por ello. La remuneración de la energía excedentaria que se inyecta a la red se les remunera a un precio fijo Feed-in Tariff (FiT) que varía en función del momento de puesta en marcha de la instalación y garantizan su pago por un período de 20 años. Tienen otra opción que consiste en recibir una prima fija Feed-in Premium (FiP) que se suma al valor que alcance la tarifa eléctrica en el mercado pensado en un esquema de Modelo de Integración en Mercado.

7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

7.1 MEMORIA DESCRIPTIVA

Partimos de ciertas consideraciones previas a tener en cuenta para el diseño del sistema de generación que consisten las restricciones impuestas por la normativa del Decreto 173/010 de IMG en Uruguay y el área disponible para la instalación del sistema de generación a diseñar.

El Decreto 173/010 limita a 11 kW la potencia que puede generar un suscriptor conectado a la red de baja tensión en 400 V con 4 hilos (3 fases más neutro), siempre que esta potencia sea menor que la potencia contratada con la compañía distribuidora de energía eléctrica, por lo tanto quedaría limitada en principio a 10 kW. Se eligió este

²²<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/como-esta-regulado-el-autoconsumo-en-20161025>

edificio en particular por su localización que tiene por un lado la ventaja de disponer de los consumos de los servicios generales de uso común que fueron solicitados al Administrador del edificio, obteniendo su aprobación para su utilización en el trabajo final de la maestría. Por otra parte, la zona en que se encuentra ubicado permite estudiar las dificultades que se pueden presentar cuando se trata de decidir la instalación de un GFV para autoconsumo donde forma parte de la definición de proyecto el estudio de sombras de objetos cercanos como edificios contiguos de mayor altura de construcción siendo un factor relevante.

En Uruguay, como se ha explicado anteriormente, para los edificios construidos en zonas urbanas de la capital con alta densidad habitacional, si bien existe una normativa que regula las alturas de construcción por zona urbana, no tiene en consideración como podría afectar la implementación de una instalación de micro-generación fotovoltaica.

En este sentido la normativa no fue diseñada para tener en cuenta la orientación y eventuales construcciones vecinas que pudieran producir sombras cercanas que podrían afectarla producción de la IMG solar fotovoltaica. Este aspecto resulta relevante no sólo para la producción de energía anual, sino también para la viabilidad económica y financiera del proyecto pues tendríamos una IMG subutilizada donde su producción tiene una reducción adicional por sombras de objetos cercanos que no puede evitarse. En este caso los objetos lejanos que pudieran dar sombra sobre la IMG durante las primeras horas de sol, tienen un impacto sensiblemente menor o nulo comparado con el de las sombras de objetos cercanos. Por objetos cercanos se entiende el propio tanque de agua y sala de máquinas de ascensores del edificio en estudio y la estructura del edificio contiguo que sobresale sobre la azotea con orientación noreste.

Un diseño mediante el método clásico analítico utilizando los conocimientos adquiridos durante el curso de la maestría, para imponer las restricciones de la normativa y del espacio disponible para la instalación del GFV, permite disponer de una estimación de la potencia de la IMG a instalar teniendo en cuenta restricciones de área en el lugar de instalación para los módulos FV, inversor o inversores por rama y distancia entre ramas de módulos FV para que en el GFV no se proyecte sombra de una fila de módulos sobre la siguiente para el día más desfavorable del año (solsticio de invierno en el hemisferio sur) en un intervalo de cuatro horas centrado en el mediodía.

Considerando el área disponible para instalar el GFV la potencia máxima quedaría limitada a 4,14kW peligiendo tecnología de módulos de Si monocristalino, procurando encontrar entre los fabricantes actuales módulos que permitan obtener el mejor aprovechamiento del espacio disponible para lograr la máxima producción anual posible en estas condiciones

Por el valor de la potencia del GFV se decide implementar un diseño con 3 inversores monofásicos porque los inversores trifásicos comienzan a fabricarse a partir de 5 kW.

La potencia total del inversor deberá repartirse en 3 inversores monofásicos de potencias idénticas de forma tal que su suma sea igual a la potencia total requerida. Se conectará un inversor monofásico entre cada fase y el neutro de la red de baja tensión en 400 V de la compañía distribuidora de energía eléctrica, UTE. Es definitiva el área

disponible para la instalación de los módulos quedará repartida en partes iguales de aproximadamente $20 \text{ m}^2/3 = 6,7 \text{ m}^2$.

Para el diseño con el método clásico analítico se propone utilizar módulos de Si monocristalino que en este caso, donde tenemos restricciones en el espacio disponible para los módulos, tienen mejor rendimiento que los módulos de Si amorfo que requerirían una mayor superficie con un rendimiento menor para obtener la misma potencia en el GFV, si bien su coste puede ser menor.

Los inversores y protecciones del sistema de generación se instalarán en una caseta en la azotea en otro sector de la azotea protegido de la luz solar para favorecer su ventilación.

A partir de este diseño estamos en condiciones de realizar una simulación en PVSYST para introducir los resultados del estudio de sombras que determina la distancia mínima entre filas de módulos de los subgeneradores y el modelado de los objetos del edificio contiguo que producen sombras sobre el GFV, verificando que con los equipos elegidos se verifiquen todas las condiciones técnicas de corrientes y tensiones entre la salida del GFV en DC y la entrada los inversores monofásicos.

Esta metodología utilizada para el diseño tiene además la ventaja que nos permite reducir el proceso iterativo del diseño con PVSYST pues hemos determinado previamente el equipamiento del sistema de generación para las restricciones impuestas por la normativa y espacio disponible.

7.2 OBJETO DEL PROYECTO

Consistirá en el diseño de una instalación fotovoltaica en un edificio residencial destinado a vivienda, donde la energía producida se destina para autoconsumo total o parcial de los servicios generales de uso común, determinando el porcentaje de autoconsumo y autosuficiencia.

El proyecto se desarrollará en dos partes.

La **primera** que consistirá del diseño de un SFCR (sistema fotovoltaico conectado a red) cuya producción se destinará a cubrir la totalidad del consumo de energía eléctrica o una parte de la misma de los servicios generales de uso común. Se realizará primero un diseño mediante el método clásico analítico utilizando los conocimientos adquiridos durante el curso de la maestría para imponer las restricciones de la normativa y del espacio disponible para la instalación del GFV, dimensionar el cableado DC, AC, protecciones y la determinación de la distancia mínima entre filas de módulos FV para evitar sombras. Posteriormente se realizará una simulación con el programa PVSYST para incorporar los datos obtenidos en el diseño analítico, modelar los objetos cercanos para el estudio de sombras, optimizar la inclinación y orientación de los módulos FV para la localización y recurso solar disponible que permitirá estimar la producción anual del SFCR. Se modelará también el perfil mensual de consumo en los servicios generales

del edificio y poder estimar el porcentaje de autoconsumo y auto eficiencia alcanzado por el proyecto.

La **segunda** parte donde a partir del diseño realizado para la localización definida y producción obtenida se realizará el análisis de viabilidad económica y financiera.

Se plantearán diferentes escenarios según el tipo de autoconsumo, llevándose a cabo un exhaustivo análisis de viabilidad económica y financiera (VAN, TIR, etc.), así como, de costes de generación eléctrica (LCOE) de los diferentes escenarios planteados. En esta parte del estudio se tendrá en cuenta el cambio previsto en los precios de compra de la energía inyectada a la red de la compañía distribuidora que cambia durante la vida útil del proyecto con el objetivo de reducir el subsidio proporcionado inicial al suscriptor como forma de promover las IMG, junto a incentivos fiscales.

7.3 EMPLAZAMIENTO

El proyecto de micro-generación con un SFCR se localiza en la ciudad de Montevideo, Uruguay en la azotea de un edificio residencial cuyas coordenadas se indican a continuación:

Latitud: $34^{\circ}54'44''$ S = -34,9122

Longitud: $56^{\circ}08'55''$ O = -56.1486

Elevación: 24 m



Se ha marcado en color rojo la zona de la azotea del edificio donde se ubicaría el SFCR que abastecería en forma total o parcial el consumo de los servicios generales.

7.4 RECURSO SOLAR

Los valores de irradiación para la localización del proyecto cuyas coordenadas fueron obtenidas del sitio web de Google Earth, fueron obtenidos a partir de la base de datos de la NASA representando valores promedio mensuales para un período de 22 años (1983 – 2005)²³. Los valores detallados descargados de la NASA se adjuntan en el ANEXO 8.

Mes	días/mes	Rad Global H	Ra Dif H	Irrad Global	Difusa
		kWh/m2.día	kWh/m2.día	kWh/m2.mes	kWh/m2.mes
Enero	31	6,94	2,34	215,1	72,5
Febrero	28	5,84	2,13	163,5	59,6
Marzo	31	4,81	1,72	149,1	53,0
Abril	30	3,55	1,30	106,5	39,0
Mayo	31	2,71	0,95	84,0	29,5
Junio	30	2,16	0,83	64,8	24,6
Julio	31	2,41	0,88	74,7	27,3
Agosto	31	3,18	1,14	98,6	35,3
Setiembre	30	4,33	1,52	129,9	45,3
Octubre	31	5,24	2,01	162,4	62,0
Noviembre	30	6,33	2,34	189,9	69,9
Diciembre	31	6,90	2,48	213,9	76,3
Total				1652,5	594,3

Los datos descargados se compararon con los valores obtenidos de la base de datos que dispone el software de simulación PVSYST que serán los utilizados como referencia para la simulación del SFCR. Se pudo verificar que los valores son los mismos y se aplica el mismo período de tiempo (1983 – 2005).

²³ <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip%40larc.nasa.gov&step=1&lat=-34.912&lon=-56.149&submit=Submit>

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Parámetros del lugar geográfico

Geographical Coordinates | Climatología Mensual | Mapa interactivo

Lugar del proyecto

Ubicación

Nombre del lug: Montevideo

País: Uruguay | Región: América del Sur

Coordenadas Geográficas

Trayectorias del sol

Decimal | Deg. | min.

Latitud: -34.91 [°] | -34 | 55 (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: -56.14 [°] | -56 | 8 (+ = Este, - = Oeste Greenwich)

Altitud: 24 Metros sobre el nivel del mar

Huso horario: -3.0 Corresponde a una diferencia media

Hora Legal - Hora Solar = 0h 45m

Usted puede redefinir aquí el nombre del lugar (su localización del proyecto) y eventualmente las coordenadas geográficas. and eventually monthly values !

Muestra mapa

Importación Clima

Meteorom 6.1

NASA-SSE

Importar

Cuadro E/S (Excel)

Imprimir | Anular | OK

Parámetros del lugar geográfico

Geographical Coordinates | Climatología Mensual | Mapa interactivo

Lugar: **Montevideo (Uruguay)**

Origen de datos: Base del satélite NASA-SEE, 1983-2005

	Irrad. Global kWh/m ² .mes	Difuso kWh/m ² .mes	Temp. °C	VeViento m/s
Enero	215.1	72.5	23.7	4.43
Febrero	163.5	59.6	23.0	4.46
Marzo	149.1	53.0	21.8	4.42
Abril	106.5	39.0	18.1	4.88
Mayo	84.0	29.5	14.7	5.30
Junio	64.8	24.6	12.2	5.22
Julio	74.7	27.3	10.8	5.18
Agosto	98.6	35.3	12.6	5.28
Septiembre	129.9	45.3	13.8	5.40
Octubre	162.4	62.0	16.9	5.21
Noviembre	189.9	69.9	19.4	5.14
Diciembre	213.9	76.3	22.3	4.45
Año	1652.5	594.3	17.4	4.9

Datos Requeridos

Irradiación global horizontal

Temp. Exterior Media

Datos adicionales

Irradiación difusa horizontal

Velocidad del viento

Unidades de insolación

kWh/m².día

kWh/m².mes

MJ/m².día

MJ/m².mes

W/m²

Índice de claridad Kt

Imprimir | Anular | OK

Si calculamos la irradiación global media diaria para Uruguay a partir de la irradiación total anual sería $1.652,5 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año} / 365 \text{ días/año} = 4,53 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$. Este valor se

puede considerar como típico si se compara con el valor medio presentado por la Facultad de Ingeniería del Uruguay (UDELAR) en la publicación referida a la memoria del Mapa Solar del Uruguay²⁴, más allá de las variaciones estacionales que son importantes.

7.5 INVERSORES

La conexión del sistema de GFV propuesto sería a la red de baja tensión de la compañía distribuidora en 400 V, 4 hilos. En el apartado cuando se plantearon las restricciones a tener en consideración para el diseño del SFCR se obtuvo una potencia máxima $P_{GFV,M,STC} = 4,1$ kW, que no permite el uso de inversores trifásicos porque se fabrican en el mercado fotovoltaico mundial a partir de potencia de 5 kW. Siguiendo las recomendaciones de Diseño y Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos desarrolladas durante el curso de la Maestría para poder dimensionar el inversor se requiere dividir la potencia total del GFV en 3 subgeneradores con potencias idénticas, vale decir:

$$P_{SGFV,M,STC,L1} = P_{SGFV,M,STC,L2} = P_{SGFV,M,STC,L3} = P_{GFV,M,STC} / 3 = 4,1 \text{ kW} / 3 = 1,37 \text{ kW}$$

Esta será la potencia que tendrá cada subgenerador FV (SGFV) que será conectado a un inversor monofásico entre una fase (L1, L2 y L3) y el neutro (N) de la instalación de baja tensión.

La suma de las potencias de entrada nominales en continua (DC) de los inversores monofásicos conectados a cada fase ($P_{INV,DC,Li}$, donde L_i indican cada una de las fases $i = 1,2,3$) de la red de baja tensión, serán idénticas para cada una de las tres fases. Considerando un Factor de Dimensionado del Inversor $F_s = 0,95$ obtenemos:

$$P_{INV,DC,Li} = F_s \cdot P_{GFV,M,STC,Li} / 3 = 0,95 \cdot 1,37 = 1,3 \text{ kW}.$$

Elegimos un inversor monofásico disponible en la base de datos del programa PVSYS para que podamos simular, junto a los módulos FV que definiremos en el siguiente apartado con el mismo criterio. El inversor monofásico **Fronius IGTM15²⁵**, tiene las siguientes características:

$$P_{INV,DC} = 1,3 \text{ kW}$$

Estamos asumiendo en una primera aproximación que $P_{INV,DC} = P_{INV,AC}$ en el inversor con un pequeño error. A continuación se presentan las características técnicas más relevante de su hoja de datos técnicos:

²⁴<https://www.fing.edu.uy/if/solar/memoria-mapa-solar-v1.pdf>

²⁵[ANEXO 2 ESPECIFICACIONES DE INVERSORES MONOFÁSICOS](#)

FRONIUS ESPAÑA | Introducir el concepto de búsqueda

Perfect Welding **Solar Energy** Perfect Charging La Empresa

Home / Solar Energy / Productos / Inversores de conexión a red / Fronius IG / Fronius IG 15 / 20 / 30

Fronius IG

- Fronius IG 15 / 20 / 30
- Fronius IG 40 / 60 HV
- Fronius IG Outdoor

Fronius IG 15 / 20 / 30

Fiable serie de Inversores fotovoltaicos

Potente, de fácil manejo y altamente fiable, la serie Fronius IG se muestra en un tamaño muy compacto. Preparado para cualquier tamaño de instalación, por supuesto, especialmente adecuado para instalaciones más pequeñas, por ejemplo, para casas familiares. Los diferentes tipos de Inversores pueden combinarse libremente. El sofisticado control del procesador en combinación con el potente transformador AF permite aprovechar la máxima ganancia de energía con todos los tipos de módulos.

ESTE EQUIPO SE HA DEJADO DE FABRICAR Y COMERCIALIZAR. INFORMACIÓN TÉCNICA VÁLIDA PARA EQUIPOS YA INSTALADOS/VENDIDOS.

Datos técnicos

Fronius IG	15	20	30
Datos de entrada			
Rango de tensión MPP	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V
Máx. tensión de entrada (con 1.000 W/m ² , -10°C)	500 V	500 V	500 V
Potencia de la instalación fotovoltaica	1.300 - 2.000 Wp	1.800 - 2.700 Wp	2.500 - 3.600 Wp
Máx. corriente de entrada	10,8 A	14,3 A	19 A
Datos de salida			
Potencia nominal CA	1.300 W	1.800 W	2.500 W
Máx. potencia de salida	1.500 W	2.000 W	2.650 W
Máx. rendimiento	94,2 %	94,3 %	94,3 %
Rendimiento europeo	91,4 %	92,3 %	92,7 %
Rango de tensión / frecuencia	230 V / 50 Hz (60 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3,5 %		
Factor de potencia	1		
Consumo nocturno	< 1 W		
Datos generales			
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	366 x 344 x 220 mm (500 x 435 x 225 mm)		
Peso	9 kg (12 kg)		
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada		
Tipo de protección	IP 21 (IP 45)		
Margen de temperatura ambiente	- 20 - +50° C		
Humedad de aire admisible	0 - 95 %		
Dispositivos de seguridad			
Medición del aislamiento CC	Advertencia/desconexión (según configuración de país) con Riso $\leq 500\text{ k}\Omega\text{mm}^2\text{$		
Protección contra polaridad invertida	Integrado		
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia		

Reservado el derecho a modificaciones técnicas.

Tabla I – Características en STC del Inversor Fronius IGTM15²⁶

Si se observa la Tabla I anterior, el rango de potencia DC requerida a la entrada del inversor (salida en continua del generador FV) es de 1.300 W a 2.000W que relacionado

²⁶http://www.fronius.es/cps/rde/xchg/SID-FDD2C41D-2CF03FC7/fronius_espana/hs.xml/27_5396.htm#.WZXr9FG1uUk

con la potencia nominal en AC a la salida del inversor de 1.300 W significa que en el inversor monofásico seleccionado tendría un Factor de Dimensionado adecuado que estaría comprendido entre $1.300/1.300 = 1$ y $1.300/2.000 = 0,65$, vale decir que el Fs que asumimos inicialmente estaría en el intervalo $0,65 \leq F_s \leq 1$. Se puede concluir entonces que el $F_s = 0,95$ asumido para el Dimensionado del Inversor es adecuado para un inversor de estas características técnicas.

Conmutación del Transformador AF

Aislamiento Galvánico

Los inversores Fronius trabajan con una tecnología que utiliza transformadores de Alta Frecuencia que le permite realizar un cambio en forma automática en el transformador que da la posibilidad de disponer de tres puntos de máxima eficiencia a distintas tensiones del campo fotovoltaico, con una alta eficiencia constante en todo el rango de las tensiones de entrada, contribuyendo al logro de mayores ingresos. El uso de transformadores de Alta Frecuencia hace que el diseño del inversor sea de menor peso, un alto nivel de eficiencia por la disminución de pérdidas en el bobinado, y brinda mayor seguridad gracias al aislamiento galvánico que proporciona a la instalación.

Este aspecto es muy importante a tener en cuenta en el diseño de SFCR porque el reglamento de UTE para instalaciones de micro-generación (IMG) en baja tensión recomienda que IMG deba contar con un transformador para aislación galvánica entre la IMG y la red de UTE que puede estar incluido en el inversor.

7.6 DIMENSIONADO DEL GENERADOR

La potencia nominal del generador estimada por una restricción impuesta por el Decreto 173/010 de IMG en Uruguay y restricciones en el área disponible para la instalación del GFV en la azotea del edificio nos permite concluir en forma preliminar que:

$$P_{GFV,M,STC} = 4,1 \text{ kW}$$

Representa la potencia pico del GFV en CEM (condiciones estándar de medida, por su sigla en idioma español) o STC (Standard Test Conditions, por su sigla en idioma inglés) que podríamos a instalar teniendo en consideración las restricciones impuestas por la normativa y espacio disponible.

Aplicando el mismo criterio que se propuso para el dimensionado de los inversores monofásicos en la sección anterior, elegimos de la base de datos del programa PVSYS los módulos SunPower X21-345 de 345 W²⁷ por su tecnología en Si monocristalino y en

²⁷ANEXO 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÓDULOS FV

esa tecnología son los de mayor potencia disponibles en la base de datos y tiene dimensiones que se ajustan a los requerimientos de acuerdo a las restricciones de espacio disponible para su instalación. La potencia

Por lo tanto

$$P_{MOD,STC} = 345 \text{ W}$$

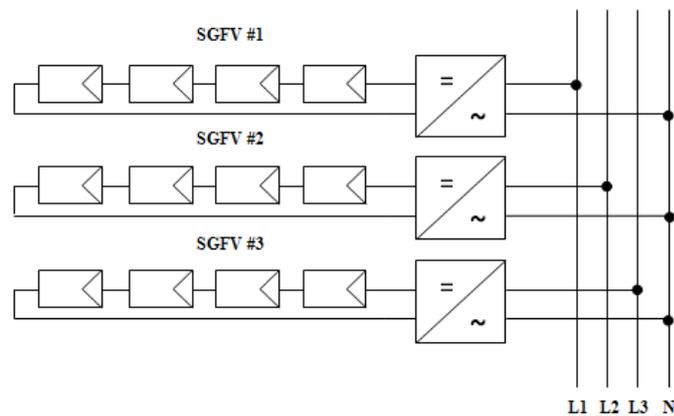
Tenemos que determinar la cantidad de módulos en serie por subgenerador y luego la cantidad de ramas en paralelo, siendo en principio necesaria una sola rama para la potencia total que estamos proponiendo.

Como el dimensionado del GFV está limitado por disponibilidad de área a 4 módulos en serie por subgenerador y 3 ramas en total (1 rama por subgenerador FV):

$$P_{SGFV,M,STC,L1} = P_{SGFV,M,STC,L2} = P_{SGFV,M,STC,L3} = N_{rama,s} \times P_{MOD,STC} = 4 \times 345 = 1.380 \text{ W}$$

En este caso se verifica para cada SGFV que:

$$N_{SGFV,i} = \text{Int} \left[\frac{P_{SGFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] = \text{Int} \left[\frac{1.380}{345} \right] = 4$$



Esquema unifilar simplificado del SFCR

Hemos determinado en primera aproximación el número total de módulos $N_{SGFV,i}$ por subgenerador, donde i identifica a que fase se conecta la salida del inversor monofásico a que se conecta cada SGFV. El número total de módulos en serie $N_{rama,s}$ por cada rama de SGFV estará comprendido entre un mínimo y máximo de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$\text{máx} (N_{rama,s}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC} (T_c = -10^\circ C)} \right]$$

Considerando $\beta V_{MOD, OC}$ en $V/^{\circ}C$, siendo $\beta V_{MOD, OC} < 0$:

$$V_{MOD, OC}(T_c = -10^{\circ}C) = V_{MOD, OC, STC} - 35^{\circ} \cdot \beta V_{MOD, OC}$$

De la Tabla II anterior que tienen los datos característicos de los módulos FV SunPower™ SPR-X21 345:

$$V_{MOD, OC, STC} = V_{OC} = 68,2 \text{ V}$$

$$\beta V_{MOD, OC} = -167,4 \text{ mV}/^{\circ}C$$

$$V_{MOD, OC}(T_c = -10^{\circ}C) = 68,2 - 35 \times (-167,4/1000) = 74,1 \text{ V}$$

De la Tabla I de hoja de datos característicos del Inversor Fronius IG™15:

$$V_{INV, M} = 500 \text{ V (tensión máxima a la entrada del inversor)}$$

$$V_{INV, m, MPP} = 150 \text{ V (límite inferior del margen de tensión para buscar MPP)}$$

$$\text{máx}(N_{rama, s}) = \text{Int}\left[\frac{500}{74,1}\right] = 6$$

Para encontrar el valor mínimo de ramas en serie:

$$\text{mín}(N_{rama, s}) = \text{Int}\left[\frac{V_{INV, m, MPP}}{V_{MOD, M}(T_c = 70^{\circ}C)}\right] + 1$$

Considerando $\beta V_{MOD, OC}$ en $V/^{\circ}C$, siendo $\beta V_{MOD, OC} < 0$:

$$V_{MOD, M}(T_c = 70^{\circ}C) = V_{MOD, M, STC} + 45^{\circ} \cdot \beta V_{MOD, MPP}$$

De la Tabla II anterior que tienen los datos característicos de los módulos FV SunPower™ SPR-X21 345:

$$V_{MOD, M, STC} = V_{mpp} = 57,3 \text{ V}$$

$$\beta V_{MOD, MPP} = -167,4 \text{ mV}/^{\circ}C$$

$$V_{MOD, OC}(T_c = 70^\circ C) = 57,3 + 45 \times (-167,4/1000) = \mathbf{49,8 V}$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int}\left[\frac{150}{49,8}\right] + 1 = 4$$

La cantidad de módulos en serie por rama quedará comprendida en el siguiente rango:

$$4 \leq N_{rama, s} \leq 6$$

Como el número de módulos FV por rama de cada subgenerador fue definido previamente en $N_{rama, s} = 4$ por restricciones de área disponible para la instalación del GFV en la terraza del edificio, comprobamos que verifica que está dentro del rango permitido.

Elegimos: $N_{rama, s} = 4$

Ahora tenemos que verificar que por cada rama puedo disponer sólo 1 por subgenerador FV:

$$N_{rama, p} = \text{Int}\left[\frac{4}{N_{m,s}}\right] = \text{Int}\left[\frac{4}{4}\right] = 1$$

En resumen la cantidad de módulos por rama de cada SGFV será:

$$N_{rama, s} = 4$$

$$N_{rama, p} = 1$$

De la hoja con datos característicos del Inversor Fronius IGTM15 de la Tabla I anterior y Tabla II del módulo FV SunPowerTMSPR-X21 345:

$$I_{INV, M, DC} = 10,8 \text{ A (intensidad máxima a la entrada del inversor)}$$

$$I_{MOD, SC, STC} = 6,39 \text{ A (corriente de módulo FV en cortocircuito en STC)}$$

Además, el inversor impone como condición la limitación de no sobrepasar su intensidad máxima a la entrada en DC, es decir la $I_{INV, M, DC}$ proporcionada en la Tabla I. Para que se verifique ese requisito:

Autor: Fernando Fontana Giacosa

$$N_{\text{rama}, p} \times 1,25 \times I_{\text{MOD}, \text{SC}, \text{STC}} \leq I_{\text{INV}, \text{M}, \text{DC}}$$

$$1 \times 1,25 \times 6,39 \leq 10,8$$

$$7,99A \leq 10,8A$$

Por lo tanto **se verifica** el requisito de corriente a la entrada del inversor.

Entonces:

$$N_{\text{rama}, \text{SGFV}} = N_{\text{rama}, \text{s}} \times N_{\text{rama}, \text{p}} = 4 \times 1 = 4 \text{ módulos}$$

Tenemos un inversor Fronius IGTM15 monofásico por fase. Esto quiere decir que la potencia pico del generador será:

$$P_{\text{SGFV}} = N_{\text{SUBGEN}} \times N_{\text{rama}, \text{s}} \times N_{\text{rama}, \text{p}} \times P_{\text{MOD}, \text{STC}} = 3 \times 4 \times 1 \times 345 = \mathbf{4,1kWp}$$

No es necesario verificar el Factor de Dimensionado del Inversor puesto que asumimos inicialmente un valor de $F_s = 0,95$, que para los inversores monofásicos elegidos Fronius IGTM15 llegamos a la misma potencia de generador FV de la cual partimos. Finalmente nuestro generador FV (GFV) estará compuesto de **3 subgeneradores FV (SGFV) con las siguientes características de módulos por rama:**

$$N_{\text{SUBGEN}} = \mathbf{3 \text{ (3 subgeneradores en total)}}$$

$$N_{\text{rama}, \text{s}} = \mathbf{4 \text{ (4 módulos en serie por rama de subgenerador)}}$$

$$N_{\text{rama}, \text{p}} = \mathbf{1 \text{ (1 rama en paralelo por subgenerador)}}$$

Autor: Fernando Fontana Giacosa

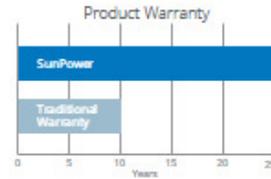


SunPower® X-Series Residential Solar Panels | X21-335-BLK | X21-345

SunPower Offers The Best Combined Power And Product Warranty



More guaranteed power: 95% for first 5 years,
-0.4%/yr. to year 25.⁷



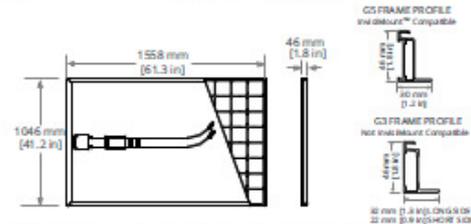
Combined Power and Product defect 25-year coverage⁸

Electrical Data	SPW-X21-335-BLK	SPW-X21-345
	Nominal Power (P _{nom}) ¹	335 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency ²	21.0%	21.5%
Rated Voltage (V _{mpp})	57.3 V	57.3 V
Rated Current (I _{mpp})	5.85 A	6.02 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	67.9 V	68.2 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.23 A	6.39 A
Max. System Voltage	600 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.29% / °C	
Voltage Temp Coef.	-167.4 mV / °C	
Current Temp Coef.	2.9 mA / °C	

- REFERENCES:
 1 All comparisons are SPW-X21-345 vs. a representative conventional panel: 250 W, approx. 1.6 m, 15.3% efficiency.
 2 Typically 8–10% more energy per watt, BEWONV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
 3 SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate." SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Q1-2015.
 4 "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, May 2015. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
 5 Highest of over 3,200 silicon solar panels, Photon Module Survey, Feb 2014.
 6 1% more energy than E-Series panels, 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies), Photon International, Feb 2013.
 7 Compared with the top 15 manufacturers. SunPower Warranty Review, May 2015.
 8 Some restrictions and exclusions may apply. See warranty for details.
 9 X-Series same as E-Series, 5 of top 9 panel manufacturers tested in 2013 report; 9 additional panels in 2014. Ferrara, C., et al. "Fraunhofer I PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 2". Photovoltaics International, 2014.
 10 Compared with the non-stress-tested control panel. X-Series same as E-Series, tested in Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
 11 Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C), NREL, calibration Standard: SOMS current, LACCS FF and Voltage.
 12 Based on average of measured power values during production.
 13 Type 2 fire rating per UL1703:2013, Class C fire rating per UL1703:2002.
 14 See salesperson for details.

Tests And Certifications	
Standard Tests ¹³	UL1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163, PV Cycle
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Silver (eligible for LEED points) ¹⁴
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V ⁹
Available Listings	UL, TUV, JET, MCS, CSA, FSEC, CEC

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class A+
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, MC4 compatible
Weight	41 lbs (18.6 kg)
Max. Load	G5 Frame: Wind: 62 psf, 3000 Pa front & back Snow: 1.25 psf, 6000 Pa front
	G3 Frame: Wind: 50 psf, 2400 Pa front & back Snow: 1.12 psf, 5400 Pa front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)



See www.sunpower.com/facts for more reference information.
 For more details, see extended datasheet: www.sunpower.com/datasheets.

G5 frames have no mounting holes. Please read the safety and installation guide.
 Document # 504828 Rev F ATR_US

©December 2016 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, MAXEON, SIGNATURE and InvisMount are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

SUNPOWER®

Tabla II – Características en STC del Módulo SunPower™

7.7 ENERGÍA GENERADA Y DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS

Para estimar la producción de electricidad anual del subsistema rama/subgenerador fotovoltaico-inversor, consideramos en primera aproximación performance ratio o rendimiento global del sistema $PR = 0,72$ para todos los subsistemas, valor que será ajustado y verificado en la simulación a realizar con el software PVSYST. Sabemos que el performance ratio PR depende sólo de las pérdidas debidas a diversos factores como suciedad del generador, resistencia eléctrica de cables y conectores, problemas de seguimiento del PMP, pérdidas por temperatura y ángulo de incidencia. El PR será cercano a 1 cuando se tengan pocas pérdidas y disminuye en la medida que éstas aumentan. En este caso las pérdidas del GFV más el grupo de inversores sería:

$$\text{Pérdidas del GFV + Inversores} = 1 - 0,72 = 0,28 = 28\%$$

Estaríamos perdiendo en el sistema 28% de la energía por pérdidas atribuibles a diversos factores.

El generador FV se ubicará en la terraza del edificio (superficie de azotea disponible) orientado hacia el noroeste con un azimut de $\gamma = 10^\circ$ hacia el oeste y una inclinación óptima $\beta = 29^\circ$ para obtener la máxima producción anual para esa localización.

Ingresando en PVSYST las coordenadas obtenidas desde Google Earth para encontrar la inclinación óptima y luego comprobar para ese azimut el incremento de pérdidas por respecto al óptimo:

Latitud: $34^\circ 54' 44''$ S = -34,9122

Longitud: $56^\circ 08' 55''$ O = -56.1486

Elevación: 24 m

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Orientación, Variante "Nueva variante de simulación"

Tipo de campo: Plano Inclinado Fijo

Parámetros del campo

Inclinación plano: 32 [°]

Acimut: 0.0 [°]

Productiv. clima anual

Factor de transposición FT: 1.16

Pérdida con respecto al óptimo: 0.0%

Global en el plano receptor: 1925 kWh/m²

Optimización con respecto a:

- Productiv. irrad. anual
- Verano (Oct-Mar)
- Invierno (Abr-Sep)

Mostrar Optimización

Anular OK

Orientación, Variante "Nueva variante de simulación"

Tipo de campo: Plano Inclinado Fijo

Parámetros del campo

Inclinación plano: 32.0 [°]

Acimut: 10 [°]

Productiv. clima anual

Factor de transposición FT: 1.16

Pérdida con respecto al óptimo: -0.3%

Global en el plano receptor: 1920 kWh/m²

Optimización con respecto a:

- Productiv. irrad. anual
- Verano (Oct-Mar)
- Invierno (Abr-Sep)

Mostrar Optimización

Anular OK

Para las coordenadas del lugar de emplazamiento del GFV la inclinación óptima corresponde a una inclinación $\beta = 32^\circ$ y azimut $\gamma = 0^\circ$, logrando una irradiación global en el plano receptor del GFV de 1.925 kWh/m². Si consideramos por la orientación que tendría el GFV por su localización en la azotea del edificio y teniendo en cuenta que el área disponible representa una limitante para el tamaño del generador a instalar, tendría una inclinación $\beta = 32^\circ$ y azimut $\gamma = 10^\circ$ (orientado hacia el oeste) siendo la producción anual del GFV de 1.920 kWh/m², siendo las pérdidas respecto al óptimo -0,3%.

Distancia mínima entre filas de módulos

Una vez que hemos seleccionado el tipo de módulo que se va a utilizar en el diseño de la instalación del GFV y la cantidad de módulos en serie por rama y cantidad de ramas en paralelo de la instalación, estamos en condiciones de determinar la mínima distancia entre filas de ramas de módulos para evitar que las filas anteriores proyecten sombra sobre las posteriores. Se considera para el cálculo un intervalo de 4 horas centrado en el mediodía del día del solsticio de invierno que se considera el caso más desfavorable. El cálculo de la distancia mínima entre filas de módulos se hizo utilizando la herramienta desarrollada durante el curso de la maestría cuando se trató el tema de recurso solar y estudios de sombras. Si llamamos β al ángulo de inclinación de los módulos FV y γ el azimut de los módulos de las ramas del GFV, b la mayor dimensión del módulo FV, n la cantidad de módulos (paneles FV) apilados, se obtiene en siguiente resultado:

n	cantidad de paneles en el alto	1
b (m)	ancho de un panel (dimensión mayor) HIT POWER 215 N	1,580
β (°)	inclinación de los paneles	32
γ (°)	orientación de los paneles ($\gamma < 0$ hacia el E; $\gamma > 0$ hacia el O)	10
Orientación de paneles hacia el Oeste		

b = n x b panel	1,580	m
Hora inicial deseada sin sombras	10	horas
Hora final deseada sin sombras	14	horas

$$d - x = b \times \text{Sen}(\beta) \times \text{Cos}(\psi - \gamma) / \tan(\alpha)$$

$$x = b \times \text{Cos}(\beta)$$

21 de junio

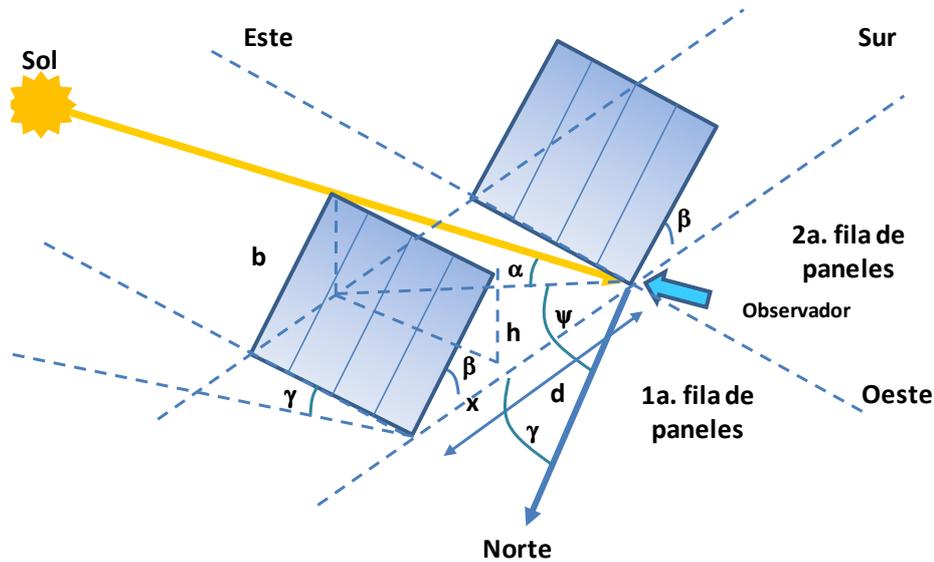
α_{min} (°)	Ψ_{OBS} (°)
25,1	-30,4

Orientación de paneles
hacia el E => $\gamma < 0$
hacia el O => $\gamma > 0$

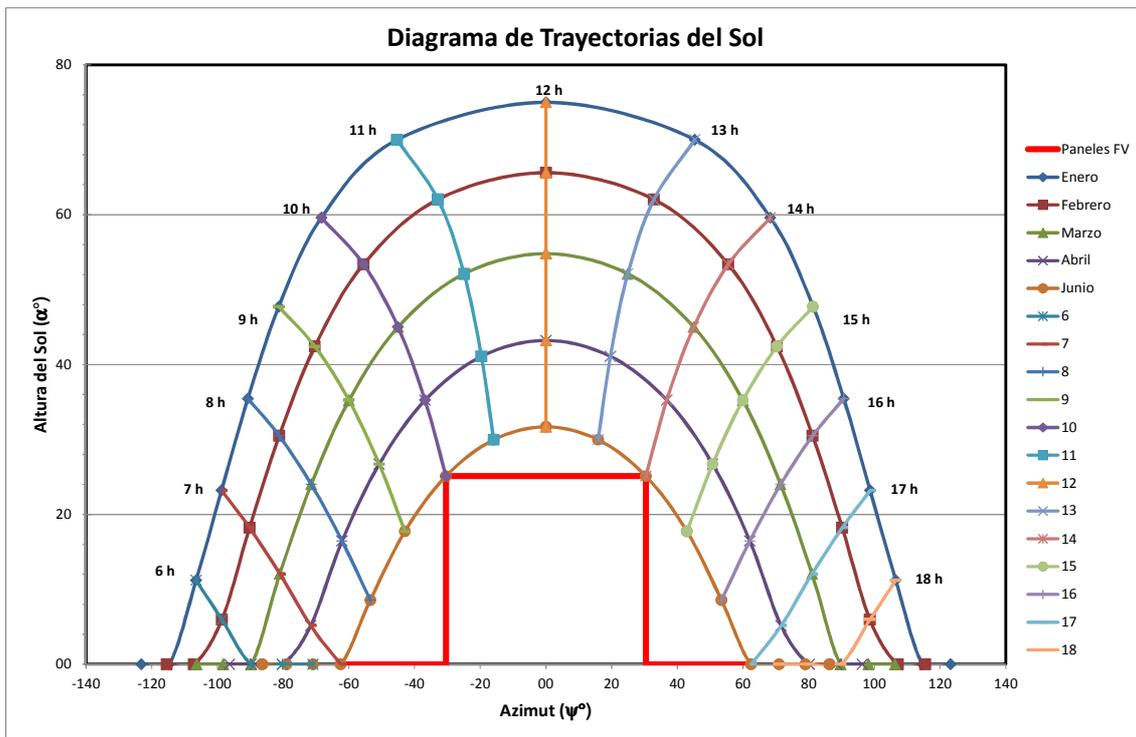
Resultados	
d (distancia mínima entre filas del generador)	2,70 m
h (altura del panel sobre terreno)	0,84 m
x (proyección del ancho de panel)	1,34 m
d - x (distancia entre proyección fila 1 y base fila 2)	1,36 m

Cálculo de la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos

A continuación se presenta un esquema con los parámetros indicados en el cuadro anterior para realizar el cálculo de la distancia mínima entre filas de paneles fotovoltaicos que presentan un azimut respecto a la orientación norte.



Esquema de orientación de los paneles FV y ubicación del observador



Si representamos las trayectorias del sol para distintos meses del año, observamos que para el mes de junio, al representar para un observador ubicado en el vértice inferior del panel FV como indica el esquema de orientación de los paneles FV con la ubicación del observador, el caso más desfavorable se presenta el día del solsticio

de invierno cuando sale el sol, pasa el vértice más alejado de la primera fila de módulos FV y alcanza el punto donde se ubica el observador en la parte inferior de los módulos de la fila siguiente. La curva roja en el gráfico de trayectorias del sol representa gráficamente la primera fila de módulos FV. Como se puede observar al no interceptar la curva de trayectoria del sol el día del solsticio de invierno no hay sombra en la segunda fila de módulos FV, para la mínima distancia elegida d en el horario comprendido entre las 10 y 14 horas.

De esta forma, ubicando las filas de módulos FV a la mínima distancia elegida $d = 2,70$ m para los módulos seleccionados no se produce sombra entre filas. En este caso cada fila de módulos representa un subgenerador FV.

Estamos en condiciones de concluir que en estas condiciones **las ramas de módulos de cada subgenerador deberán estar a una distancia mínima de 2,70 m.**

El generador FV tiene orientación noroeste con una inclinación una inclinación $\beta = 32^\circ$ y azimut $\gamma = 10^\circ$ hacia el oeste, por lo tanto la irradiación global diaria anual recibida en el plano del GFV es:

$$G_{da}(10^\circ, 32^\circ) = 1920/365 = 5,26 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día}$$

Sabemos del diseño del generador FV:

$$\begin{aligned}
 N_{\text{SUBGEN}} &= 3 \\
 N_{\text{rama,s}} &= 4 \\
 N_{\text{rama,p}} &= 1 \\
 P_{\text{MOD,M,STC}}(W_p) &= 345W_p \\
 G_{da}(10^\circ, 32^\circ) &= 5,26 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día} \\
 PR &= 0,72 \text{ (estimado)}
 \end{aligned}$$

Podemos estimar en primera aproximación la producción de electricidad anual solar del subsistema rama/subgenerador, que será ajustada en la simulación con PVSYST considerando la influencia de las sombras cercanas y distancia entre filas de módulos FV, con 4 módulos serie, 1 rama en paralelo y un performance ratio PR igual a 0,72:

$$\begin{aligned}
 E_{\text{FV}} &= N_{\text{SUBGEN}} \times N_{\text{rama,s}} \times N_{\text{rama,p}} \times P_{\text{MOD,M,STC}} \times G_{da} / G_{\text{STC}} \times PR \times 365 \\
 E_{\text{FV}} &= 3 \times 4 \times 1 \times 345W_p \times (5,26 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día}) / (1.000W/m^2) \times 0,72 \times 365 \text{ días/año}
 \end{aligned}$$

Por lo tanto en primera aproximación la producción anual esperada del SFCR será:

$$E_{\text{FV}} = \mathbf{5,723 \text{ MWh/año (estimación preliminar)}}$$

Teniendo presente que la restricción de área disponible para los módulos en la azotea define la cantidad total de módulos, limitando la potencia a instalar, también define la potencia de los subgeneradores y de cada inversor monofásico. Por lo tanto se puede proceder al dimensionado del cableado DC y AC y las respectivas

protecciones, respetando la normativa vigente de aplicación, indicada en el apartado referido a **NORMATIVA DE APLICACIÓN**.

7.8 CABLEADO

Para el dimensionado el cableado tenemos en cuenta la disposición del GFV en la terraza del edificio y las distancias a los respectivos puntos de conexión de la parte en continua (DC) y alterna (AC). Asumimos que:

- Las ramas de módulos de cada subgenerador FV poseen una longitud simple de cable igual a 25 m hasta el interruptor seccionador bajo carga en DC.
- La longitud simple del cable de la parte de alterna es igual a 30 m desde el inversor al cuadro de BT del edificio ubicado en planta baja, empleándose un cable multiconductor con un solo circuito, aislamiento PVC y al aire.
- No hace falta interruptor de continua para desconectar pues basta con detener la marcha de cada inversor para dejar la rama correspondiente en circuito abierto.
- Tampoco es necesario insertar fusibles, ya que se tendrá una rama por inversor a lo sumo.

Para dimensionar la sección de los conductores de los cables se tienen que considerar dos criterios, donde se impone el más restrictivo:

- 1) La máxima intensidad admisible por el cable.
- 2) La máxima caída de tensión permisible en el cable.

Se distinguen dos tramos de conductores a dimensionar:

7.8.1 SECCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA (DC)

Dimensionado Tramo DC de rama de módulos a entrada inversor

- **Criterio de máxima intensidad admisible por el cable**

Considerando el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable en cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM (STC del módulo). **Se utilizarán cables DC serán multiconductor con un solo circuito, aislamiento de PVC y al aire (sobre superficie).**

De la Tabla C.1.1. de la página 17 de la norma AENOR EA 0038 para cables eléctricos de utilización en circuitos fotovoltaicos, en particular para conexionado de placas o paneles fotovoltaicos, para una temperatura ambiente de 60°C y temperatura máxima del conductor 120°C:

Tabla C.1.1 – Intensidad máxima admisible en cables eléctricos para conexionado de placas o paneles fotovoltaicos

Sección mm ²	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

El criterio de máxima intensidad admisible establece que:

$$I_{\text{RAMA MODULOS - INVERSOR}} = 1,25 \times I_{\text{MOD, SC, STC}}$$

De la Tabla II se obtienen los datos característicos de los módulos FV SunPower™ SPR-X21 345 seleccionado para el diseño del GFV,

$$I_{\text{MOD, SC, STC}} = 6,39 \text{ A}$$

$$I_{\text{RAMA MOD - CAJA DC}} = 1,25 \times 6,39 \text{ A} = 7,99 \text{ A}$$

Autor: Fernando Fontana Giacosa

De la Tabla C.1.1. la sección de conductor **1,5 mm²** sobre superficie tiene una intensidad admisible máxima de 29 A.

• **Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable**

Teniendo en cuenta el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de IDAE, se especifica que los conductores serán de cobre y la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en condición STC (condiciones estándar de medida, CEM) de la parte de DC no supere el 1,5%. Asumimos que en este tramo la caída de tensión es 1,5% en el punto de máxima potencia en CEM (o condición STC).

Considerando $\Delta V_{\text{rama}} = 1,5\%$ y la longitud de rama es $L_{\text{rama}} = 25$ m.

$\Delta V_{\text{rama}} = 1,5\%$ y del dimensionado del generador FV, $N_{\text{rama},s} = 14$

De la Tabla III con datos característicos del módulo SunPower™ SPR-X21 345:

$I_{\text{MOD},M,STC} = I_{\text{mpp}} = 6,02$ A (ver Tabla II)

$V_{\text{MOD},M,STC} = V_{\text{mpp}} = 57,3$ V (ver Tabla II)

$\sigma_{\text{Cu}} = 56$ (m/Ω.mm²), conductividad del cobre

La sección mínima de la rama será:

$$S_{m, \text{rama}} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times L_{\text{rama}} \times I_{\text{MOD},M,STC}}{\Delta V_{\text{rama}} \times N_{\text{rama},s} \times V_{\text{MOD},M,STC} \times \sigma} = \frac{2 \times 25 \times 6,02}{0,015 \times 14 \times 57,3 \times 56} = 1,6 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta ambos criterios, utilizaremos el cable de 1,6 mm² que es más restrictivo que el que da como sección 1,5 mm². De la Tabla C.1.1 la sección próxima más cercana es 2,5 mm².

Conciliando ambos criterios tomamos 2,5 mm² como sección de conductor para cableado DC en rama de módulos.

Para cada rama de módulos conectada a la entrada de cada inversor monofásico Fronius IG™ 15 la sección de conductor será de **2,5 mm²**.

Tramo DC: rama de módulos – entrada inversor DC: 2,5 mm²

7.8.2 SECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (AC)

Dimensionado Tramo de alterna AC desde el inversor del subgenerador monofásico al punto de conexión a red BT

Longitud cable principal de AC: 30 m y va instalado al aire.

- **Criterio de máxima intensidad admisible por el cable:**

El Inversor Fronius IGTM15 (Tabla I con hoja de datos característicos) es monofásico, por lo tanto el cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor monofásico.

$$P_{INV, AC} = 1,3 \text{ kW (potencia de salida nominal del inversor)}$$

$$V_{INV, AC} = 230 \text{ V (tensión nominal a la salida del inversor 196 a 253 V)}$$

$$I_{INV, AC} = \frac{P_{INV, AC}}{V_{INV, AC}} = \frac{1.300}{230} = 5,65 \text{ A}$$

$$I_{TRAMO AC} = 1,25 \times I_{INV, AC} = 1,25 \times 5,65 \text{ A} = 7,06 \text{ A}$$

De acuerdo a la Tabla de Máxima intensidad admisible de cable multiconductor con un solo circuito en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del aire de 40°C. Cable sobre rejilla con dos conductores cargados y aislamiento PVC. (Fuente: norma UNE 20.460-5-523:2004):

Sección (mm ²)	Intensidad admisible (A)
1,5	19
2,5	26
4	35
6	44
10	61
16	82
25	103
35	129
50	156
70	175
95	245
120	285

Como se había indicado oportunamente en el apartado de Normativa de Aplicación, para el cálculo de los conductores de alterna se utilizarán las tablas del Reglamento de UTE para instalaciones en baja tensión²⁸:

²⁸ <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/clientes/C-02-anexo.pdf>

Si buscamos la tabla del Reglamento que sería el equivalente a la de la norma UNE 20.460-5-523:2004 y la llevamos a condiciones equivalentes de temperatura admisible se puede observar que los valores obtenidos en corriente admisible son similares para dos conductores unipolares con aislamiento en PVC, aplicando el coeficiente de ajuste de temperatura 0,82 de 25°C a 40°C (ver Tabla VIV del Reglamento de Baja Tensión de UTE para conductores de PVC).

De la Tabla VI el cable de sección es de **1,5 mm²** sobre superficie admite una corriente de $23 \times 0,82 = 19$ A. Se corresponde con la mínima sección en la norma UNE 20.460-5-523:2004.

TABLA VI

Corriente admisible, en A, para cables con conductores de cobre aislados en PVC
 (Servicio Permanente) Temperatura ambiente 25 °C

Sección Nominal Mm ²	Conductor al aire libre PVC			
	Temperatura aire 25°C			
	2 unipolar	3 unipolar	1 bipolar	1 tri o trepolar
0,75	15	11	15	13
1	18	14	18	15
1,5	23	18	23	20
2	28	22	27	23
2,5	32	25	32	26
4	43	35	42	36
6	56	45	54	46
10	78	64	74	64
16	105	87	100	85
25	139	117	126	107
35	172	145	157	134
50	208	177	192	162
70	266	229	246	208
95	322	280	299	252
120	373	325	348	293

Se entiende que estas condiciones son válidas para cables "al aire bajo techo", es decir que aplica al montaje de cables unipolares o conductores aislados, ya sea fijado directamente sobre paredes, aisladores o sobre bandejas perforadas, en ambientes cubiertos.

En la sección 4.1 Factores de Corrección del Reglamento de Baja Tensión de UTE se dispone de coeficientes de ajuste para casos en que la temperatura ambiente difiere de 25°C. En caso de ser necesaria esta corrección, la corriente máxima admisible que se obtiene de la Tablas VI deberá corregirse teniendo en cuenta las características de la instalación, de forma que el incremento de temperatura provocado por la corriente eléctrica, no dé lugar a una temperatura en el conductor superior a 70°C, en los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC) o de goma y 90°C en los cables con aislamiento de goma butílica, etileno - propileno o polietileno reticulado (XLPE). Los factores de corrección de la Tabla XIV, según el tipo de aislamiento.

TABLA XIV

Factores de corrección de la corriente máxima admisible, en función de la temperatura ambiente, para conductores aislados instalados al aire.

TIPO DE AISLAMIENTO	TEMPERATURA °C														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
V	1,15	1,10	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,58	0,47	-	-	-	-
B	1,13	1,09	1,04	1	0,97	0,91	0,87	0,82	0,77	-	-	-	-	-	-
D	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,79	-	-	-	-	-	-
R	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,84	0,79	0,73	0,68	0,63	0,56	0,48	0,39
P	1,13	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,79	0,73	-	-	-	-	-	-

V = Cloruro de Polivinilo
 B = Goma Butílica
 D = Etileno - Propileno
 R = Polietileno reticulado
 P = Papel impregnado

TABLA V

Temperatura máxima admisible en el conductor según el tipo de aislamiento.

Tipo de aislamiento	V	B	D	R	P
Temperatura máxima en el conductor °C	70	85	90	90	80

V = Cloruro de Polivinilo

B = Goma butílica

D = Etileno - Propileno

R = Polietileno reticulado

P = Papel impregnado

- **Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable**

Asumimos, al igual con el caso anterior, una caída de tensión de 1,5% que es lo que exige el Pliego como máximo, dado que la longitud de conductor AC son 30 m y se encuentra enterrado.

$$\Delta V_{AC} = 1,5\%$$

$$L_{AC} = 30 \text{ m}$$

$$I_{INV AC} = 7,06 \text{ A (calculada en la parte anterior de máxima intensidad)}$$

$$V_{INV AC} = 230 \text{ V}$$

$$\cos\Phi_{INV} = 1 \text{ (ver Tabla II con datos característicos del inversor)}$$

La sección mínima AC será:

$$S_{m, AC} (\text{mm}^2) = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{INV, AC} \times \cos\Phi}{\Delta V_{AC} \times V_{INV, AC} \times \sigma} = \frac{2 \times 30 \times 7,06 \times 1}{0,015 \times 230 \times 56}$$

$$S_{m, principal} (\text{mm}^2) = \mathbf{2,19 \text{ mm}^2}$$

Conciliando ambos criterios, elegimos la sección inmediata disponible de conductor normalizado de **2,5 mm²** (en la Tabla VI del Reglamento de BT de UTE tiene una corriente admisible a 40 °C de $32 \times 0,82 = 26$ A). Cabe recordar que son 2 cables unipolares porque son inversores monofásicos.

Tramo AC del inversor al punto de conexión a red BT: 2,5 mm²

7.9 PROTECCIONES

7.9.1. PROTECCIONES DC

Dimensionado por rama de módulos

El sistema de GFV se compone de 3 subgeneradores, donde en cada subgenerador tenemos 1 única rama de 4 módulos FV conectados en serie que se conectarán cada uno a un inversor monofásico. Cada inversor monofásico se conectará a cada fase de la red de baja tensión entre fase y neutro.

Cada rama lleva una protección que va colocada en su caja de conexión DC que luego se conecta con la entrada al inversor en DC. La protección de cables de rama con fusibles tipo gPV es obligatoria cuando se asocian cinco o más ramas en paralelo (Norma UNE-EN 60269-6) en ambos polos²⁹. Es este caso que tenemos una sola rama por subgenerador, lo recomendable es utilizar interruptores magnetotérmicos (IMA) de 2 polos (cortan + y – a la vez) aptos para operar en corriente continua.

Este tipo de interruptores aunque aún no tienen mucha difusión (también suelen denominarse “mini circuitbreakers” o MCB) que tienen un coste superior al de los fusibles pero presentan ventajas frente a utilización de fusibles³⁰:

- No necesitan un repuesto en caso que éstos actúen.
- En caso de actuación queda señalizado el interruptor que actuó de modo que resulta sencillo identificar la rama afectada.
- Se puede aislar una rama en particular para trabajos de reparación o mantenimiento.
- Se ahorran pérdidas de energía que se producen por caída de tensión en fusibles (de 0,5 a un 1%).

²⁹ Apuntes del curso 2016-2017, Dimensionado de SFCR, Profesor Dr. Gustavo Nofuentes Garrido, apartado 5 Dimensionado los Cables, pág. 32

³⁰ Apuntes del curso 2016-2017, Dimensionado de SFCR, Profesor Dr. Gustavo Nofuentes Garrido, apartado 5 Dimensionado los Cables, pág. 33.

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Si las tensiones son elevadas se pueden instalar dos interruptores en serie. El dispositivo para proteger en la red de continua (DC) contra sobrecargas debe cumplir:

$$I_B = 1,25 \times I_{\text{MOD,SC,STC}} \leq I_n \leq I_z$$

$$I_B = \text{corriente para la que se ha diseñado del circuito} = 1,25 \times I_{\text{MOD,SC,STC}}$$

I_n = corriente asignada del interruptor (A)

I_z = es la corriente máxima admisible del circuito (A)

I_2 = es la corriente que asegura la actuación del dispositivo (A)

Se recomienda, al no existir problemas de transitorios en esta parte de la instalación, un interruptor con **curva de disparo B** que se caracteriza por tener un disparo magnético con $I_m = (3 \text{ a } 5) I_n$.

En la Tabla II se dispone de los datos característicos de los módulos FV SunPower™ SPR-X21 345:

$$I_{\text{MOD, SC, STC}} = 6,39 \text{ A}$$

$$V_{\text{MOD, OC, STC}} = V_{\text{OC}} = 68,2 \text{ V}$$

$$\beta V_{\text{MOD, OC}} = - 167,4 \text{ mV/}^\circ\text{C}$$

De la Tabla C.1.1. de la página 17 de la norma AENOR EA 0038 para cables eléctricos de utilización en circuitos fotovoltaicos, en particular para conexión de placas o paneles fotovoltaicos, para una temperatura ambiente de 60°C y temperatura máxima del conductor 120°C:

**Tabla C.1.1 – Intensidad máxima admisible en cables eléctricos
 para conexionado de placas o paneles fotovoltaicos**

Sección	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
mm ²	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

El criterio de máxima intensidad admisible establece que:

$$I_B = 1,25 \times I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \times 6,39 = 8 \text{ A}$$

De la tabla C.1.1 la corriente máxima admisible (al aire 60°C) corresponde a la sección de conductor inmediata admisible 2,5 mm² seleccionada para las ramas de módulos, adoptada para el diseño de los conductores DC en la sección anterior, que tiene una intensidad máxima admisible de 41 A.

Por lo tanto este será el valor de $I_z = 41 \text{ A}$.

Además la **corriente inversa del módulo FV es 25 A**. Elegimos como valor de $I_z = 25 \text{ A}$ que es el menor, porque no puede superarse por la corriente de cortocircuito. De esta forma protegemos tanto los módulos de la rama del subgenerador como el conductor en DC.

Como hemos elegido módulos SunPower™ SPR-X21 345 de silicio monocristalino:

Considerando $\beta V_{MOD,OC}$ en V/°C, siendo $\beta V_{MOD,OC} < 0$:

$$V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C}) = V_{MOD,OC,STC} - 35^\circ \cdot \beta V_{MOD,OC}$$

$$V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C}) = 68,2 - 35 \times (-167,4/1000) = 74,1 \text{ V}$$

$$V_{INT.MAGTER DC} = N_{ms} \times V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C}) = 4 \times 74,1 = 296,4 \text{ V}$$

Esta sería la tensión nominal del interruptor magnetotérmico.

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Las características de la corriente asignada de c/u de los 3 interruptores DC para su elección deberá cumplir con las siguientes condiciones:

$$U_N = 296 \text{ V}$$

$$8 \text{ A} \leq I_n \leq 25 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z = 1,45 \times 25 \text{ A} = 36 \text{ A}$$

con una curva de disparo **B** que debe tener $I_m = (3 \text{ a } 5)I_n$

Los interruptores van uno por cada rama de subgenerador ubicado en la respectiva caja de conexión de cada subgenerador. Se elige el primer valor de corriente para el interruptor normalizado que cumpla con estas condiciones.

Del catálogo de interruptores bipolares S800PV de ABB™ para aplicaciones solares buscamos un interruptor que cumpla con las exigencias de tensión y corriente nominales calculadas anteriormente (eligiendo la opción S para String o Rama en cambio de la M para interruptor principal):

S800PV-S

Photovoltaic String Protection

 <p>2CCP413248F0001</p>	Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack- aging unit
	5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	7612271210939	0.49	1
	5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	7612271210946	0.49	1
	5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	7612271210953	0.49	1
	5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	7612271210960	0.49	1
	5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	7612271210977	0.49	1
	5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	7612271210984	0.49	1
	5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	7612271210991	0.49	1
	5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	7612271211004	0.49	1
	5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	7612271211011	0.49	1
	5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	7612271211028	0.49	1
	5	100	S802PV-S100	2CCP842001R1829	7612271214968	0.49	1
	5	125	S802PV-S125	2CCP842001R1849	7612271214999	0.49	1

 <p>2CCP413247F0001</p>	Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack- aging unit
	5	10	S803PV-S10	2CCP843001R1109	7612271211035	0.74	1
	5	13	S803PV-S13	2CCP843001R1139	7612271211042	0.74	1
	5	16	S803PV-S16	2CCP843001R1169	7612271211059	0.74	1
	5	20	S803PV-S20	2CCP843001R1209	7612271211066	0.74	1
	5	25	S803PV-S25	2CCP843001R1259	7612271211073	0.74	1
	5	32	S803PV-S32	2CCP843001R1329	7612271211080	0.74	1
	5	40	S803PV-S40	2CCP843001R1409	7612271211097	0.74	1
	5	50	S803PV-S50	2CCP843001R1509	7612271211103	0.74	1
	5	63	S803PV-S63	2CCP843001R1639	7612271211110	0.74	1
	5	80	S803PV-S80	2CCP843001R1809	7612271211127	0.74	1
	5	100	S803PV-S100	2CCP843001R1829	7612271214975	0.74	1
	5	125	S803PV-S125	2CCP843001R1849	7612271215002	0.74	1

 <p>2CCP413248F0001</p>	Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack- aging unit
	5	10	S804PV-S10	2CCP844001R1109	7612271211134	0.98	1
	5	13	S804PV-S13	2CCP844001R1139	7612271211141	0.98	1
	5	16	S804PV-S16	2CCP844001R1169	7612271211158	0.98	1
	5	20	S804PV-S20	2CCP844001R1209	7612271211165	0.98	1
	5	25	S804PV-S25	2CCP844001R1259	7612271211172	0.98	1
	5	32	S804PV-S32	2CCP844001R1329	7612271211189	0.98	1
	5	40	S804PV-S40	2CCP844001R1409	7612271211196	0.98	1
	5	50	S804PV-S50	2CCP844001R1509	7612271211202	0.98	1
	5	63	S804PV-S63	2CCP844001R1639	7612271211219	0.98	1
	5	80	S804PV-S80	2CCP844001R1809	7612271211226	0.98	1
	5	100	S804PV-S100	2CCP844001R1829	7612271214982	0.98	1
	5	125	S804PV-S125	2CCP844001R1849	7612271215019	0.98	1

Tabla III - Catálogo interruptores S800PV de ABB™

Tipo ABB :S902PV-S16

$$V_{\text{INT.MAGTER RAMA MOD \#iDCm\acute{a}x}} = 800 \text{ VDC}$$

$$I_{\text{INT.MAGTER RAMA MOD \#i DC}} = 16 \text{ A}$$

En la Tabla IV del mismo catálogo de interruptores S800PV de ABB™ se indican las configuraciones posibles con o sin conexión a tierra. En este caso se eligió un interruptor bipolar que pueden trabajar hasta tensiones de 800 V en DC en un sistema sin conexión a tierra (unearthed network).

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Maximum device voltages

S800PV-S	2-pole	3-pole	4-pole
I _g 10...80 A	800 VDC	1200 VDC	1200 VDC
I _g 100...125 A	600 VDC	1000 VDC	1200 VDC

S800PV-M	2-pole	3-pole	4-pole
I _g 32, 63, 125 A	800 VDC	1200 VDC	1200 VDC

Exemplary circuit diagrams

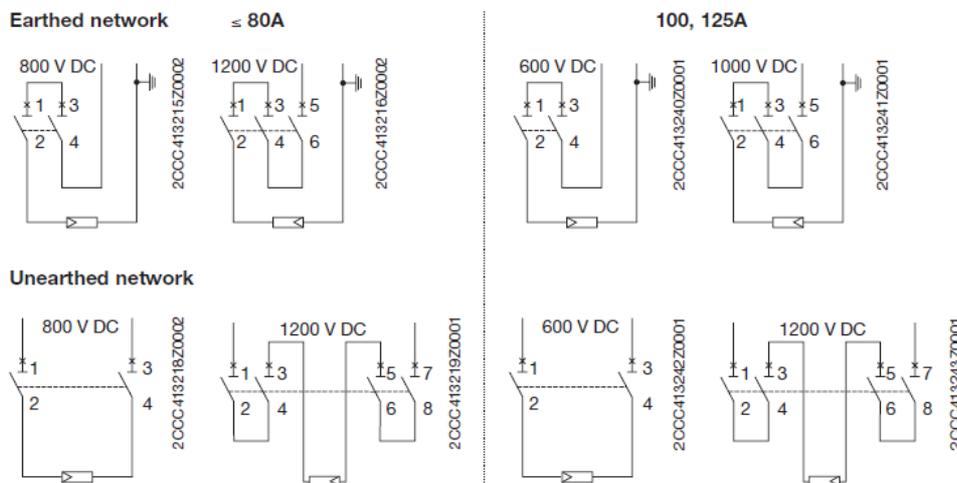


Tabla IV – Catálogo interruptores S800PV de ABB™

7.9.2. PROTECCIONES AC

Dimensionado de interruptora la salida de los inversor monofásicos en AC

En el diseño que se ha propuesto con tres inversores monofásicos, donde la salida en AC de cada inversor se conecta entre una fase y el neutro de la instalación de baja tensión, necesitamos un interruptor que nos permita asegurar las adecuadas **medidas de protección frente a sobrecargas y sobre intensidades en la red de alterna** y permita la desconexión de los tres inversores al mismo tiempo. Características de los elementos a instalar y su ubicación en la red.

Deberá cumplir las condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_B = \text{corriente para la que se ha diseñado del circuito} = 1,25 \times I_{INV, AC}$$

Autor: Fernando Fontana Giacosa

I_n = corriente asignada del interruptor (A)

I_z = es la corriente máxima admisible del circuito (A)

I_2 = es la corriente que asegura la actuación del dispositivo (A)

El interruptor seleccionado deberá tener una **curva de disparo C** que se caracteriza por tener $I_m = (5 \text{ a } 10) I_n$.

$P_{INV, AC} = 1.300 \text{ kW}$ (potencia de salida nominal del inversor)

$V_{INV, AC} = 400 \text{ V}$ (tensión nominal a la salida del inversor trifásico)

$$I_{INV, AC} = \frac{P_{INV, AC}}{\sqrt{3} \times V_{INV, AC}} = \frac{3 \times 1.300}{\sqrt{3} \times 400} = 5,6 \text{ A}$$

$$I_B = 1,25 \times I_{INV, AC} = 1,25 \times 5,6 \text{ A} = 7 \text{ A}$$

Como se había indicado oportunamente en el apartado de Normativa de Aplicación, para el cálculo de los conductores de alterna se utilizarán las tablas del Reglamento de UTE para instalaciones en baja tensión³¹:

Si buscamos la tabla del Reglamento que sería el equivalente a la de la norma UNE 20.460-5-523:2004 y la llevamos a condiciones equivalentes de temperatura admisible se puede observar que los valores obtenidos en corriente admisible son similares para dos conductores unipolares con aislamiento en PVC, aplicando el coeficiente de ajuste de temperatura 0,82 de 25°C a 40°C (ver Tabla VIV del Reglamento de Baja Tensión de UTE para conductores de PVC).

Cuando se diseñó el conductor para alterna de acuerdo a la corriente de los inversores tomamos **2,5 mm²** (en la Tabla VI del Reglamento de BT de UTE tiene una corriente admisible a 40 °C de $32 \times 0,82 = 26 \text{ A}$).

La corriente máxima admisible corresponde a una sección de conductor que tiene una intensidad máxima admisible de 26 A.

Por lo tanto este será el valor de **$I_z = 26 \text{ A}$** .

La corriente asignada al interruptor AC deberá cumplir con las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

³¹ <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/clientes/C-02-anexo.pdf>

Autor: Fernando Fontana Giacosa

$$7 \text{ A} \leq I_n \leq 26 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_n = 1,45 \times 26 \text{ A} = 38 \text{ A}$$

$I_{CC \text{ RED BT}} = 12 \text{ kA}$ (intensidad de cortocircuito red baja tensión)

con una curva de disparo C que debe tener $I_m = (5 \text{ a } 10)I_n$

El interruptor va ubicado a partir del inversor del lado de la red de AC.

Se elige el primer valor de corriente para el interruptor normalizado que cumpla con estas condiciones.



Interruptores automáticos para la distribución de potencia



A1 125A - Fijo (F) 4 polos - Terminales anteriores (F) - Mantenimiento 100% I_n a 50°C

Relé termomagnético - TMF I_{cu} (415 V)

1SDA...R1					
I_n	I_3	A (10kA)	B (18kA)	C (25kA)	N (36kA)
15	300	066524	066733	066745	066757 ⁽²⁾
16	300	068750	068751	068752	068753 ⁽²⁾
20	300	066525	066734	066746	066758
25	300	066526	066735	066747	066759
30	300	066527	066736	066748	066760
32	320	068761	068762	068763	068764
40	400	066528	066737	066749	066761
50	500	066529	066738	066750	066762
60	600	066530	066739	066751	066763
63	630	068772	068773	068774	068775
70	700	066531	066740	066752	066764
80	800	066532	066741	066753	066765
90	900	066533	066742	066754	066766
100	1000	066534	066743	066755	066767
125	1250	066535 ⁽¹⁾	066744 ⁽¹⁾	066756 ⁽¹⁾	066768 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Desclasificación para un uso a 50°C; ⁽²⁾ 30kA

Tipo ABB: 066746

$V_{AC} = 400 \text{ V AC}$

$I_N = 20 \text{ A}$

$I_{CORTOCIRCUITO} = 25 \text{ kA}$

Curva de disparo: tipo C

7.9.3. DESCARGADORES DC Y AC

Se supone la instalación sin protección externa contra rayos.

Los parámetros más importantes que se tienen en cuenta para la selección de un descargador, tanto en la red de continua (DC) como de alterna (CA) son:

- Tensión nominal U_N , que coincide con la tensión del sistema que se quiere proteger.
- Tensión máxima en régimen permanente U_C : es la máxima tensión luego de la actuación del descargador que garantiza la reposición del servicio normal de la instalación.
- Corriente nominal de descarga I_{sn} : es el valor de la cresta que es capaz de descargar 20 veces con una forma de onda 8/20 μs .
- Corriente máxima de descarga $I_{m\acute{a}x}$: es el valor de cresta que es capaz de descargar en una sola ocasión con una forma de onda 8/20 μs .
- Nivel de protección U_p : es el nivel de tensión residual después de la actuación del descargador. Esta tensión llega a los equipos que protege. Será mejor descargador aquel que ante idénticas condiciones de tensión y corriente tiene menor tensión residual. Una vez elegido el descargador para el nivel de tensión y corriente deseado se debe verificar que el nivel de protección U_p o tensión residual sea inferior a la que soportan los dispositivos protegidos.

A efectos de considerar un margen de seguridad, la tensión nominal del descargador deberá ser mayor o igual a 1,1 veces la máxima tensión del generador a circuito abierto que se da en las condiciones de $-10\text{ }^\circ\text{C}$.

Este margen en la tensión nominal del descargador permite asegurarse que una vez que el descargador actúa por sobretensión (cortocircuita a tierra el generador) es capaz de abrir el cortocircuito y restituir la tensión del generador cuando la sobretensión desaparece. En caso de no tener en cuenta el margen de seguridad de 1,1 y considerar que la tensión nominal del descargador deberá ser mayor o igual a la máxima tensión del generador a circuito abierto que se da en las condiciones de $-10\text{ }^\circ\text{C}$ tienen una muy baja probabilidad que se produzca una sobretensión en estas condiciones.

Autor: Fernando Fontana Giacosa

DESCARGADORES EN DC:

El generador FV está integrado por 3 subgeneradores que tienen cada uno 4 módulos conectados en serie ($N_{ms, subgen} = 4$) con 1 rama en paralelo, cada uno que totalizan 4 módulos por subgenerador. Recordando que hemos decidido un diseño con módulos de silicio monocristalino:

De los datos característicos del módulo FV:

$$V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C) = 68,2 - 35 \times (-167,4/1000) = 74,1 \text{ V}$$

$$U_N = N_{ms, subgen} \times V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C) = 4 \times 74,1 = 296,4 \text{ V (tensión nominal del descargador)}$$

$$U_C = 1,1 \times U_N = 1,1 \times 296,4 \text{ V} = 326 \text{ V (tensión de máxima de régimen permanente)}$$

De la página 126 del catálogo de descargadores de sobretensiones DEHNguard elegimos Tipo 2, modelo DG M YPV SCI 1000 que cumple con las tensiones calculadas:

$U_p \leq 4 \text{ kV}$, verifica que es inferior a la tensión que soportan los dispositivos protegidos.

$I_{sn} = 12,5 \text{ kA}$, este valor cumple con el requerimiento de escoger no menos de 10 kA para la corriente nominal de descarga en instalaciones sin proyección externa, como es el caso de estudio.

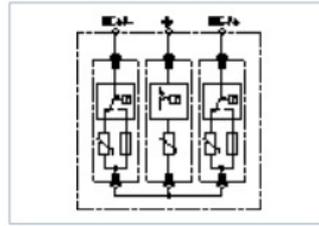
$$U_C = 326 \text{ V} \leq 1000 \text{ V (tensión de máxima de régimen permanente DC)}$$

Autor: Fernando Fontana Giacosa

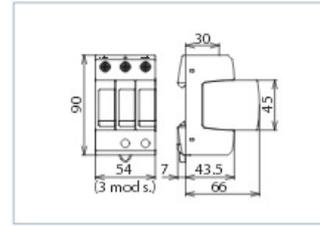
Descargador de sobretensiones – Tipo 2 para instalaciones fotovoltaicas

DEHNguard® modular (Y)PV SCI ...

DEHNguard M YPV SCI ...



Esquema del DG M YPV SCI ...



Dimensiones del DG M YPV SCI ...

Descargador de sobretensiones modular multipolo para instalaciones PV, con dispositivo de conmutación DC de 3 etapas.

- Unidad completa modular precableada para su uso en sistemas fotovoltaicos formado por pieza de base y módulos de protección enchufables
- Dispositivo combinado de desconexión y cortocircuito con aislamiento eléctrico seguro en el módulo de protección. Evita el riesgo de incendio causado por arcos de conmutación en continua (tecnología patentada SCI)
- Sustitución segura de los módulos de protección sin formación de arco voltaico gracias al fusible dc integrado

Tipo	DG M YPV SCI 150	DG M YPV SCI 600	DG M YPV SCI 1000	DG M YPV SCI 1200
Art.-Nr	952 513	952 511	952 510	952 512
DPS según EN 50539-11	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2
Máxima tensión PV (U_{PV})	≤ 150 V	600 V	≤ 1000 V	≤ 1200 V
Resistencia a cortocircuito (I_{SC})	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A
Corriente total de descarga ($8/20 \mu s$) (I_{max})	40 kA	40 kA	40 kA	30 kA
Corriente nominal de descarga ($8/20 \mu s$) [(DC+/DC-) -> PE] (I_n)	10 kA	12.5 kA	12.5 kA	12.5 kA
Corriente máxima de descarga ($8/20 \mu s$) [(DC+/DC-) -> PE] (I_{max})	20 kA	25 kA	25 kA	25 kA
Nivel de protección (U_p)	$\leq 0,8$ kV	$\leq 2,5$ kV	≤ 4 kV	$\leq 4,5$ kV
Nivel de protección con 5 kA (U_p)	$\leq 0,6$ kV	2 kV	$\leq 3,5$ kV	≤ 4 kV
Tiempo de respuesta (t_d)	25 ns	≤ 25 ns	≤ 25 ns	≤ 25 ns
Margen de temperatura de servicio (T_u)	-40 °C ... +80 °C			
Estado operativo / defectuoso	verde / rojo	verde / rojo	verde / rojo	verde / rojo
Número de puertos	1	1	1	1
Sección de conexión (mín.)	1.5 mm ² rígido / flexible			
Sección de conexión (max.)	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm según EN 60715			
Material de la carcasa	termoplástico, color rojo, UL 94 V-0			
Lugar de instalación	interior	interior	interior	interior
Clase de protección	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Medidas de montaje	3 módulo(s), DIN 43880			
Certificaciones	KEMA, UL, CSA	KEMA, UL, CSA	KEMA, UL, CSA	KEMA, UL, CSA

Descargador de sobretensiones – Tipo 2

DESCRAGADORES EN AC

Sabemos que la tensión de la red AC es 400 V en baja tensión.

$$V = 400/\sqrt{3} = 230 \text{ V AC}$$

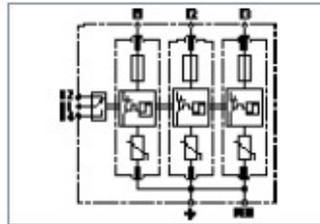
De la página 90 del catálogo de descargadores de sobretensiones DEHNguard elegimos Tipo 2, modelo DG M TNC CI 275 que cumple con las tensiones calculadas:

$$U_N = 230\text{V}(\text{tensión nominal del descargador AC entre fase u neutro}) 50/60 \text{ Hz}$$

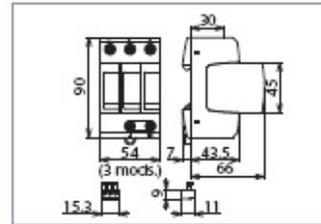
Descargador de sobretensiones – Tipo 2

DEHNgard® modular con fusible integrado

DEHNgard M TNC CI ... (FM)



Esquema del DG M TNC CI ... FM



Dimensiones del DG M TNC CI ... FM

Descargador de sobretensiones modular para sistemas TN-C con fusible incorporado.

- Fusible integrado en el módulo de protección
- Unidad completa, totalmente cableada, compuesta por la pieza de base y módulos de protección enchufables
- Alta seguridad del descargador, mediante el dispositivo de vigilancia "Thermo-Dynamic-Control"

Tipo	DG M TNC CI 275	DG M TNC CI 275 FM
Art.-N.º	952 304	952 309
DPS según EN 61643-11 / ... IEC 61643-11	Tipo 2 / Clase II	Tipo 2 / Clase II
Tensión nominal AC (U _n)	230 / 400 V (50 / 60 Hz)	230 / 400 V (50 / 60 Hz)
Máxima tensión permisible de servicio AC (U _c)	275 V (50 / 60 Hz)	275 V (50 / 60 Hz)
Corriente nominal de descarga (8/20 µs) (I _n)	12.5 kA	12.5 kA
Corriente nominal max. de descarga (8/20 µs) (I _{max})	25 kA	25 kA
Nivel de protección (U _p)	≤ 1.5 kV	≤ 1.5 kV
Nivel de protección con 5 kA (U _p)	≤ 1 kV	≤ 1 kV
Tiempo de respuesta (t _a)	≤ 25 ns	≤ 25 ns
Fusible previo max.	No se requiere	No requiere
Poder de corte de la protección interna de Back-Up	25 kA	25 kA
Resistencia a cortocircuito con fusible previo máximo (I _{scCR})	25 kA _{eff}	25 kA _{eff}
Tensión TDV (U _d) – Características	335 V / 5 s – soportado	335 V / 5 s – soportado
Tensión TDV (U _d) – Características	440 V / 120 min. – seguridad en fallo	440 V / 120 min. – seguridad en fallo
Margen de temperatura de servicio (Tu)	-40 °C ... +80 °C	-40 °C ... +80 °C
Estado operativo / defectuoso	Verde / rojo	Verde / rojo
Numero de puertos	1	1
Sección de conexión (min.)	1.5 mm ² rígido / flexible	1.5 mm ² rígido / flexible
Sección de conexión (max.)	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm	carril DIN 35 mm según EN 60715
Material de la carcasa	termoplástico, rojo, UL 94 V-0	termoplástico, rojo, UL 94 V-0
Lugar de instalación	interior	interior
Clase de protección	IP 20	IP 20
Medidas de montaje	3 módulo(s), DIN 43880	3 módulo(s), DIN 43880
Carificaciones	KEMA, VDE	KEMA, VDE
Contactos FM / Forma de los contactos	—	contacto conmutado
Potencia de conmutación AC	—	250 V / 0.5 A
Potencia de conmutación DC	—	250 V / 0.1 A; 125 V / 0.2 A; 75 V / 0.5 A
Sección de conexión para bornas FM	—	max. 1.5 mm ² rígido / flexible

Descargador de sobretensiones – Tipo 2

7.10 MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS EN LA REDDE CONTINUA (DC)

Medidas de protección frente a contactos directos

Consiste en la aplicación de las medidas necesarias para que las personas tengan contacto con las partes activas de la instalación.

En la parte a) de la actividad hemos elegido un diseño de esquema “**generador flotante y masas a tierra**”. Para un generador flotante con una R_{ISO} (resistencia de aislamiento) elevada, es decir con buen aislamiento, el valor de la corriente de defecto I_F que circula por la persona es prácticamente despreciable y el teorías un contacto directo no supone situación de riesgo para las personas (página 32 y 33 de los apuntes). El diseño del generador flotante es en sí mismo una medida de protección contra contactos directos.

La **medida de protección principal** consiste en aplicar las medidas necesarias para impedir que las personas tengan contacto con las partes activas de la instalación que consisten en recubrimiento de partes activas con materiales aislantes, interposición de barreras y obstáculos que impidan acercarse. Como **medida de protección auxiliar** en la red de continua en el caso del esquema “**generador flotante y masas a tierra**” consiste en dispositivos de contralor y vigilancia del aislamiento. Su función es medir la resistencia de aislamiento y lo compara con un valor de referencia que en caso de la medida sea inferior dispara una alarma acústica o visual.

Medidas de protección frente a contactos indirectos

En el esquema de un “**generador flotante y masas a tierra**”, no existe riesgo indirecto para las personas porque un primer defecto de aislamiento no eleva el potencial de las masas porque no se cierra el circuito por tierra.

La **medida de protección** consiste en utilizar dispositivos de protección que tienen que tener la capacidad de impedir que se mantenga una tensión de contacto durante un tiempo suficiente como para que se establezcan condiciones de riesgo de peligro para las personas. Por ese motivo se fija como límite de tensión convencional U_L para corriente continua 75 V.

Para la configuración que hemos elegido de “**generador flotante y masas a tierra**”, en caso de producirse un defecto a masa o tierra, la corriente de defecto I_d es de poca magnitud y tiene en cuenta la corriente de fuga por la resistencia de aislamiento. También requiere de dispositivos de contralor y vigilancia de la resistencia de aislamiento que indica la aparición de un fallo disparando una alarma acústica o visual. Este contralor de la resistencia de aislamiento se realiza mediante los sistemas **CPI (Control Permanente de Aislamiento)** de forma que la $R_{ISO} > 10 V_{OCG}$ para no superar la corriente de 100 mA por la persona.

7.11 MEDIDAS DE PROTECCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN CON LA RED DE ALTERNA (AC)

Las medidas de protección de la interconexión con la red de distribución tiene por objetivo evitar fundamentalmente el funcionamiento del generador en isla, para evitar que el generador fotovoltaico quede alimentando a través del punto de conexión una parte de la red eléctrica que ha quedado aislada del sistema eléctrico de potencia.

En Uruguay (al igual que en la reglamentación de España) actualmente exigen para la protección anti-isla el tipo de protección pasiva basado en la monitorización de valores de sobre/subtensión y sobre/subfrecuencia de la red definiendo los parámetros de ajuste. Esos parámetros se programan y si los valores controlados salen de sus rangos admisibles, el inversor se desconecta de la red eléctrica.

Las protecciones utilizadas constan de relés de máxima y mínima tensión y máxima y mínima frecuencia, que además están incorporados en los inversores como métodos de protección: lo que varía de un país a otro son los valores de los rangos y los tiempos de actuación de los relés dependiendo de la normativa vigente en cada país. Hay algunos países que también exigen un método activo basados en cambios deliberados en los circuitos eléctricos conectados y analizar su respuesta.

En Uruguay esta protección está contemplada en la Reglamentación de UTE para las IMG³², donde los criterios empleados son similares al de los Reales Decretos RD 1699/2011 y RD 413/2014 de España.

Protecciones pasivas:

- Relé máxima/mínima frecuencia.
- Relé máxima/mínima tensión
- Interruptor automático de interconexión: permite desconectar el GFV de la red eléctrica en caso de actuación de los relés de protección.

Protección de máxima y mínima tensión

Frente a valores anormales de tensión entre fases, fase-neutro o fase-tierra el Microgenerador se desconectará de la red de UTE conforme a los siguientes tiempos máximos:

³² <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/institucional/c-28.pdf>

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Rango de Voltaje (% de la Vn)	Tiempo Máximo de apertura (s)
$V < 85$	1,5
$V \geq 115$	0,2

Protección de máxima y mínima frecuencia

Frente a valores anormales de frecuencia, el Micro-generador se desconectará de la red de UTE conforme a los siguientes tiempos máximos:

Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo Máximo de apertura (s)
> 51	0,5
≤ 47	0,5

Protección anti-isla. Frente a aperturas en la red de UTE, el Micro-generador dejará de energizar la red en un tiempo máximo de 500ms.

La reconexión de la IMG con la red de BT será automática una vez restablecida la tensión de la red por parte de UTE. Se considera tensión restablecida cuando el sistema retorna a los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios por un tiempo no menor a 3 (tres) minutos.

Como protección auxiliar en la red de alterna de salida del inversor se puede utilizar un dispositivo de corriente residual diferencial ajustando su disparo a 30 mA.

En el reglamento de UTE para instalaciones de micro-generación (IMG) en baja tensión al cual se ha hecho referencia anteriormente en este documento, recomienda que además del interruptor general que tiene la instalación interior del suscriptor, la IMG deberá contar con:

- Interruptor general magnetotérmico con una potencia de cortocircuito mayor o igual a la indicada por UTE en el punto de conexión a la red.
- Interruptor automático diferencial para protección contra contactos indirectos.
- Transformador para aislación galvánica entre la IMG y la red de UTE con devanado triángulo o estrella (sin puesta a tierra y aislamiento pleno). Se admite que esta protección puede incluirla el módulo convertidor.
- Interruptor automático de interconexión para conexión y desconexión automática de la IMG de la red ya sea por pérdida de tensión o frecuencia con relé de enclavamiento de acuerdo a los límites de tensión y frecuencia indicados anteriormente.

7.12 PUESTA A TIERRA

De acuerdo a la Reglamentación de UTE para las IMG, las mismas deben disponer de un sistema de PAT (Puesta a Tierra) que no altere las condiciones de la PAT de UTE y asegure que no se produzcan transferencias de defectos a la red de Distribución.

También la IMG debe contar con una toma de tierra adicional a la instalada como toma de tierra de protección de la instalación receptora del suscriptor, a la cual se deben conectar todas las masas de la instalación generadora.

La toma de tierra, se deberá conectar a la de protección de la instalación existente, con excepción de los casos en que puedan considerarse puestas a tierra independientes de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de BT.

En todos los casos la PAT deberá ser independiente del neutro de UTE.

Los sistemas de puesta a tierra en un sistema de generación fotovoltaica tiene por objetivo:

- proteger a las personas frente a contactos indirectos, impidiendo que las masas metálicas del equipamiento instalado adquieran potencial en caso de presentarse defectos de aislamiento.
- difundir a tierra las corrientes de rayo en el caso de que estos impacten impacto en los dispositivos captadores para protección externa como pararrayos.
- permitir que los dispositivos de protección frente a sobretensiones actúen correctamente.
- en caso de elegir un esquema de conexión en el generador fotovoltaico puesto a tierra, poner a tierra uno de los polos del generador.
- la puesta a tierra consta de uno o varios electrodos de puesta a tierra enterrados y las líneas de puesta a tierra que conectan los electrodos a los elementos que deban quedar puestas a tierra. Deberán existir suficientes puntos en las líneas de puesta a tierra que permitan realizar las medidas de comprobación del estado de los electrodos y las conexiones a tierra de la instalación.
- el electrodo de puesta a tierra de las masas metálicas de la red de alterna (AC) del suministro no es distinto al electrodo de las masas metálicas de la red de continua (DC).

7.13 MEMORIA TÉCNICA

Objeto del Proyecto

Se enmarca dentro del Decreto N° 173/010 del 01.06.2010 referido a la micro-generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales de energía, conectada a la Red de Distribución. Se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica (ver apartado de MARCO REGULATORIO). El mismo se destinará a abastecer las necesidades de una parte del consumo de los servicios generales del edificio, atendiendo básicamente las necesidades de bombas de agua potable, ascensores, iluminación de pasillos, escaleras y motores de cortinas de garaje.

Descripción general

La instalación corresponde a un SFCR (sistema fotovoltaico conectado a red) en baja tensión para micro-generación con una potencia máxima del sistema de 4,14 kW debido a restricciones en el área disponible limitada a 20 m² para su instalación sobre la azotea (techo del edificio) de un edificio construido. El diseño del GFV se ha concebido procurando maximizar la potencia de los módulos FV con tecnología de Si monocristalino de forma de alcanzar la máxima potencia posible en el área disponible para obtener la mayor energía generada posible. El mismo se conecta a la red de baja tensión en 4 hilos (3 fases más neutro) de UTE.

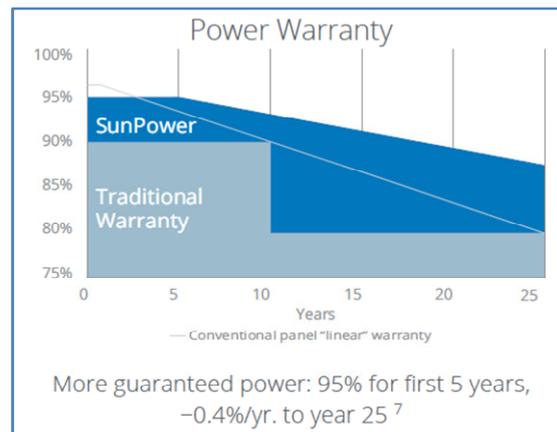
Módulos

El GFV consta de 12 módulos de Si monocristalino constituidos en 3 subgeneradores que tienen 4 módulos conectados en serie en cada uno. La salida en corriente continua (DC) de cada subgenerador se conecta a la entrada de un inversor monofásico que convierte la corriente continua en corriente alterna a la misma frecuencia que la de la red eléctrica de la compañía distribuidora. Esta salida en corriente alterna de cada inversor monofásico se conecta entre fase y neutro de la red de interna de baja tensión del edificio entregando una potencia total de 4,14 kW a la red trifásica que abastece los servicios generales del edificio.

En la siguiente tabla se resumen las principales características técnicas del SFCR (Sistema Fotovoltaico Conectado a Red):

Características Generales del Módulo	
Células	Silicio monocristalino, texturadas, con capa antireflexiva
Contactos	Redundantes, múltiples, en cada célula
Laminado	EVA (etilen vinil acetato)
Cara frontal	Vidrio templado de alta transmisividad
Marco	Aluminio anodizado
Caras de conexión	IP 65
Toma de tierra	Si, de acuerdo al Reglamento de Baja Tensión de UTE
Especificaciones	IEC 61215
Sección de conductor	4 mm ²
Terminal de conexión	Bornera atornillable

Datos Eléctricos del Módulo	
Modelo	SPR-X21_345
Potencia Nominal en STC (Wp)	345
Tensión de Vacío Voc (V)	68,2
Tensión en el PMP V _{pmp} (V)	57,3
Corriente de cortocircuito I _{sc} (A)	6,39
Corriente en el PMP I _{pmp} (A)	6,02
Dimensiones aproximadas (mm)	1046 x 1558
Coefficiente de temperatura de P _{MAX}	-0,29 %/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-167,4 mV/°C
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	2,9 mA/°C



En caso de no poder conseguir este tipo de módulos, se recomienda buscar módulos con características técnicas y eléctricas equivalentes que permitan verificar su compatibilidad con los inversores seleccionados para poder hacer una nueva estimación de la energía anual producida con el software PVSYST.

Además de las especificaciones anteriores los módulos deberán cumplir los siguientes requisitos técnicos:

Autor: Fernando Fontana Giacosa

- Degradación anual : durante los primeros 5 años mantener una potencia anual efectiva que deberá ser igual o superior al 95% de la potencia nominal y a partir del sexto año por un período de 20 años, no podrá perder anualmente más de 0,4% de su potencia nominal. Al final de los 25 años deberá tener como mínimo el 92,7% de su potencia nominal.
- Caja de conexión de tipo IP 65.
- Los conectores utilizados para la conexión de los módulos serán del tipo IP 65, M64 compatible.
- Rango de temperaturas: -40°C a +85°C.
- Las células en el módulo deberán estar encapsuladas con EVA y protegidas por una cubierta de vidrio templado. La parte posterior deberá estar sellada por una lámina de Telar de alta calidad.
- La caja de conexión del módulo deberá estar adherida a la parte posterior del módulo mediante un proceso patentado. Deberá ser estanca, resistente a la radiación ultravioleta e intemperie.
- La unión del marco con el vidrio frontal deberá favorecer el efecto auto limpiante para evitar la acumulación de polvo y suciedad que afecten su rendimiento.
- La garantía mínima será de 25 años con una degradación acumulada inferior al 18% (los módulos SunPower X21-345 elegidos para el diseño tienen 12,3% acumulado en 25 años).

Inversores

Serán 3 inversores monofásicos que tienen incorporado el transformador de aislamiento galvánica requerido por la normativa referida a la micro-generación en el Reglamento de Baja Tensión de UTE. La lógica de control que proporciona la electrónica de potencia del inversor es quien se encargará del seguimiento del punto de máxima potencia, conectar y desconectar el GFV por tensiones o frecuencia fuera de rango evitando que el generador pudiera quedar funcionando en “isla” dando seguridad al personal de la compañía distribuidora y al de mantenimiento. También controla el nivel de aislamiento del GFV y actúa desconectando el GFV en caso de que la no se cumplan las exigencias del nivel de aislamiento. Sus principales características técnicas son las siguientes:

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Inversor	
Modelo	Fronius IG 15
Tipo	monofásico
Datos entrada (DC)	
PMP Rango de voltaje (V)	150 - 400
Máx. voltaje entrada (a 1000 W/m ² ; -10°C)	500
Potencia a la salida del sistema FV (Wp)	1300 - 2000
Máxima corriente de entrada (A)	10,8

Datos salida (AC)	
Potencia nominal (W)	1300
Potencia máxima de salida (W)	1500
Eficiencia máxima (%)	94,2
Euro eficiencia (%)	91,4
Voltaje (V)/Frecuencia (Hz)	230 V/50 Hz
Factor de distorsión (%)	< 3,5%
Factor de Potencia	1
Rango de temperatura ambiente (°C)	-20°C a +50°C
Rango de Humedad Relativa (%)	0% a 95%

Como el SGFV se conectará a una red trifásica en 4 hilos con 3 fases y neutro, cada inversor se conectará a una de las fases y neutro, siendo los tres de idéntica potencia y características técnicas.

La garantía deberá ser de 2 años contra todo defecto de fabricación, que incluya reposición de piezas y la mano de obra correspondiente. Esta garantía no será aplicable en los siguientes casos:

- Daños causados por operación incorrecta del equipo.
- Operación reiterada con cargas de potencia superior a la máxima nominal del equipo.
- Operación del equipo en condiciones ambientales fuera del rango recomendado.
- Equipos que presenten golpes, hayan sido desarmados o que hayan sido reparados por un servicio técnico no autorizado por el fabricante.
- Indicio de descargas atmosféricas, accidentes, agua, fuego y otras circunstancias que están quedados fuera del alcance de responsabilidad del fabricante.

La garantía tampoco incluye los costes derivados de las revisiones periódicas, mantenimiento y transportes, tanto de personal calificado como del inversor.

Protecciones DC y AC contra sobre intensidades

Del lado de DC (corriente continua) cada rama lleva una protección que va colocada a la entrada de su caja de conexión DC que luego se conecta con la caja de conexión al inversor en DC. Lo recomendable es utilizar interruptores magnetotérmicos (IMA) de 2 polos (cortan + y – a la vez). Tienen la ventaja que son de fácil reposición.

Del lado de AC (corriente alterna) contará con un interruptor tetra polar magnetotérmico automático, un interruptor diferencial.

En lo referente a la dimensionado del cableado se utilizará a la normativa norma AENOR EA 0038 española dado que no se dispone de normativa específica en Uruguay y para el cableado de alterna se utilizará el Reglamento de Baja Tensión e UTE.

Para protección contra sobretensiones de utilizarán descargadores en DC y AC y se conectarán las masas metálicas a tierra.

Acoplamiento con la red de baja tensión AC

Se realizará mediante un interruptor automático a través de los tres inversores que disponen de un transformador de aislamiento galvánico incorporado a los mismos. El interruptor permite la desconexión y reconexión automática del generador FV de la red de baja tensión interior, evitando el funcionamiento en “isla” del GFV cuando se pierde tensión o frecuencia en la red.

Estructuras soporte

Los materiales a utilizar serán aluminio anodizado y/o acero inoxidable que son materiales aptos para su uso en intemperie. Los perfiles serán de aluminio anodizado y los tornillos de acero inoxidable.

Sistema de monitorización

En este caso se recomienda utilizar el proporcionado con el inversor y su utilización con un datalogger para la descarga de datos registrados.

Mantenimiento

1) Módulos Fotovoltaicos

Por sus características constructivas requieren de muy poco mantenimiento. El mantenimiento comprende una limpieza periódica de los módulos fotovoltaicos. La frecuencia de la limpieza depende de la frecuencia con que acumulen suciedad y polvo. En particular se debe prestar especial atención a la remoción de excremento de aves que siempre deberá ser removido con agua limpia natural sin presión (no utilizar mangueras) sin detergentes ni elementos abrasivos que

podrían dañar la superficie del vidrio. En tal caso se recomienda realizar la limpieza en las primeras horas de la mañana para que los módulos estén fríos y facilitar su remoción. También se recomienda realizar una inspección visual de los módulos para detectar posibles degradaciones internas y de la estanqueidad del mismo, controlar el conexionado eléctrico y su cableado, así como la estanqueidad de la caja de conexión del módulo.

2) Inversores

Su mantenimiento no difiere especialmente del que se realiza en equipos electrónicos. Cuando funcionan normalmente en las condiciones recomendadas por el fabricante no suelen presentarse averías y suelen ser poco frecuentes. Por este motivo su mantenimiento se reduce a: revisión visual general de su estado y funcionamiento, verificar el conexionado y cableado en la entrada y salida del inversor, vigilar la acumulación de polvo o suciedad en las rejillas de ventilación.

3) Cajas de conexión

Se observará la estanqueidad de los gabinetes y prensaestopas, el estado general de cableado en los gabinetes, apriete de las bornas de conexión, detección de conductores con elevada temperatura, identificar cables en mal estado y verificación de las protecciones.

4) Cableado

Remover suciedad y polvo en los conductores que se encuentren a la intemperie, comprobar el aislamiento de los conductores en forma visual y estado de canalizaciones y bandejas porta cables.

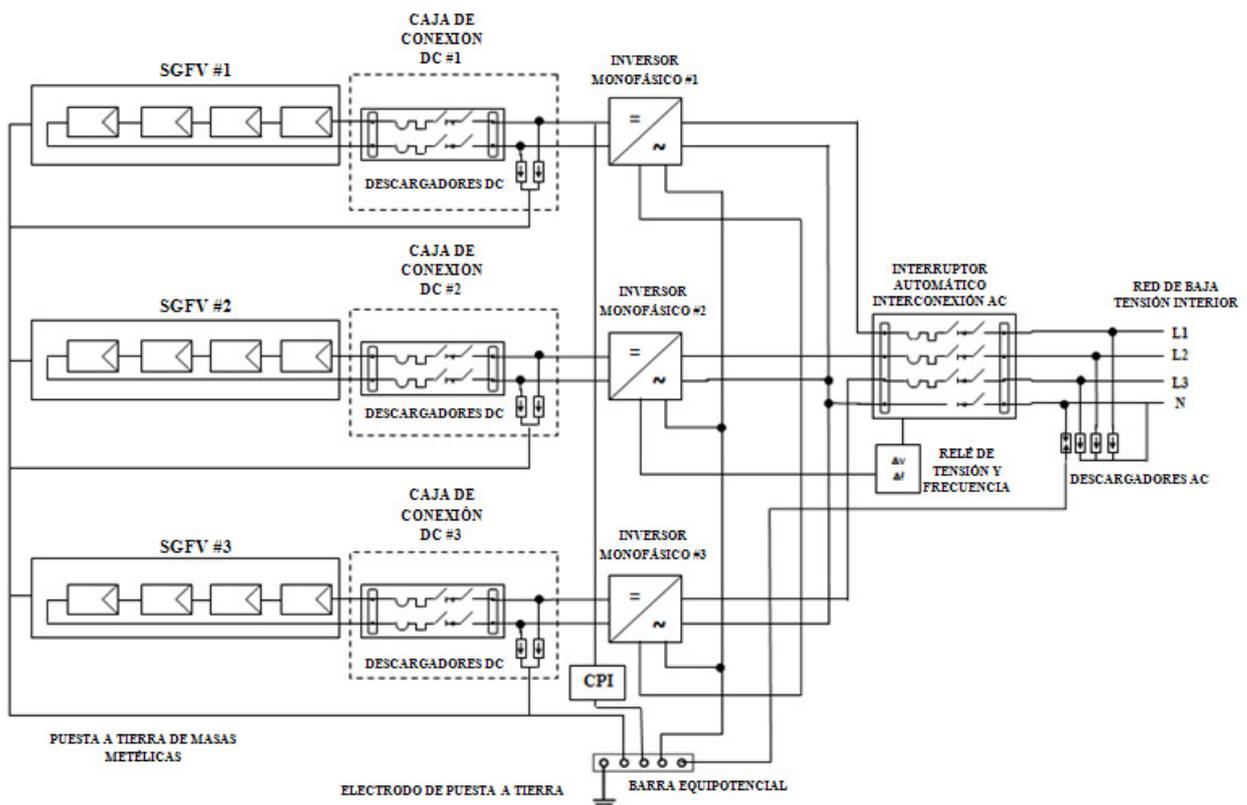
Diagrama Unifilar

En el reglamento de Baja Tensión en el capítulo XXVIII INSTALACIONES DE MICRO-GENERACIÓN CONECTADAS A LA RED DE BAJA TENSIÓN DE UTE se dispone de un Diagrama unifilar de la IMG para instalaciones sin respaldo (es decir sin banco de baterías y sin regulador de carga). Se adjunta el diagrama unifilar en el ANEXO 9.

Diagrama Multifilar

Como la solución propuesta requiere de la utilización de tres inversores monofásicos que se conectan respectivamente cada uno a cada una de las fases de la red de baja tensión en 4 hilos, se hizo un diagrama multifilar para mostrar cómo se conectarían los equipos que integran el sistema de generación fotovoltaica y la puesta a tierra de la instalación como medida de protección contra contactos directos e indirectos.

DIAGRAMA MULTIFILAR SFCR



7.14 CARACTERÍSTICAS DEL CONSUMO

Se solicitó autorización al Administrador del edificio para disponer de los consumos eléctricos mensuales de los servicios generales de uso común de la compañía distribuidora (UTE) para un período de tres años con un detalle mensual de los mismos. Se hizo un promedio de los valores mensuales para tomarlo como representativo del valor medio para cada mes en el estudio energético.

7.14.1. DATOS DE PARTIDA

En el cuadro siguiente se presentan los valores promedio mensual y la energía total anual consumida.

Análisis del consumo (carga)						Consumo Servicios Edificio
mes	día	2014	2015	2016	MWh/mes	
Enero	31	1,487	1,043	0,809	1,113	
Febrero	28	1,143	1,113	0,955	1,070	
Marzo	31	1,226	1,154	1,159	1,180	
Abril	30	1,358	0,954	1,206	1,173	
Mayo	31	1,358	1,013	1,394	1,255	
Junio	30	1,065	1,195	1,266	1,175	
Julio	31	1,586	1,299	1,261	1,382	
Agosto	31	0,891	1,152	1,748	1,264	
Septiembre	30	1,167	1,379	1,161	1,236	
Octubre	31	1,036	1,112	1,177	1,108	
Noviembre	30	1,020	0,465	0,814	0,766	
Diciembre	31	1,151	1,178	0,924	1,084	
Total	365	14,488	13,057	13,874	13,806 MWh/año	
		1,207	1,088	1,156	1,151 MWh/mes	

7.14.2. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DEL EDIFICIO

Para realizar una estimación del consumo de los servicios generales de uso común del edificio, destinados a los dos ascensores (principal y servicio), bombas de agua potable, iluminación de pasillos, escaleras y portones de garaje, se hizo un promedio de los consumos mensuales de energía eléctrica de los últimos tres años completos disponibles. Los valores obtenidos son los que se presentan en la tabla anterior y su valor anual es de 13,8 MWh. Si observamos los resultados obtenidos de la simulación con PVSYST podemos notar que la energía producida anual por el GFV es de 5,72MWh, por lo tanto no es posible cubrir el consumo anual del edificio en su total pero sí en forma parcial.

Si desagregamos la energía anual en sus valores mensuales podemos verificar que todos los meses del año, si bien en algunos meses con mejor nivel de irradiación el porcentaje de cobertura parcial es mejor, siempre resulta menor que el valor de carga consumida por el edificio para sus servicios generales de uso común:

Comparativo de energía entregada por los inversores y la carga

mes	día	E_{user} (MWh)	E_{grid} (MWh)	$E_{AC, INV}$ (MWh)	E_{LOAD} (MWh)
Enero	31	0,413	0,213	0,626	1,113
Febrero	28	0,396	0,132	0,528	1,070
Marzo	31	0,409	0,140	0,549	1,180
Abril	30	0,341	0,084	0,425	1,173
Mayo	31	0,295	0,054	0,349	1,255
Junio	30	0,236	0,030	0,266	1,175
Julio	31	0,276	0,029	0,305	1,382
Agosto	31	0,338	0,071	0,409	1,264
Septiembre	30	0,398	0,116	0,514	1,236
Octubre	31	0,402	0,155	0,557	1,108
Noviembre	30	0,317	0,266	0,583	0,766
Diciembre	31	0,418	0,194	0,612	1,084
Total	365	4,239	1,484	5,723	13,806

En esta tabla que surge de los valores obtenidos de la simulación en PVSYST, la E_{user} representa la energía de salida de los inversores suministrada al edificio, E_{grid} la energía de salida a de los inversores inyectada a la red y E_{load} es la carga requerida por el edificio para sus servicios de uso común.

En la simulación con programa PVSYST definimos las necesidades de carga mensual E_{load} en MWh/mes del edificio (ya que no disponemos registros ni con paso de tiempo diario ni horario) que resulta de valores promedio de los últimos tres años de su consumo y a partir de esos valores mensuales PVSYST calcula la energía media diaria requerida por la carga que identificamos $E_{diaria\ edif}$ en MWh/día. La simulación PVSYST la realiza con paso diario, donde a partir de la irradiación global incidente efectiva en el GFV, las condiciones de funcionamiento de los inversores y búsqueda del MPP (punto de máxima potencia del inversor de acuerdo a los valores de tensión y corriente que le llegan desde el GFV), realiza un balance diario entre energía producida por el inversor y carga media diaria requerida por el edificio, ya que no disponemos de valores horarios de la carga. A partir del balance contabiliza y guarda la energía diaria entregada por el inversor (son 3 monofásicos) y si esta energía es superior a la energía diaria requerida por la carga $E_{diaria\ edif}$ entonces la asigna como E_{user} y en caso contrario que no supere $E_{diaria\ edif}$ la asigna como E_{grid} y la inyecta a la red. Para cada día simulado durante todos los meses del año, PVSYST repite este procedimiento de tal forma que podemos obtener para cada día y cada mes del año la E_{user} y la E_{grid} obtenidas por simulación y luego calcula los valores correspondientes a E_{user} y E_{grid} para cada mes.

Es oportuno destacar que a pesar de que mensualmente no se cubre la demanda o carga requerida por los servicios generales de uso común del edificio, sin embargo aparece

energía inyectada a la red, que tiene justificación debido al criterio con que PVSYST asigna la producción diaria del GFV como E_{user} o E_{grid} .

7.15 SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN CON PVSYST

El edificio elegido para realizar la simulación es representativo de las dificultades que se pueden encontrar cuando se decide implementar una IMG fotovoltaica en un edificio construido. En barrios residenciales con elevada concentración de edificios contiguos, no tienen una altura uniforme en su construcción que se debe a que la Intendencia de Montevideo no ha previsto ninguna normativa que contemple los efectos que puede tener las sombras de las estructuras sobre el generador y el impacto sobre la producción anual para autoconsumo.

Además se pueden presentar restricciones en la disponibilidad de superficie que pueden limitar el área disponible para la instalación de los módulos del generador fotovoltaico y también para lograr una óptima orientación del generador sin incremento de las pérdidas.

En el caso de edificio que elegimos para el proyecto para la simulación del sistema de GFV con simulación con PVSYST 6.6.2 (versión de prueba), sabemos que la superficie de azotea que podría estar disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos estaría limitada a 20 m² debido a la disposición de ductos de ventilación y espacios de circulación para acceder al mantenimiento de servicios comunes y no comunes instalados en la azotea.

Las limitaciones en el área disponible para la instalación del generador FV hacen que de la potencia máxima contratada de 10 kW para los servicios comunes del edificio sólo pueden instalarse un generador de 4 kWp, cumpliendo con los límites que impone el Decreto 173/010 de Micro-generación según se detalle en la sección 5.1 NORMATIVA DE APLICACIÓN.

El diseño del generador se hizo sobre la base de 3 subgeneradores monofásicos porque la potencia mínima a partir de la cual se encuentran inversores trifásicos en el mercado fotovoltaico son 5 kW. El diseño se hizo conciliando las restricciones de superficie disponible a 20 m² máximo, de forma que los módulos fotovoltaicos seleccionados con tecnología de c-Si (silicio cristalino) distribuidos en 3 subgeneradores permitan que sean conectados a 3 inversores monofásicos de 1,3 kW.

Para el estudio de sombras cercanas del edificio vecino que comparte la fachada noreste se hizo un modelado de las estructuras que proyectan sombra sobre los módulos del generador fotovoltaico. El diseño de los conductores de continua, alterna con sus respectivas protecciones se hizo en las secciones 6.8 y 6.9.

Los resultados de la simulación fueron los siguientes:

PVSYST V6.62		22/08/17	Página 1/5
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : SFCR autoconsumo edificio			
Lugar geográfico	Montevideo	País	Uruguay
Ubicación	Latitud -34.91° S	Longitud	-56.14° W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-3	Altitud	24 m
Datos climatológicos:	Montevideo	Síntesis	
Variante de simulación : SFCR autoconsumo edificio			
	Fecha de simulación	22/08/17 16h26	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	32°	Acimut 10°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Características generadores FV (3 Tipo de generador definido)			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	SPR-X21-345
Original PVsyst database		Fabricante	SunPower
Sub-generador "Sub-generador #1"			
Número de módulos FV	En serie	4 módulos	En paralelo 1 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	4	Pnom unitaria 345 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	1380 Wp	En cond. funciona. 1278 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	217 V	I mpp 5.9 A
Sub-generador "Sub-generador #2"			
Número de módulos FV	En serie	4 módulos	En paralelo 1 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	4	Pnom unitaria 345 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	1380 Wp	En cond. funciona. 1278 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	217 V	I mpp 5.9 A
Sub-generador "Sub-generador #3"			
Número de módulos FV	En serie	4 módulos	En paralelo 1 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	4	Pnom unitaria 345 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	1380 Wp	En cond. funciona. 1278 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	217 V	I mpp 5.9 A
Total	Potencia global generadores	Nominal (STC)	4 kWp
	Superficie módulos		19.6 m²
		Total	12 módulos
		Superf. célula	17.7 m²
Inversor			
Original PVsyst database	Modelo	IG 15 (indoor)	
Características	Fabricante	Fronius International	
	Tensión Funciona.	150-400 V	Pnom unitaria 1.30 kWac
Sub-generador "Sub-generador #1"	Nº de inversores	1 unidades	Potencia total 1.3 kWac
Sub-generador "Sub-generador #2"	Nº de inversores	1 unidades	Potencia total 1.3 kWac
Sub-generador "Sub-generador #3"	Nº de inversores	1 unidades	Potencia total 1.3 kWac
Total	Nº de inversores	3	Potencia total 4 kWac
Factores de pérdida Generador FV			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s

PVSYST V6.62	22/08/17	Página 2/5
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación (continuación)

Pérdida Óhmica en el Cableado	Generador#1	603 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Generador#2	603 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Generador#3	603 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo	Global		Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
			Fracción de Pérdidas	-1.3 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): User defined IAM profile				

0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°
1.000	1.000	0.990	0.970	0.940	0.890	0.770	0.620	0.000

Necesidades de los usuarios : valores mensuales

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
1113	1070	1180	1173	1255	1175	1382	1264	1236	1108	766	1084	13806	kWh/mth

PVSYST V6.62	22/08/17	Página 3/5
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : SFCR autoconsumo edificio
Variante de simulación : SFCR autoconsumo edificio

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	32°	acimut	10°
Módulos FV	Modelo	SPR-X21-345	Pnom	345 Wp
Generador FV	N° de módulos	12	Pnom total	4140 Wp
Inversor	Modelo	IG 15 (indoor)	Pnom	1300 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	3900 W ac
Necesidades de los usuarios	valores mensuales		global	13.81 MWh/año

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

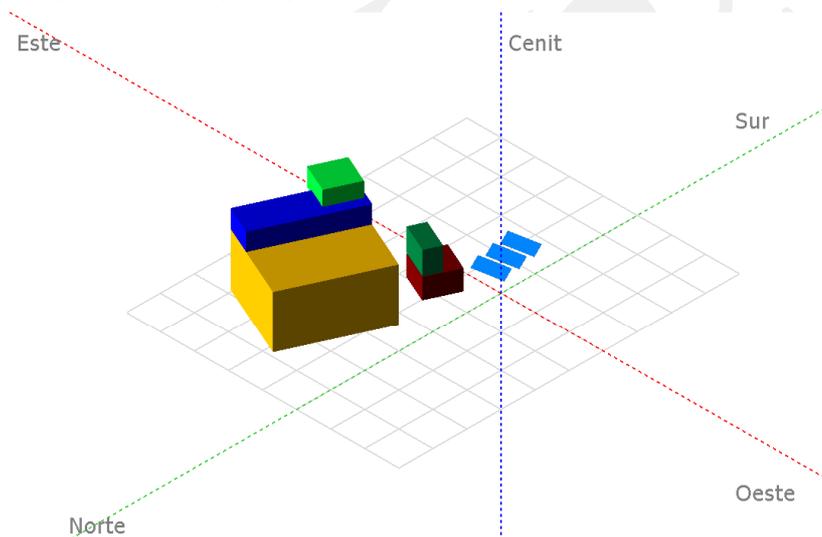
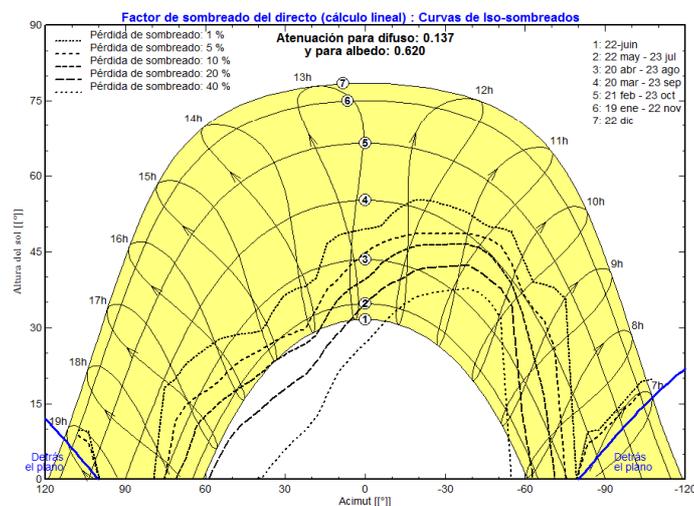


Diagrama de Iso-sombreados

SFCR autoconsumo edificio



PVSYST V6.62	22/08/17	Página 4/5
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : SFCR autoconsumo edificio

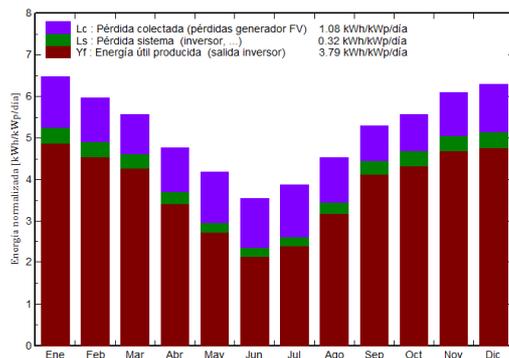
Variante de simulación : SFCR autoconsumo edificio

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	32°	acimut	10°
Módulos FV	Modelo	SPR-X21-345	Pnom	345 Wp
Generador FV	N° de módulos	12	Pnom total	4140 Wp
Inversor	Modelo	IG 15 (indoor)	Pnom	1300 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	3900 W ac
Necesidades de los usuarios	valores mensuales		global	13.81 MWh/año

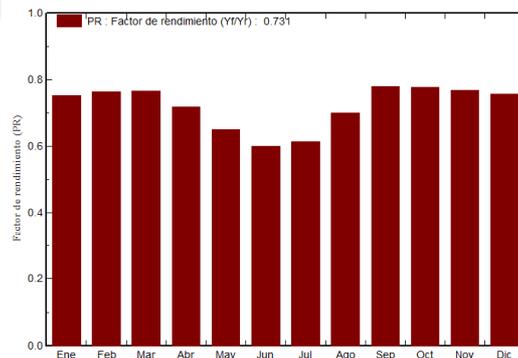
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	5.72 MWh/año	Produc. específico	1382 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	73.09 %	Fracción solar SF	30.70 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 4140 Wp



Factor de rendimiento (PR)



SFCR autoconsumo edificio Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	E Load	E User	E_Grid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh
Enero	215.1	72.50	23.70	201.0	183.3	1.113	0.413	0.213
Febrero	163.5	59.60	23.00	167.1	152.2	1.070	0.396	0.132
Marzo	149.1	53.00	21.80	172.7	157.3	1.180	0.409	0.140
Abril	106.5	39.01	18.10	142.9	120.1	1.173	0.341	0.084
Mayo	84.0	29.51	14.70	129.8	97.5	1.255	0.295	0.054
Junio	64.8	24.61	12.20	106.8	74.0	1.175	0.236	0.030
Julio	74.7	27.30	10.80	120.3	84.6	1.382	0.276	0.029
Agosto	98.6	35.30	12.60	140.8	113.1	1.264	0.338	0.071
Septiembre	129.9	45.29	13.80	159.1	143.0	1.236	0.398	0.116
Octubre	162.4	62.00	16.90	172.7	157.3	1.108	0.402	0.155
Noviembre	189.9	69.91	19.40	183.0	166.5	0.766	0.317	0.266
Diciembre	213.9	76.30	22.30	195.2	177.3	1.084	0.418	0.194
Año	1652.4	594.32	17.41	1891.3	1626.3	13.806	4.239	1.484

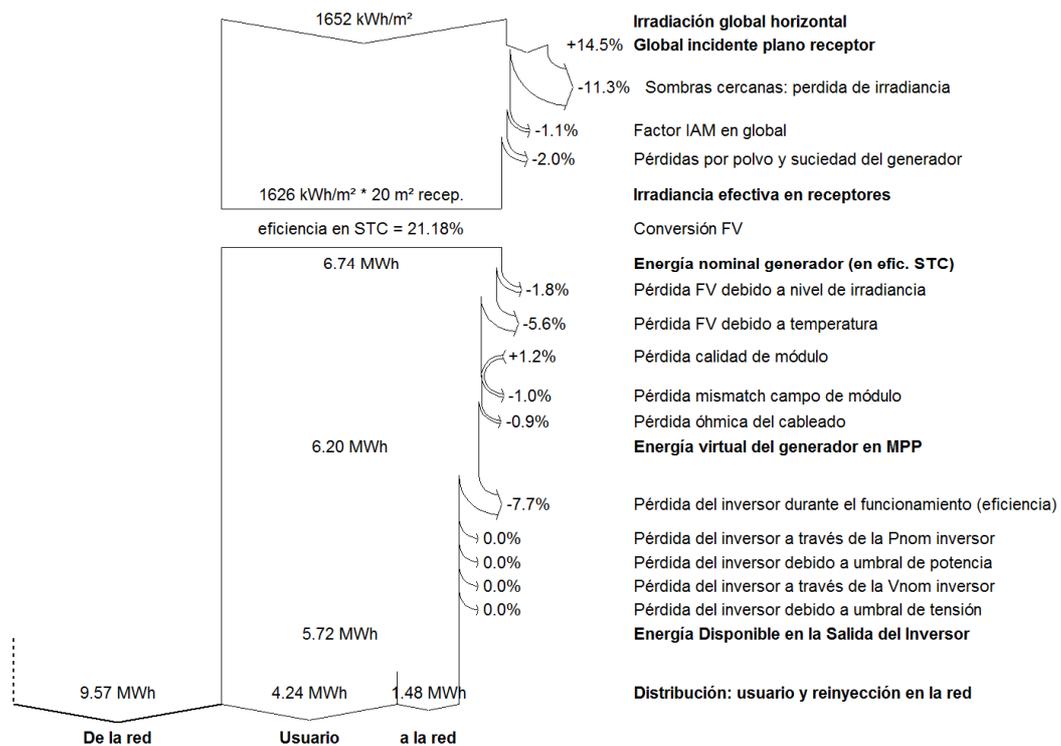
Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	T Amb	Temperatura Ambiente	E User	Energía suministrada al usuario
	GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía reinyectada en la red

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : SFCR autoconsumo edificio
Variante de simulación : SFCR autoconsumo edificio

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	32°	acimut	10°
Módulos FV	Modelo	SPR-X21-345	Pnom	345 Wp
Generador FV	N° de módulos	12	Pnom total	4140 Wp
Inversor	Modelo	IG 15 (indoor)	Pnom	1300 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	3900 W ac
Necesidades de los usuarios	valores mensuales		global	13.81 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Comentarios sobre el Diagrama de pérdidas anuales

En la estimación de la energía producida en el primer año de operación del GFV se tuvieron en cuenta las siguientes pérdidas:

- **Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal**

Al finalizar el proceso de producción de un módulo fotovoltaico se hace el flash-report a cada módulo, que mide las propiedades eléctricas instantáneas reales en condiciones STC (Standard Test Conditions) de cada módulo producido y en ese momento se indica la potencia nominal real del módulo. Esta puede variar sensiblemente respecto a la indicada en la hoja de características técnicas, y precisamente esta variación es la que indica la tolerancia.

El fabricante de los módulos elegidos SunPower SPR-X21_345 garantiza una tolerancia +5%/-0%, quiere decir que tiene tolerancia positiva y no presenta tolerancia negativa. Los módulos se eligen y pagan por su potencia nominal en condición STC entonces cuando no hay tolerancia negativa significa que no hay módulos con potencia inferior a la nominal. Es importante tener en cuenta la tolerancia porque en el proceso de fabricación de los módulos fotovoltaicos no son todos iguales y su potencia nominal en condiciones STC y presentan determinada dispersión.

- **Pérdidas por degradación inducida por la luz**

En la hoja de datos técnicos no se indica el porcentaje de degradación inducida por la luz (habitualmente 2,5%) para este tipo de módulos. Esta pérdida ocurre en las primeras horas de exposición del módulo a la luz solar asociada a una reacción entre el oxígeno y el boro en las células de silicio. En este caso por la característica constructiva de sus células de Silicio el no presenta pérdidas por degradación inducida por la luz.

- **Pérdidas de Mismatch**

También llamadas pérdidas de conexionado, se presentan cuando se conectan módulos FV con pequeñas diferencias de potencia, para formar un GFV. Es un problema que se presenta por una parte al conectar módulos en serie para formar ramas o cadenas (strings) donde la corriente del string queda limitada por el módulo de menor corriente y por otra parte se presenta un problema similar al conectar strings en paralelo con las tensiones. En este caso es un 1%.

- **Pérdidas por sombras de objetos cercanos sobre el generador**

Se han modelado objetos cercanos que afectan parte del GFV. La parte sombreada sobre el GFV cambia durante el día y en las estaciones. El factor de sombreado se define como la relación entre el área sombreada del GFV y el área total del mismo. Las pérdidas por sombreado será el complemento de dicho factor. Esto afecta la irradiancia que llega al GFV y el efecto Mismatch que pueden afectar la potencia de un módulo o

grupo de módulos. En este caso tenemos un 11,3% de pérdida de irradiancia ocasionado por sombras de objetos cercanos (edificio contiguo).

- **Pérdidas por reflexión (IAM, incidence angular modifier)**

Se producen cuando el ángulo con que incide la irradiación sobre la superficie del GFV no es perpendicular que difiere de los datos en condición STC del módulo FV, cuyo valor es 1,1%.

En resumen, la irradiación global incidente sobre superficie horizontal de 1.652 kWh/m², que se ve incrementada un +14,5% en el plano receptor del GFV por la optimización de la orientación e inclinación de los módulos. Cuando se aplican las pérdidas por sombras de objetos cercanos y por reflexión se reducen a 1.660 kWh/m² en 20 m² por la restricción de área impuesta en el diseño del GFV.

A partir de los datos de la hoja de características técnicas del módulo SunPowerSPR-X21-345 de Silicio monocristalino podemos calcular su eficiencia en condición STC:

$$\eta_{STC} = P_{MOD, STC} (W) / (G_{STC} (W/m^2) \times A_{MOD} (m^2))$$

$$\eta_{STC} = 345 / (1.000) \times 1,046 \times 1,558 = 21,18\%$$

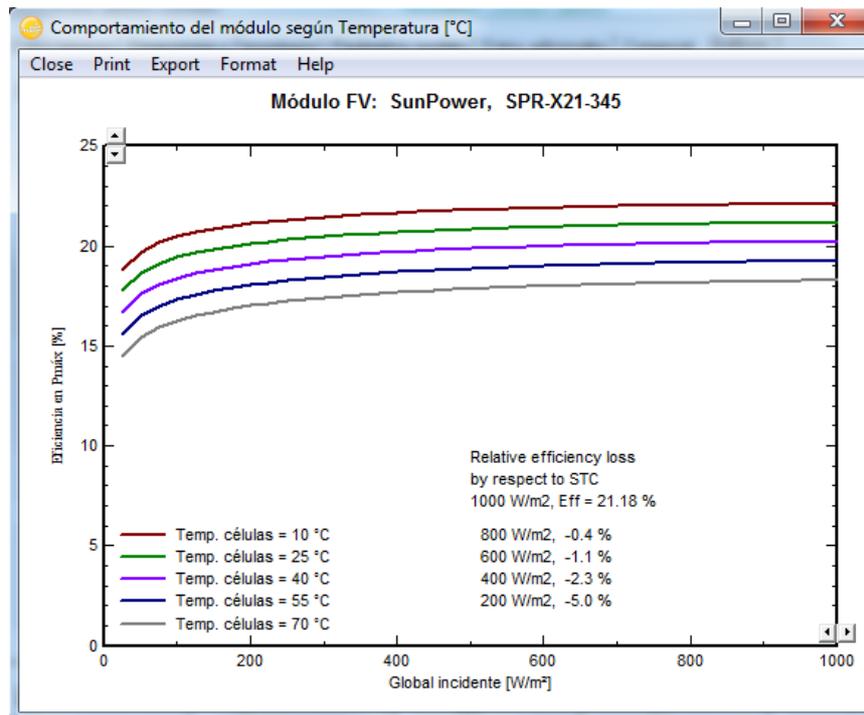
- **Pérdidas por suciedad y polvo**

Disminuyen la potencia del GFV por acumulación de polvo y suciedad en los módulos FV. Su magnitud depende de la localización del emplazamiento del GFV, del régimen de precipitaciones y de la frecuencia de limpieza establecida en las rutinas de mantenimiento.

La acumulación de polvo o suciedad uniforme en toda la superficie del GFV trae como consecuencia una disminución de la corriente y tensión entregada por el GFV y la suciedad localizada como el excremento de aves da lugar a un incremento de las pérdidas de Mismatch. Las pérdidas por polvo o suciedad pueden representar un 2% anual.

- **Pérdidas por nivel de irradiancia**

Estas se producen cuando los módulos FV trabajan a irradiancias menores a 1.000 W/m² que es la irradiancia en condición STC. En el gráfico que se presenta a continuación obtenido del fabricante podemos observar como disminuye la eficiencia del módulo cuando disminuye la irradiancia, incrementando su disminución a medida que se incrementa la temperatura del módulo. En este caso representan un 1,8%.



- **Pérdidas por temperatura**

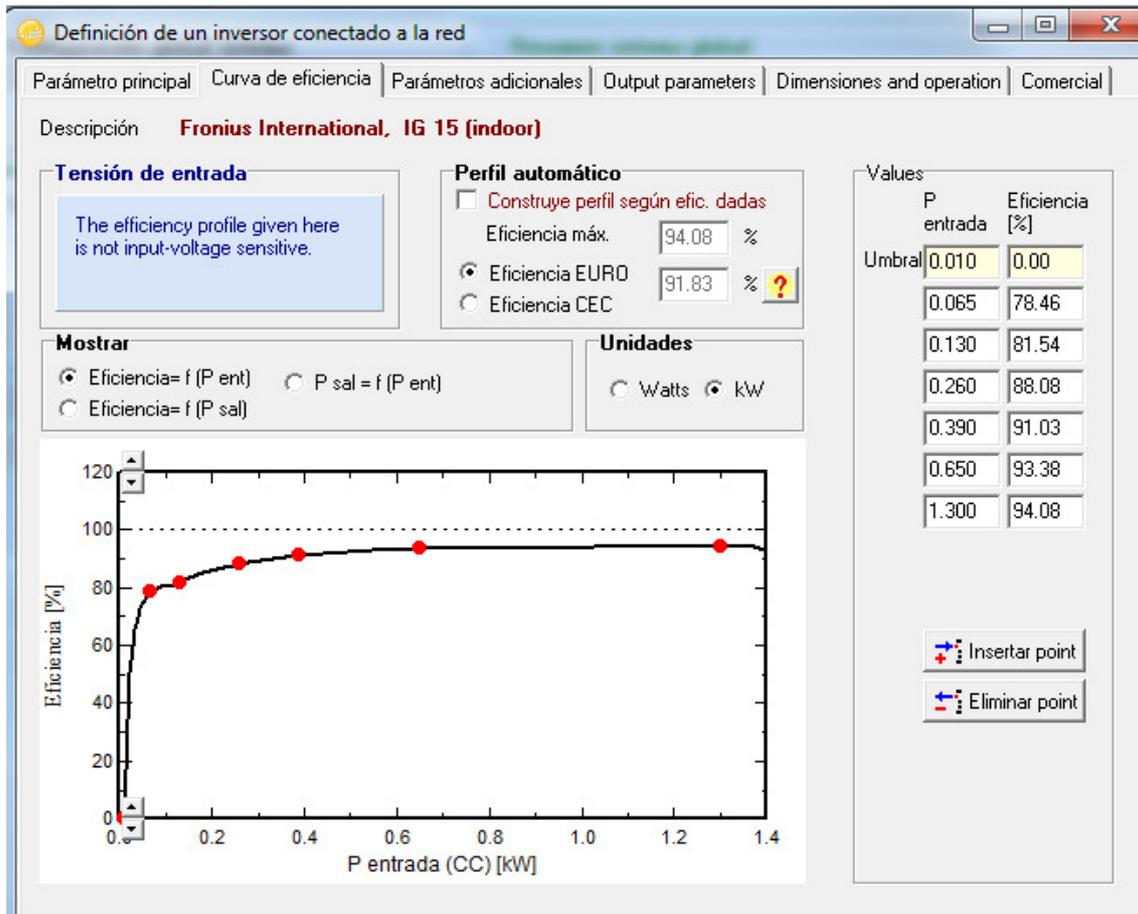
Ocurren cuando los módulos trabajan a temperaturas superiores a los 25°C establecidos en condición STC. Los módulos elegidos SunPower SPR-X21-345 tienen un coeficiente de pérdida por temperatura de 0,29% por cada grado de temperatura por encima de los 25°C en condición STC. En estas condiciones las pérdidas por temperatura representan un 5,6% en ese caso.

- **Pérdidas óhmicas en cableado**

En los conductores utilizados para el cableado de las instalaciones en continua (DC) y en alterna (AC) se producen pérdidas de energía debidas al calentamiento producido por la corriente que pasa por ellos debido al efecto Joule. Estas pérdidas pueden reducirse con un dimensionado adecuado de los respectivos conductores. Estas pérdidas representan 0,9% en este caso.

- **Pérdidas en los inversores**

Los inversores Fronius IG 15 seleccionados tienen una curva de eficiencia en función de la potencia de entrada en continua (DC) con las siguientes características:



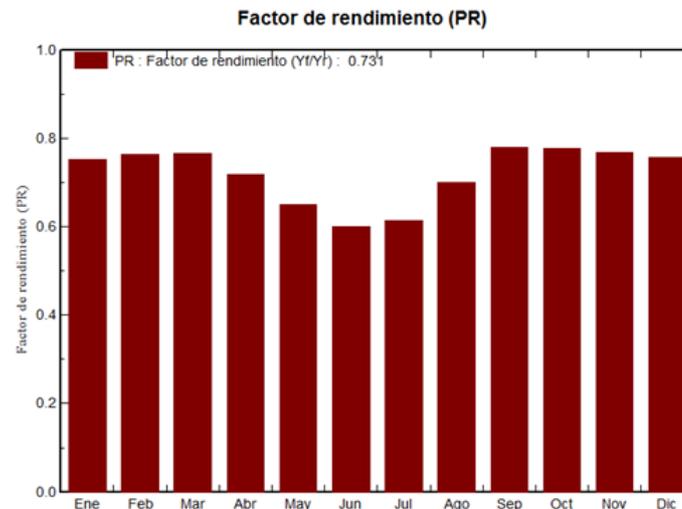
En particular estos inversores monofásicos conectados por rama de generador tienen una eficiencia máxima de 94,08% y un rendimiento europeo de 91,83%. La eficiencia europea es un rendimiento ponderado que permite normalizar el rendimiento del inversor y que sea representativa de su funcionamiento en determinadas situaciones reales de operación. La ponderación es una suma-producto del porcentaje de tiempo que el inversor trabaja a ciertos rendimientos.

- Performance Ratio (PR)

El performance ratio (PR) nos permite comparar la energía real producida por el GFV en corriente alterna a la salida de los inversores, en un período de tiempo, con la energía ideal que se hubiese producido en el GFV en el mismo período de tiempo si no hubiese tenido ningún tipo de pérdidas. Por lo tanto, todos los sistemas fotovoltaicos que funcionan en condición STC (Standard Test Conditions) tendrían todos un PR=100 %, aunque cada sistema tenga una tecnología de módulos diferente y por tanto tendrán diferentes rendimientos. La variable que tiene más influencia sobre el PR es la temperatura del módulo y representa la causa principal de las pérdidas en el generador.

Por este motivo en una localización definida para un sistema fotovoltaico, al momento de elegir la tecnología de módulos aquella que tenga coeficiente de temperatura para

P_{MAX} más pequeño, tendrá un mejor performance ratio PR. Los módulos seleccionados SunPower se caracterizan por tener uno de los coeficientes más bajos dentro de los módulos de Si monocristalino. Este razonamiento es en el entendido de que los demás componentes del sistema de generación, suciedad, sombras y demás al momento de comparar son los mismos. Es posible obtener un mejor PR con módulos de Silicio cristalino en localizaciones frescas y muy soleadas.



Por lo tanto, el PR es un valor adimensional que depende sólo de las pérdidas y en la medida que las pérdidas son bajas el PR tendrá un valor cercano a 1 y si las pérdidas se incrementan su valor disminuye. En este caso las pérdidas más importantes que presenta el GFV son por sombreado de objetos cercanos del edificio contiguo donde estas pérdidas representan un 11,3% que reducen el PR a un valor promedio de 73,1%, más allá de las variaciones propias de la estacionalidad donde tampoco se alcanzan valores elevados.

8. ANÁLISIS ENERGÉTICO

8.1 ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

La estimación de la energía generada por el GFV se obtuvo a partir de la simulación realizada con el software PVSYS 6.6.2 utilizando datos meteorológicos y técnicos del equipamiento definido para el sistema de GFV, principalmente módulos FV e inversores y sombras de objetos cercanos. Dichos resultados fueron presentados en el apartado de SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN CON PVSYS.

Para realizar un balance de energías, al no disponer de valores de los consumos horarios por el tipo de tarifa que tienen el edificio, utilizamos los consumos mensuales registrados promediados mensualmente de 2014 - 2016.

Mes	d/mes	Carga	Producción	Egrid	Eload -Euser	Euser
		E _{load} (MWh)	E _{user} + E _{grid} (MWh)	E inyectada a red (MWh)	E tomada de red (Wh)	E consumida del GFV directa (MWh)
Enero	31	1,113	0,626	0,213	0,700	0,413
Febrero	28	1,070	0,528	0,132	0,674	0,396
Marzo	31	1,180	0,549	0,140	0,771	0,409
Abril	30	1,173	0,425	0,084	0,832	0,341
Mayo	31	1,255	0,349	0,054	0,960	0,295
Junio	30	1,175	0,266	0,030	0,939	0,236
Julio	31	1,382	0,305	0,029	1,106	0,276
Agosto	31	1,264	0,409	0,071	0,926	0,338
Septiembre	30	1,236	0,514	0,116	0,838	0,398
Octubre	31	1,108	0,557	0,155	0,706	0,402
Noviembre	30	0,766	0,583	0,266	0,449	0,317
Diciembre	31	1,084	0,612	0,194	0,666	0,418
Total	365	13,806	5,723	1,484	9,567	4,239

Veremos en estas condiciones cual es el porcentaje de autoconsumo y autosuficiencia promedio que tendrá el SGFV diseñado para las condiciones del edificio. El **autoconsumo** se define como la relación entre la energía generada por el SGFV (a la salida del inversor en AC) tomada directamente para consumo de la vivienda, y la energía producida por el SGFV (a la salida del inversor en AC). La **autosuficiencia** se define como la relación entre la energía generada por el SGFV (luego de pasar por el inversor) tomada directamente para consumo de la edificación, y la energía consumida por el edificio, siempre en el entendido que cuando mencionamos el consumo del edificio nos referimos a sus servicios de uso común. A partir de los valores de las tablas anteriores tenemos:

Mes	d/mes	Autoconsumo (%)	Autosuficiencia (%)
Enero	31	66,0%	37,1%
Febrero	28	75,0%	37,0%
Marzo	31	74,5%	34,7%
Abril	30	80,2%	29,1%
Mayo	31	84,5%	23,5%
Junio	30	88,7%	20,1%
Julio	31	90,5%	20,0%
Agosto	31	82,6%	26,7%
Septiembre	30	77,4%	32,2%
Octubre	31	72,2%	36,3%
Noviembre	30	54,4%	41,4%
Diciembre	31	68,3%	38,5%
Total	365	76,2%	31,4%

En valores promedio vemos que el autoconsumo resulta de 76,2% y la autosuficiencia de 31,4%, referidos a valores promedio mensuales.

8.2 ESTIMACIÓN DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂

El abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico uruguayo se compone de un mix de oferta de generación cuyo factor de emisiones de CO₂ se obtiene a partir de las metodologías de Naciones Unidas como promedio ponderado de un margen operativo (OM, Operating Margin) que representa las emisiones del sistema eléctrico de los generadores que operan en el sistema y de un margen de construcción (BM, Build Margin) que nos muestra las emisiones del sistema hacia donde se expande el parque generador. Los factores de ponderación para proyectos fotovoltaicos es 75% del OM y 25% del BM.

El factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico uruguayo actualizado para el período 2013-2014-2015 es de 318 kgCO₂/MWh. Este valor está dentro del rango que se incluye en la propuesta de CPND (Contribución Prevista Nacionalmente Determinada) presentada para 2030 como compromiso de Uruguay para el Nuevo Acuerdo de París de la COP 21. Para la energía generada estimada para el primer año del GFV la reducción de emisiones esperada sería:

Reducción de Emisiones CO₂ = 318 kgCO₂/MWh x 5,72 MWh/año

Reducción de Emisiones CO₂ = 1.819 kgCO₂/año

A partir del años 2 hasta el 25 la reducción de emisiones de CO₂ serán menores debido a la degradación del módulo indicada en la hoja de datos característicos del módulo FV.

8.3 COSTE MEDIO DEL kWh CONSUMIDO DE LA RED ELÉCTRICA Y TASA DE CONEXIÓN

Los edificios de vivienda residenciales pueden acceder a la tarifa eléctrica Doble Horario Residencial de UTE. Esta tarifa es aplicable a los servicios con una potencia contratada mayor o igual a 3,3 kW y menor o igual a 40 kW, con carácter opcional³³.

La tarifa se estructura de la siguiente forma (valores en pesos uruguayos):

Cargo por consumo de energía

Punta-----7,903 \$/kWh

Fuera de Punta----- 3,166 \$/kWh

³³<http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/Pliego%20Tarifario%20enero%202017.pdf>

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Cargo por potencia contratada----- 56,5 \$/kW

Cargo fijo mensual----- 329,5 \$

Los valores están expresados en pesos uruguayos y serán convertidos a euros para el estudio económico – financiero.

Los horarios en que aplica:

Punta: 17 a 23 h

Fuera de Punta: 0 a 17 h/23 a 24 h

Para obtener el coste medio del kWh consumido de la red eléctrica se calculó para cada año facturado, de 2014 a 2016, el coste medio anual del monto facturado convertido a euros con el tipo de cambio publicado por el Banco Central del Uruguay³⁴. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

mes	día	Punta (kWh)		Fuera de Punta (kWh)		Total (kWh)	% Fuera de Punta	Facturado \$	Facturado €	Compra (\$/€)	Venta (\$/€)
		2014	2014	2014	2014						
Enero	31	1.487	436	1.051	1.487	71%	7.344	245	28,90	29,99	
Febrero	28	1.143	314	829	1.143	73%	5.754	185	29,99	31,06	
Marzo	31	1.226	373	853	1.226	70%	455	14	30,72	31,80	
Abril	30	1.358	420	938	1.358	69%	6.801	212	30,94	32,04	
Mayo	31	1.358	420	938	1.358	69%	6.821	213	31,00	32,08	
Junio	30	1.065	464	601	1.065	56%	6.034	190	30,61	31,68	
Julio	31	1.586	600	986	1.586	62%	7.809	247	30,55	31,63	
Agosto	31	0.891	308	583	891	65%	4.681	145	30,97	32,23	
Septiembre	30	1.167	381	786	1.167	67%	5.760	180	30,60	32,04	
Octubre	31	1.036	301	735	1.036	71%	5.082	161	30,04	31,57	
Noviembre	30	1.020	288	732	1.020	72%	4.152	136	29,13	30,60	
Diciembre	31	1.151	334	817	1.151	71%	5.534	182	28,92	30,37	
						14.488	68%	66.227	2.111		

mes	día	Punta (kWh)		Fuera de Punta (kWh)		Total (kWh)	% Fuera de Punta	Facturado \$	Facturado €	Compra (\$/€)	Venta (\$/€)
		2015	2015	2015	2015						
Enero	31	1.043	293	750	1.043	72%	5.309	183	27,62	29,04	
Febrero	28	1.113	315	798	1.113	72%	5.724	200	27,18	28,59	
Marzo	31	1.154	346	808	1.154	70%	5.995	214	26,59	28,08	
Abril	30	0.954	291	663	954	69%	5.125	175	27,68	29,33	
Mayo	31	1.013	329	684	1.013	68%	5.464	179	28,82	30,52	
Junio	30	1.195	379	816	1.195	68%	6.257	202	29,19	30,98	
Julio	31	1.299	432	867	1.299	67%	6.803	216	29,42	31,50	
Agosto	31	1.152	394	758	1.152	66%	6.188	190	30,75	32,50	
Septiembre	30	1.379	428	951	1.379	69%	7.058	212	31,43	33,24	
Octubre	31	1.112	352	760	1.112	68%	5.894	174	31,80	33,94	
Noviembre	30	0.465	135	330	465	71%	2.064	63	30,61	32,67	
Diciembre	31	1.178	346	832	1.178	71%	4.027	121	31,30	33,38	
						13.057	69%	65.908	2.129		

mes	día	Punta (kWh)		Fuera de Punta (kWh)		Total (kWh)	% Fuera de Punta	Facturado \$	Facturado €	Compra (\$/€)	Venta (\$/€)
		2016	2016	2016	2016						
Enero	31	0.809	241	568	809	70%	4.829	140	32,27	34,51	
Febrero	28	0.955	278	677	955	71%	754	21	33,91	36,24	
Marzo	31	1.159	347	812	1.159	70%	6.623	180	34,51	36,85	
Abril	30	1.206	368	838	1.206	69%	6.874	186	34,54	36,97	
Mayo	31	1.394	463	931	1.394	67%	7.958	216	34,34	36,77	
Junio	30	1.266	413	853	1.266	67%	7.279	203	33,34	35,87	
Julio	31	1.261	415	846	1.261	67%	7.268	210	32,00	34,57	
Agosto	31	1.748	460	1.288	1.748	74%	9.187	274	31,16	33,53	
Septiembre	30	1.161	366	795	1.161	68%	6.698	200	31,08	33,41	
Octubre	31	1.177	373	804	1.177	68%	6.787	212	30,07	31,94	
Noviembre	30	0.814	248	566	814	70%	4.403	138	29,78	32,00	
Diciembre	31	0.924	275	649	924	70%	5.480	175	29,14	31,33	
						13.874	69%	74.140	2.155		

³⁴ <http://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Paginas/Cotizaciones.aspx>

Coste medio del kWh consumido de la red

Año	kWh	Coste (€)	€/kWh
2014	14.488	2.111	0,15
2015	13.057	2.129	0,16
2016	13.874	2.155	0,16
	41.419	6.395	0,15

Se asumió como coste medio del kWh consumido de la red eléctrica 0,15 €/kWh para el estudio económico – financiero, que representa el valor promedio para los tres años calculados de forma que sea consistente con el criterio empleado para calcular el consumo promedio anual de los servicios generales de uso común del edificio. En el monto facturado mensualmente se incluye el cargo fijo, cargo fijo por potencia contratada (por los 10 kW del edificio) y el IVA (22%).

Coste medio del kWh consumido de la red eléctrica 0,15 €/kWh

Para calcular la tasa de variación interanual del precio medio de la electricidad utilizamos la serie de valores históricos de UTE para la tarifa doble horario residencial que es la que tiene el edificio para sus servicios generales de uso común³⁵:

Tasa de variación interanual precio electricidad (%) = 8,4%

Los suministros existentes con UTE, como es el caso de un edificio construido que desea conectar una IMG (Instalación de Micro-Generación), deben pagar una tasa de conexión³⁶ que en este caso corresponde a una potencia contratada del edificio superior a 9,2 kW con tarifa Doble Horario Residencial:

Tasa de conexión: \$ 1.709 (pesos uruguayos), que al tipo de cambio vigente a la fecha de realización del TFM equivale a 47,4 €.

Tasa de conexión IMG: 47,4 € (equivalente a los pesos uruguayos).

Esta tasa queda incluíd en el monto de la inversión de proyecto.

8.4 ANÁLISIS DEL AHORRO

El decreto 173/010 de micro-generación del 1 de junio de 2010 establece en el Artículo 4 que la energía entregada a la red de baja tensión por el micro-generador se remunerará al mismo precio que el cargo de energía vigente en el Pliego Tarifario de UTE de acuerdo a la tarifa que tenga contratada.

³⁵<http://portal.ute.com.uy/clientes-factura/pliego-tarifario>

³⁶<http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/Tasas%20de%20Conexi%C3%B3n%20IMG%202017.pdf>

El edificio tiene contratada la tarifa Doble Horario Residencial para sus servicios generales de uso común y como se inyecta parte de la energía generada durante cada mes, se puede considerar que la energía inyectada a la red eléctrica se le remunera al mismo coste medio del kWh consumido de la red eléctrica. Este concepto se basa en que la energía que el edificio (suscriptor) no consume de la red eléctrica para cubrir parcialmente su consumo, representa un ahorro:

mes	día	E _{user} (MWh)	E _{grid} (MWh)	E _{load} (MWh)
Enero	31	0,413	0,213	1,113
Febrero	28	0,396	0,132	1,070
Marzo	31	0,409	0,140	1,180
Abril	30	0,341	0,084	1,173
Mayo	31	0,295	0,054	1,255
Junio	30	0,236	0,030	1,175
Julio	31	0,276	0,029	1,382
Agosto	31	0,338	0,071	1,264
Septiembre	30	0,398	0,116	1,236
Octubre	31	0,402	0,155	1,108
Noviembre	30	0,317	0,266	0,766
Diciembre	31	0,418	0,194	1,084
Total	365	4,239	1,484	13,806

$$\text{Ahorro de energía} = E_{\text{user}} \text{ (MWh)} / E_{\text{load}} \text{ (MWh)} = 4,239 / 13,806$$

$$\text{Ahorro de energía} = 30,7\%$$

Para el cálculo del ahorro de energía consideramos E_{user} y E_{load}, mientras que para el cálculo del ingreso consideramos la energía E_{user} (energía del GFV que va directamente al usuario para su consumo), más E_{grid} (energía del GFV excedente inyectada a la red eléctrica) ambos valorizados al coste medio del kWh consumido de la red eléctrica. Tanto E_{user} como E_{grid} se obtuvieron en la simulación con PVSYS. La forma en que se obtienen estos valores mensuales se explicó anteriormente en este TFM en el apartado de Estimación del Consumo del Edificio.

9. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO

Para determinar si el proyecto de micro-generación de un SFCR para autoconsumo de energía eléctrica en el edificio, es viable, requiere de un análisis para determinar su factibilidad económica y financiera. El proyecto puede ser factible económicamente y no financieramente pero no puede darse la situación opuesta, es decir, que sea factible financieramente y no económicamente.

A tal fin se utilizó la herramienta desarrollada para análisis económico y financiero de los SFCR (Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red) en Excel durante el curso de la Maestría, adaptado a los requerimientos de este proyecto³⁷.

Para su financiación se puede acceder a un crédito a través de una institución financiera acreditada en Uruguay pues el monto requerido para la inversión es accesible teniendo en cuenta los edificios tienen cuenta en alguna institución financiera para su operativa de gastos comunes mensuales a través de la Administración de Gastos Comunes.

Un aspecto a tener en cuenta son las diferencias que se presentan entre la aplicación de los regímenes de beneficios fiscales para la inversión en energías renovables dependiendo de la escala del proyecto y la forma jurídica que tenga la empresa, pues en el caso de un edificio éste carece de forma jurídica.

Cuando se planea un proyecto de inversión en generación para una empresa, éstas pueden acceder al Régimen General de Promoción de Inversiones del Decreto 002/012 del 9 de enero de 2012, con beneficios en el Impuesto al Patrimonio (IP), en tasas y tributos de importación, Impuesto al Valor Agregado Nacional (IVA) e Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE). Por ese motivo los emprendimientos de generación en gran escala se enmarcan en una figura jurídica, por lo general Sociedades Anónimas, para poder acceder a este tipo de beneficios. También pueden acceder al Régimen de Promoción Sectorial del Decreto 354/009 del 3 de agosto de 2009 que declara promovidas entre otras actividades en el literal a), la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no tradicionales y también pueden acceder al beneficio del IRAE. Sin embargo cuando se trata de un edificio residencial como es el caso de estudio, si se plantea un proyecto de inversión en micro-generación como carecen de forma jurídica no pueden acceder a estos beneficios fiscales.

Para realizar un análisis económico y financiero del proyecto podemos realizar una valoración del proyecto propuesto por algunos de los métodos dinámicos, como TIR (Tasa Interna de Rentabilidad), VAN (Valor Actual Neto) y DPBT (Plazo de recuperación con Descuento).

9.1 DATOS GENERALES

El proyecto en estudio se localiza en Uruguay. Para realizar el análisis económico y financiero requiere definir valores de costes del proyecto para poder definir el valor de la inversión total, la producción de energía de SFCR, los recursos de financiación con participación de capital propio y/o ajeno y sus condiciones. Además necesitaremos la tarifa de venta de energía excedente a la red, así como tasas de variación interanual de la energía eléctrica, de operación y mantenimiento, seguros y degradación de la potencia de los módulos.

³⁷Apuntes del curso 2016-2017, Análisis económico de proyectos en SFCR, Profesor Dr. Diego López Talavera, apartado 3 Herramienta de Cálculo, pág. 12

Asimismo requiere de modificaciones en la instalación para poder realizar la medición y registro de energía (ver diagrama unifilar en ANEXO 9). La medición de energía será modificada por personal de UTE que sustituirá el medidor actual (medidor como cliente de UTE) por un medidor bidireccional, que permite medir la energía consumida de la red y la entregada a la red por el micro-generador. Se registrará la energía entregada y consumida por el micro-generador de la red.

Al completar el ciclo de facturación, se realizará un balance económico tomando como base el flujo de energía, evaluando si el saldo es a favor de UTE o del micro-generador.

A efectos de tratamiento fiscal por la actividad de micro-generación de energía la normativa distingue dos casos: Los contribuyentes de IRAE (Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas, que es un impuesto a la renta que grava las utilidades, que no es el caso de un edificio para vivienda residencial) y los contribuyentes de IRPF (Impuesto a las Rentas de las Personas Físicas) por las rentas derivadas de la generación de energía. Para estos casos, no se deberá presentar factura ni registrarse en DGI.

La renta estará gravada únicamente con IRPF a una tasa del 12%, actuando UTE como agente de retención. En caso de tener un saldo positivo para el cliente, UTE realizará el pago periódicamente a través de sus oficinas comerciales. Como el micro-generador tiene una producción que utiliza para consumo directo que llamamos E_{user} menor que lo que consume el edificio para sus servicios generales de uso común, ningún mes tendrá saldo positivo para el cliente desde el punto de vista de UTE, y necesitará siempre tomar energía de la red. Sin embargo, mensualmente presenta inyecciones E_{grid} a la red que pueden deberse a momentos del día donde la generación FV supera al consumo y por tanto UTE actuará como agente de retención de IRPF por la actividad de micro-generación.

La energía vendida a UTE se incluye en la misma factura que le corresponde como cliente y la instalación de micro-generación tienen que ser ejecutada por un técnico autorizado de acuerdo a la normativa vigente.

La incidencia de los impuestos al momento de valorar un proyecto de inversión afecta negativamente su rentabilidad y naturalmente que impactará en el VAN y TIR que tienden a disminuir. El impacto depende de las necesidades de financiación y cómo se compone el mix de la misma.

9.2 COSTE DE LA INVERSIÓN INICIAL

Para estimar el coste de la inversión inicial en €/Wp se ha tomado como referencia la tendencia de precios en el mercado europeo publicado en Photon International Magazine³⁸:

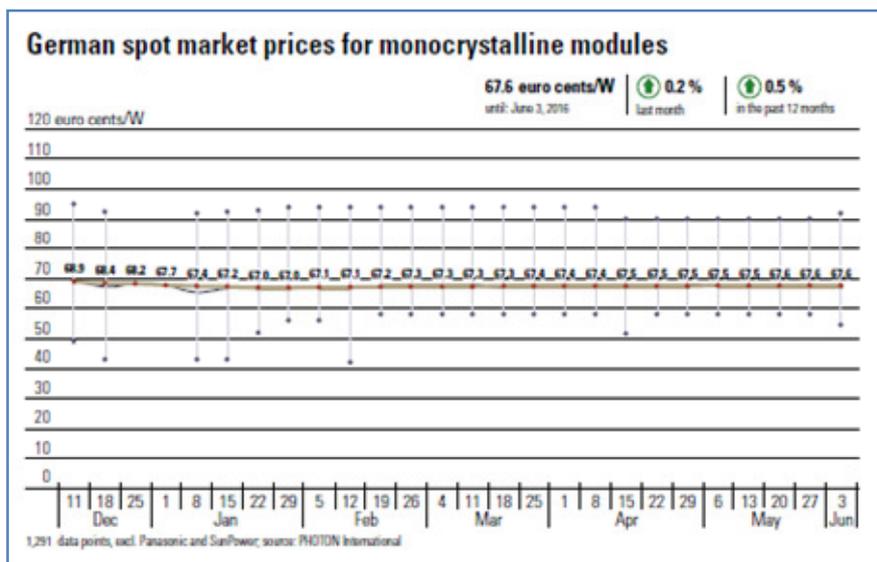
³⁸https://www.photon.info/documents/magazines/PI/PHOTON_International_2016-07_will_it_work.pdf

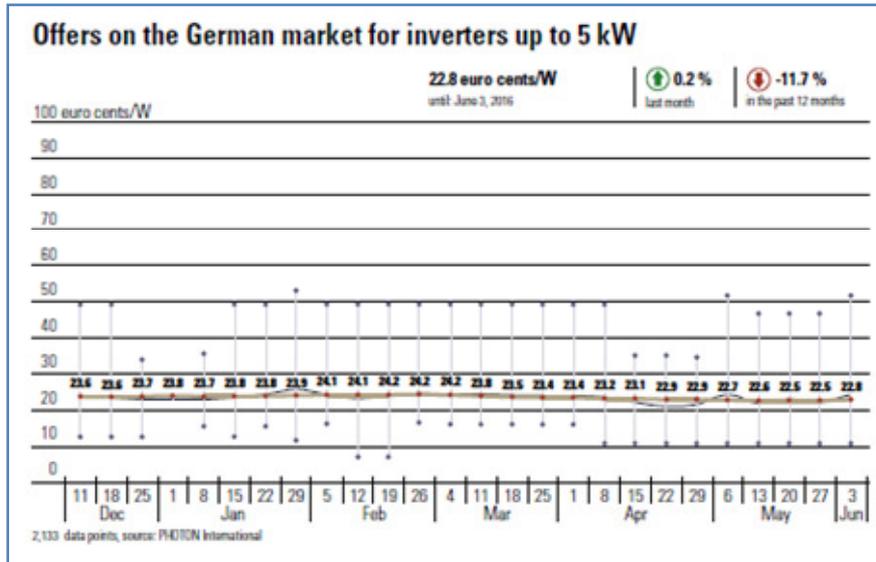
Precio de módulos Si monocristalino: 0,676 €/Wp
 Inversor < 5 kW: 0,228 €/Wp
 Instalación DC y AC: 0,20 €/Wp
 Estructura soporte: 0,20 €/Wp
 Ingeniería y tramitación: 0,04 €/Wp
 Seguridad y control: 0,20 €/Wp
 Logística y otros: 0,01 €/Wp
Total: 1,554 €/Wp

La instalación DC y AC incluye mano de obra, cableado, cuadros de protecciones, interruptores de red, líneas de puesta a tierra y equipos de medida; Ingeniería y Tramitación se incluye los costes derivados de la preparación de memorias técnicas, proyectos y otros documentos; Seguridad y Control en instalaciones sobre suelo incluye vigilancia anti-intruso, contra robo de módulos y los seguros propios de la instalación FV; Logística y otros incluye transporte y almacenaje de módulos, equipos y materiales para el montaje.

Este precio se ha tomado como referencia para el estudio económico en Uruguay pero se propone realizar un análisis de sensibilidad teniendo en cuenta que la tendencia de los precios es decreciente en el mercado fotovoltaico internacional y puede tener una incidencia directa en la viabilidad económica y financiera del proyecto estudiado.

A continuación se presenta dos gráficos de la citada publicación con la tendencia de precios de módulos en Si monocristalino e inversores de menos de 5 kW:





9.3 VALOR ACTUAL NETO

Para el estudio económico disponemos de los siguientes datos generales obtenidos en los apartados anteriores:

Datos generales	
Potencia de la instalación (kWp)	4,14
Coste instalación (€/Wp)	1,554
Coste total de la inversión (€)	6.481 €
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	30,00%
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	70,00%
Subvención oficial (% de la inversión inicial)	0,00%
Producción eléctrica (kWh/kWp·año)	1.382,4
Año "0" (Inversión)	2017
Vida útil del proyecto en años	25
Euser (kWh/año): energía consumida directamente del GFV	4.239,0
Egrid (kWh/año): energía excedente del GFV inyectada a la red eléctrica	1.484,0
Euse + Egrid (kWh/año): energía total producida por el GFV	5.723,0
Tasa de conexión IMG (Instalación de Micro-Generación) (€)	47,4

El proyecto propuesto con la solución elegida consiste un SFCR con un generador fotovoltaico de 4,14kWp, con un coste de instalación de 1,554 €/Wp que requiere una inversión cuyo coste total es 6.434 €. Es un proyecto a 25 años teniendo en cuenta la vida útil de los módulos fotovoltaicos y la propuesta de financiación es mixta con participación de capital propio (CP) con 30% de la inversión inicial por parte de la Copropiedad del Edificio y con un préstamo por el 70% restante de la inversión inicial con capitales ajenos (CA) mediante un crédito bancario. La proporción del mix fue elegida considerando que los préstamos bancarios para este tipo de inversiones no superan el 80% de la inversión inicial.

Los datos que corresponden a datos de explotación del proyecto de generación fotovoltaica conectada a red son los siguientes:

Datos de explotación	
Producción eléctrica conectada a la red (kWh/año)	5.723,0
Tarifa de venta a la red eléctrica durante los 10 primeros años (€/kWh) ⁽¹⁾	0,15 €
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	8,40%
Tasa de variación interanual de degradación (5% constante años 1 a 5 y 0,4% año 6 al 25)	0,40%
Gastos Operación y mantenimiento, seguros, gastos generales (% de la inversión inicial)	1,00%
Tasa de variación interanual de los gastos/costes: Oper. y Mant., seguros.	1,00%
Cambio de tarifa en 10 años de contrato por CMg (costo marginal del sistema) (años)	10
Retención de IRPF por actividad de micro-generación	12,00%
⁽¹⁾ La tarifa de venta a la red eléctrica cambia con nuevo contrato a partir del año 11 hasta el final del proyecto	

Para financiar el proyecto se propone una financiación mixta, aunque se realizará más adelante un análisis de sensibilidad a los porcentajes de participación.

La participación mixta propuesta se integra con un préstamo bancario (capitales ajenos, CA) por el 70% de la inversión inicial, a un interés contractual del 5% anual, vencido sobre saldos dispuestos, con amortización financiera lineal en 10 años, y Capitales Propios (CP) aportados por el fondo de reserva del edificio por un importe del 30% de la inversión inicial, cuya política de reposición (similar a una política de dividendos) consistirá en recuperar anualmente un 2% sobre el nominal y la amortización del (CP) se realizará al final de la vida útil del proyecto (último año) y en una sola cuota por el total (CP). Si bien el monto del CP es muy pequeño, no representa una erogación importante para el edificio y contribuye a la viabilidad financiera del proyecto.

A continuación se presentan los resultados del importe de la deuda y cuotas de amortización anual:

Financiación	
Préstamo (CA)	
Importe inicial de la deuda	4.536,67 €
Amortización en años	10
Tasa de interés	5,00%
Cuota amortización	453,67 €
Capitales propios (CP)	
Importe inicial de la deuda	1.944,29 €
Amortiz. al final de proyecto (años)	25
Dividendos sobre el CP	2,00%

Presentados todos los datos requeridos para el análisis de factibilidad económica y financiera, a continuación se presentan los resultados obtenidos en cada uno de los análisis realizados para el proyecto propuesto para el edificio.

A continuación se presentan los resultados obtenidos del Análisis Económico realizado mediante un cash-flow de explotación:

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Cash-Flow de Explotación						
Período	0	1	2	3	4	5
Ingresos explotación (Venta de energía Euser)		604,1	654,8	709,8	769,4	834,1
Ingresos explotación (Venta de energía Egrid)		211,5	229,2	248,5	269,4	292,0
Retención de IRPF por venta Egrid		25,4	27,5	29,8	32,3	35,0
-Gastos Explotación (O&M del GfV)		64,8	64,8	64,8	64,8	64,8
Cash-Flow Explotación		725,3	791,7	863,7	941,7	1.026,2

Dimensión Financiera de la inversión						
	-A (Inversión)	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5
	- 6.481,0	725,3	791,7	863,7	941,7	1.026,2

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
900,5	972,2	1.049,7	1.133,3	1.223,6	213,8	215,1	218,6	224,3	232,5	243,3
315,2	340,4	367,5	396,8	428,4	74,9	75,3	76,5	78,5	81,4	85,2
37,8	40,8	44,1	47,6	51,4	9,0	9,0	9,2	9,4	9,8	10,2
64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8
1.113,1	1.206,9	1.308,3	1.417,6	1.535,7	214,9	216,6	221,1	228,6	239,3	253,5

Q6	Q7	Q8	Q9	Q10	Q11	Q12	Q13	Q14	Q15	Q16
1.113,1	1.206,9	1.308,3	1.417,6	1.535,7	214,9	216,6	221,1	228,6	239,3	253,5

17	18	19	20	21	22	23	24	25
257,3	274,7	296,3	322,8	355,1	394,6	442,9	502,0	574,7
90,1	96,2	103,7	113,0	124,3	138,1	155,0	175,7	201,2
10,8	11,5	12,4	13,6	14,9	16,6	18,6	21,1	24,1
64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8
271,7	294,6	322,8	357,4	399,7	451,3	514,5	591,8	687,0

Q17	Q18	Q19	Q20	Q21	Q22	Q23	Q24	Q25
271,7	294,6	322,8	357,4	399,7	451,3	514,5	591,8	687,0

TARIFAS DE COMPRA - VENTA DE ENERGÍA						
Período	0	1	2	3	4	5
Tarifa media de venta a la red eléctrica (€/kWh)		0,150	0,163	0,176	0,191	0,207
Tarifa media de compra a la red eléctrica (€/kWh)		0,150	0,163	0,176	0,191	0,207
PRODUCCION Y COMPRA DE ENERGÍA						
Período	0	1	2	3	4	5
Producción eléctrica (Euser+Egrid) (kWh)		5.436,8	5.436,8	5.436,8	5.436,8	5.436,8
Producción eléctrica Euser (kWh)		4.027,1	4.027,1	4.027,1	4.027,1	4.027,1
Producción eléctrica Egrid (kWh)		1.409,8	1.409,8	1.409,8	1.409,8	1.409,8

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0,225	0,243	0,264	0,286	0,310	0,054	0,055	0,056	0,058	0,060
0,225	0,243	0,264	0,286	0,310	0,054	0,055	0,056	0,058	0,060

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
5.415,1	5.393,4	5.371,9	5.350,4	5.329,0	5.307,7	5.286,4	5.265,3	5.244,2	5.223,2
4.010,9	3.994,9	3.978,9	3.963,0	3.947,2	3.931,4	3.915,6	3.900,0	3.884,4	3.868,8
1.404,2	1.398,5	1.392,9	1.387,4	1.381,8	1.376,3	1.370,8	1.365,3	1.359,9	1.354,4

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0,063	0,067	0,072	0,078	0,085	0,094	0,105	0,118	0,135	0,155
0,063	0,067	0,072	0,078	0,085	0,094	0,105	0,118	0,135	0,155

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
5.202,4	5.181,5	5.160,8	5.140,2	5.119,6	5.099,1	5.078,7	5.058,4	5.038,2	5.018,0
3.853,4	3.837,9	3.822,6	3.807,3	3.792,1	3.776,9	3.761,8	3.746,8	3.731,8	3.716,8
1.349,0	1.343,6	1.338,2	1.332,9	1.327,5	1.322,2	1.316,9	1.311,7	1.306,4	1.301,2

El ingreso de explotación por venta de energía fue separado, por un lado la energía que identificamos como E_{user} que es la energía que se consume directamente complementando el consumo de los servicios de uso común del edificio que no tributa IRPF y la que identificamos como E_{grid} que es la energía excedentaria no consumida que se inyecta a la red que tributa IRPF por la actividad de generación.

La tarifa media de compra - venta de electricidad (calculada como coste medio del kWh consumido de la red) desde el año 1 al 10 que termina en el primer contrato con UTE responde a este valor ajustado con la tasa de variación interanual de la electricidad. Como se indicó anteriormente a partir del año 11 al 25 del proyecto el suscriptor debe

firmar un nuevo contrato con UTE cuyo precio no ha sido definido. Los valores que se han tomado como referencia para ese período corresponden al costo marginal de generación del sistema uruguayo (Cmg) obtenido a partir de simulaciones energéticas de largo plazo realizadas por el Administrador del Mercado Eléctrico Uruguayo.

El precio de venta de energía a partir del año 11 hasta el final del proyecto se estimó a partir de los costos marginales indicados anteriormente de tal forma de igualar el ingreso actualizado de los años 11 al 25 a la tasa del CMPC (coste del capital) con los obtenidos actualizados a la misma CMPC pero tomando para el año 11 como precio de venta a la red el valor del Cmg correspondiente a ese año afectado de un coeficiente (0,78) y una tasa de variación interanual de crecimiento del 1,0% para obtener los precios del año 12 al 25. De esta forma se obtienen los mismos ingresos que con costos marginales variables de un año al siguiente pero en este caso partiendo en año 11 de un Cmg afectado de un factor con precios crecientes a una tasa constante del año 11 al 25.

Para analizar la factibilidad económica del proyecto de inversión realizamos el análisis económico presentado en el cuadro anterior, se hizo mediante un cash-flow de explotación o flujo neto de caja (Qi, explot.) que nos definen los ingresos anuales de explotación del proyecto que resulta de considerar toda la energía producida por el generador fotovoltaico porque se remunera al mismo coste la energía inyectada que la consumida para satisfacer parcialmente su carga. Este ingreso varía anualmente hasta el año 10 porque se ha considerado una tasa de variación interanual del precio de la electricidad donde se recoge el incremento por inflación básicamente, del año 11 en adelante se considera el Cmg. Los gastos de explotación corresponden a operación, mantenimiento y seguros, también tienen una tasa de ajuste interanual y se incrementan anualmente durante la vida útil del proyecto. El cash-flow de explotación se obtiene restando anualmente a los ingresos por explotación, los gastos por explotación.

A partir de estos resultados obtenidos podemos realizar una valoración del proyecto por algunos de los métodos dinámicos, como el VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de Rentabilidad), y DPBT (Plazo de recuperación con Descuento). Antes de calcular el VAN necesitamos calcular el coste del capital o coste del pasivo (CMPC).

Antes de calcular el VAN necesitamos calcular el coste del capital o coste del pasivo (CMPC).

Préstamo (CA)						
Periodo	1	2	3	4	5	6
Saldo Inicial (1/1)	4.536,7	4.083,0	3.629,3	3.175,7	2.722,0	2.268,3
Intereses	226,8	204,2	181,5	158,8	136,1	113,4
Amortización Financiera	453,7	453,7	453,7	453,7	453,7	453,7
Saldo Final (31/12)	4.083,0	3.629,3	3.175,7	2.722,0	2.268,3	1.814,7

Capital Propio (CP)						
Periodo	1	2	3	4	5	6
Importe deuda	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3
Dividendos	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
Amortización deuda	-	-	-	-	-	-
Saldo deuda	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3

Autor: Fernando Fontana Giacosa

7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.814,7	1.361,0	907,3	453,7	-	-	-	-	-
90,7	68,1	45,4	22,7	-	-	-	-	-
453,7	453,7	453,7	453,7	-	-	-	-	-
1.361,0	907,3	453,7	-	-	-	-	-	-

7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3
38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3
38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3	1.944,3

A partir del coste de capital estamos en condiciones de calcular el VAN utilizando los resultados obtenidos en el primer cuadro referido al cash-flow del proyecto:

Dimensión financiera de la financiación (pasivo)									
- Inversión	1	2	3	4	5	6			
-6.481,0	719,39	696,70	674,02	651,34	628,65	605,97			
CMPC - Coste del capital (pasivo)	3,20%								
7	8	9	10	11	12	13	14	15	
583,29	560,60	537,92	515,24	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	1.983,17

Valor Actual Neto (VAN) 5.415,49 €

A continuación se realizará una valoración de la TIR (Tasa Interna de Rentabilidad).

9.4 TASA INTERNA DE RETORNO

A partir del cuadro anterior con los resultados de la dimensión financiera de la inversión estamos en condiciones de calcular la TIR:

Tasa Interna de Retorno (TIR) 11,68%

Tasa Interna de Retorno neta (TIR_{neto}) 8,48%

Considerando que la TIR > 0 y que la TIR neta calculada como diferencia entre la TIR y el coste del capital (CMPC) se puede decir que **el proyecto es económicamente viable**.

9.5 PLAZO DE RECUPERACIÓN CON DESCUENTO

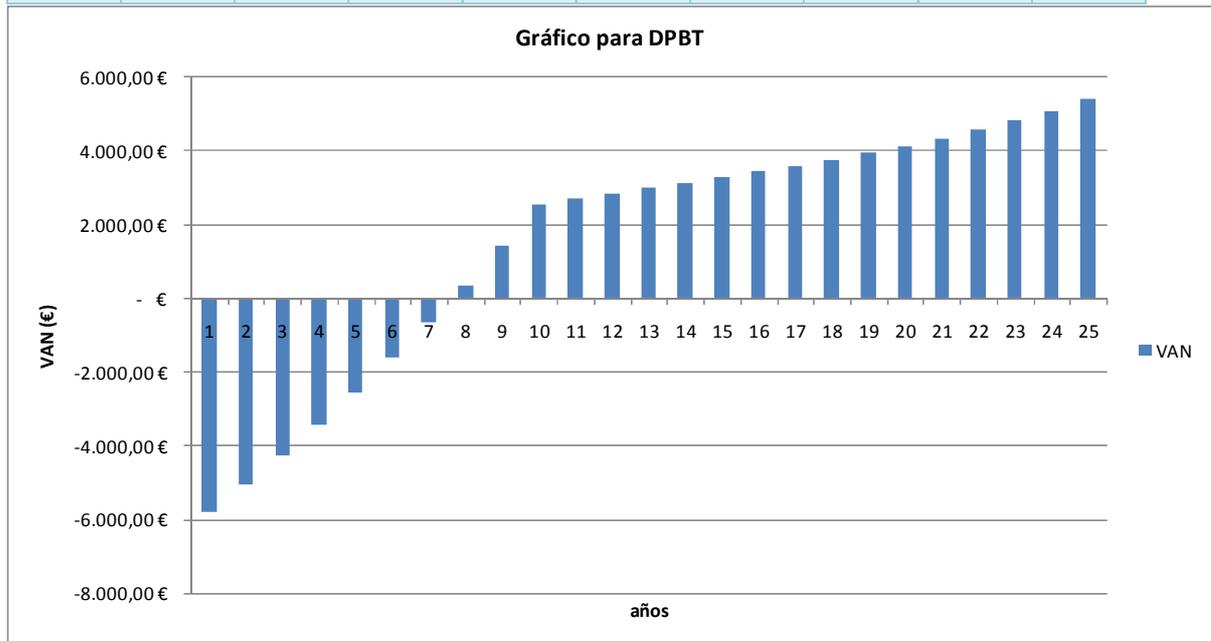
Al igual que para el cálculo del VAN, para la determinación del plazo de recuperación con descuento (DPBT) también es necesario disponer el coste del capital o coste del pasivo (CMPC), que lo hemos calculado en oportunidad del cálculo del VAN. El valor del DPBT puede ser determinado gráficamente y se busca en qué año cambia de signo el VAN realizado a partir de los cash-flow anteriormente presentados en el apartado de Valor Actual Neto. Representa el período de tiempo necesario para que los valores actualizados de los flujos de caja generados hasta ese momento iguallen a la inversión, que ocurre en 7,6 años para este proyecto.

Plazo de recuperación con descuento (DPBT)						
Periodo	0	1	2	3	4	5
	-A (Inversión)	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5
VAN para DPBT	- 6.481,0	725,3	791,7	863,7	941,7	1.026,2
		- 5.778,11 €	- 5.034,72 €	- 4.248,93 €	- 3.418,73 €	- 2.542,05 €
CMPC - Coste del capital (pasivo)	3,20%					
Plazo de recuperación con descuento del proyecto (DPBT)	7,6 años					

$$DPBT \Rightarrow \sum_{i=1}^{i=DPBT} \frac{Q_i}{(1+d)^i} = A$$

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q6	Q7	Q8	Q9	Q10	Q11	Q12	Q13	Q14	Q15
1.113,1	1.206,9	1.308,3	1.417,6	1.535,7	214,9	216,6	221,1	228,6	239,3
- 1.620,60 €	- 652,44 €	364,44 €	1.432,19 €	2.553,02 €	2.705,01 €	2.853,42 €	3.000,23 €	3.147,30 €	3.296,47 €
	NEGATIVO	POSITIVO							

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Q16	Q17	Q18	Q19	Q20	Q21	Q22	Q23	Q24	Q25
253,5	271,7	294,6	322,8	357,4	399,7	451,3	514,5	591,8	687,0
3.449,62 €	3.608,70 €	3.775,79 €	3.953,22 €	4.143,58 €	4.349,88 €	4.575,61 €	4.824,95 €	5.102,88 €	5.415,49 €



9.6 COSTE NORMALIZADO DE LA ENERGÍA

El LCOE representa el coste teórico del kWh producido por un generador fotovoltaico a lo largo de su vida útil. En este caso resulta menor al coste medio del kWh de venta de energía a la red eléctrica, pues el proyecto de inversión resulta al menos factible económicamente. De no ser así el proyecto no será factible ni económicamente ni financieramente.

En este caso: **LCOE = 0,083 €/kWh < Coste medio venta a la red**

El coste medio de venta a la red eléctrica de baja tensión durante los 25 años del proyecto se estimó considerando que los primeros 10 años de contrato se tiene por precio de venta el coste medio a la tarifa de suscriptor y del año 11 al final del proyecto los valores propuestos a partir del costo marginal del sistema, como se indicó en la presentación del análisis económico para el cálculo del VAN, de forma que se obtiene para todo el período del proyecto un coste medio de venta a la red de 0,12 €/kWh. Este valor se puede comprobar en la presentación del análisis económico para el cálculo del

VAN considerando los ingresos en el cash-flow de explotación total es del período y la energía producida (Euser + Egrid) en el mismo período.

Datos de entrada para el cálculo del LCOE (€/kWh)	
FV _{IN} : Coste de la Inversión inicial (€)	6.480,96 €
FV _{AOM} : Coste de Operación y Mantenimiento anual del sistema FV (€)	64,81 €
E _{FV} : Producción anual de electricidad solar FV (kWh/año)	5.723,00
N: Vida útil del sistema (años)	25
DEPy: Amortización técnica o depreciación fiscal anual del sistema FV (€)	- €
N _d : Período de amortización técnica o depreciación del sistema (años)	0
q: factor 1/(1+d) = 1/(1+CMPC)	0,969
T: Tasa impositiva de impuesto a Sociedades (%)	0,00%
ε _{pl} : Tasa de degradación de potencia del sistema FV.	0,40%
ε _{pFVOM} : Tasa de variación interanual de los costes de O y M del sistema FV (%).	1,00%
d: Tasa de descuento nominal (%)	3,20%
K _{pl} : factor (1 - ε _{pl})/(1+d)	0,965
K _{FV} : factor (1 + ε _{FVOM})/(1+d)	0,979

LOCE (€/kWh)	0,083
---------------------	--------------

$$LCOE = \frac{FV_{IN} + FV_{AOM}(1 - T) \frac{K_{FV}(1 - K_{FV}^N)}{1 - K_{FV}} - DEP_y \cdot \frac{q(1 - q^{N_d})}{1 - q} \cdot T}{E_{FV} \frac{K_{pl}(1 - K_{pl}^N)}{1 - K_{pl}}}$$

Para tener en cuenta la degradación inicial de los módulos FV de los primeros años (en este caso cae 5% el primer año y queda constante la potencia hasta el año 5) y del año 6 al 25 cae un 0,4%, deberíamos ingresar en la fórmula del LCOE una tasa equivalente de degradación para llegar al mismo porcentaje de potencia al final de la vida útil. En tal caso se pudo comprobar que el resultado obtenido difiere en un dígito en la tercera cifra decimal. Por lo tanto se puede mantener el porcentaje de degradación mayoritario de 0,4% como representativo para el cálculo del LCOE.

9.7 ANÁLISIS FINANCIERO (ANÁLISIS TESORERÍA)

Para analizar la factibilidad financiera del proyecto tenemos que calcular las tesorerías del proyecto de inversión, restando anualmente a las dimensiones financieras de la inversión las del pasivo. Obtendremos como resultado la ganancia neta anual que genera el proyecto conjunto inversión/financiación. A continuación se presentan los resultados obtenidos del análisis financiero:

Autor: Fernando Fontana Giacosa

Tesorería					
Periodo	1	2	3	4	5
Cash-flow explotación	725,3	791,7	863,7	941,7	1.026,2
-Intereses	226,8	204,2	181,5	158,8	136,1
-Dividendos	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
-Amortiz Financiera CA	453,7	453,7	453,7	453,7	453,7
-Amortiz Financiera CP	-	-	-	-	-
Tesorería Neta	6,0	95,0	189,6	290,3	397,5
Tesorería Acumulada	6,0	101,0	290,6	580,9	978,5

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.113,1	1.206,9	1.308,3	1.417,6	1.535,7	214,9	216,6	221,1	228,6	239,3
113,4	90,7	68,1	45,4	22,7	-	-	-	-	-
38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
453,7	453,7	453,7	453,7	453,7	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
507,1	623,7	747,7	879,7	1.020,5	176,0	177,7	182,2	189,7	200,4
1.485,6	2.109,3	2.856,9	3.736,7	4.757,2	4.933,2	5.110,9	5.293,1	5.482,8	5.683,1

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
253,5	271,7	294,6	322,8	357,4	399,7	451,3	514,5	591,8	687,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.944,3
214,6	232,8	255,7	283,9	318,5	360,8	412,5	475,6	553,0	1.296,2
5.897,7	6.130,6	6.386,2	6.670,1	6.988,6	7.349,4	7.761,9	8.237,5	8.790,4	7.494,2

Valor Actual Neto (VAN) de Comprobación **5.415,49 €**

Resumiendo los cálculos anteriores realizados obtenemos el siguiente resultado de la valoración del proyecto:

VAN = 5.415,49 €

TIR = 11,68%

DPBT = 7,6 años

CMPC = 3,20%

TIR neta = 8,48%

Tesorerías acumuladas del proyecto: saldos positivos todos los años. Se hace notar que el primer año de tesorerías acumuladas está muy al límite y cualquier variación de alguno de los parámetros pueden alterar la viabilidad financiera del proyecto.

El proyecto tienen un VAN >0 que significa que tiene una ganancia neta actualizada al momento inicial de la inversión, habiendo devuelto con los flujos de caja la inversión inicial, los intereses y/o dividendos del capital ajeno y/o propios que se emplearon para financiar el proyecto. La TIR = 11,68%, representa el interés anual al que habría que colocar la inversión inicial reinvertiendo los intereses que se generen para que cuando se alcanza la vida útil del proyecto, los flujos de caja generados igualen a la inversión más los intereses generados.

El proyecto inversión/financiación propuesto en su conjunto **es factible económicamente** porque presenta una rentabilidad de sus activos superior al coste de su pasivo, por lo tanto el VAN será positivo (VAN = 5.415,49 €), es decir mayor que cero, y la TIR = 11,68% será mayor que el coste del capital o coste del pasivo (CMPC = 3,20%). El DPBT = 7,6 años no supera la vida útil del proyecto de inversión por lo tanto es aceptable.

El proyecto inversión/financiación propuesto en su conjunto **es factible financieramente** porque se verifica que la tesorería acumulada de cada anualidad es positiva, condición que siempre se debe cumplir para que el proyecto sea factible o viable financieramente.

Finalmente se concluye que el proyecto propuesto resulta:

- Factible Económicamente: SI
- Factible Financieramente: SI

9.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Como se pudo ver en el análisis económico – financiero este tipo de proyecto si bien resulta factible económicamente, su análisis financiero resulta muy ajustado sobre todo en el primer año de tesorería acumulada. Esta situación motiva realizar un análisis de sensibilidad a la variación del coste por Wp instalado de micro-generación, las condiciones del préstamo financiero con su participación en el mix de financiación con capital mixto (ajeno y propio) con sus tasas de interés y coste de remuneración de la energía inyectada a la red de distribución.

8.8.1. SENSIBILIDAD AL COSTE en €/Wp

De acuerdo a los estudios recientes presentados a comienzo de este TFM la tendencia de precios de las instalaciones son decrecientes y posiblemente se acentúen con los nuevos compromisos del Acuerdo Universal del Clima recientemente suscripto en la COP 21 de París que se enfoca firmemente a las energías renovables no convencionales. Este análisis de sensibilidad se hizo dejando invariantes los demás parámetros de la propuesta de proyecto, que denominaremos “propuesta base” para distinguirla de las variantes. El coste de instalación en €/Wp se hizo variar a la baja desde 1,554 €/Wp hasta 1,000 €/Wp, que son costes actuales para instalaciones hasta 10 kWp en Europa, para ver su impacto en la viabilidad económica y financiera del proyecto. Los resultados de la sensibilidad obtenidos a la sensibilidad del coste de instalación por Wp, sin variar los demás parámetros del estudio, fueron los siguientes:

Coste de instalación €/Wp	VAN (€)	TIR (%)	TIR _{neto} (%)	DPBT (años)	LCOE (€/kWh)	Factibilidad	
						ECONÓMICA	FINANCIERA
1,554	5.415,49	11,68%	8,48%	7,6	0,083	SI	SI (ajustada)
1,400	6.161,64	13,66%	10,46%	7,0	0,075	SI	SI (mejora)
1,300	6.646,15	15,14%	11,94%	6,5	0,069	SI	SI (mejora)
1,200	7.130,67	16,82%	13,62%	6,1	0,064	SI	SI (mejora)

Se puede concluir que conservando los demás parámetros del proyecto base sin modificar, en la medida que el coste de instalación disminuye, la tesorería acumulada del proyecto del primer año mejora y se incrementa con costes de instalación decrecientes. Cabe recordar que los precios del coste de remuneración de la energía inyectada a la red de distribución pública a partir del año 11 del inicio del proyecto hasta el fin del proyecto (año 25) se reduce con respecto a la tarifa del suscriptor porque se firma un nuevo contrato y se adoptó en principio un precio obtenido a partir del costo marginal de sistema eléctrico uruguayo de largo plazo, cuyo criterio para definir su valor fue explicado en la presentación del análisis económico.

8.8.2. SENSIBILIDAD AL COSTE DE INYECCIÓN A RED

El Decreto 173/010 del 1º de julio de 2010 referido a micro-generación en su Artículo 2 establece que UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) comprará toda la energía que el micro-generador entregue (inyecte) a la red por un período de 10 años a partir de la puesta en servicio de las instalaciones de micro-generación. En el Artículo 5 se establece que dicha energía inyectada a la red de baja tensión será remunerada al mismo precio del cargo por energía vigente en el pliego tarifario de UTE, de acuerdo a la tarifa que el micro-generador tenga contratada como suscriptor. A partir del año 11 deberá firmar un nuevo contrato con UTE pero no está definido en ese decreto cual sería el precio de remuneración de la energía inyectada a la red.

En el análisis de viabilidad económica-financiera de la solución propuesta para el proyecto, se tomó como remuneración de la energía inyectada a la red de baja tensión el costo marginal³⁹, resultante de las simulaciones realizadas por la Administración del Mercado Eléctrico con una Sala de SimSEE (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica) correspondiente a las programaciones realizadas por el DNC (Despacho Nacional de Cargas de Uruguay). Salas SimSEE correspondientes a las programaciones realizadas por el DNC (Sala de largo plazo 2016 – 2046 con biomasa NO INTERRUMPIBLE. Este sería el precio de base para definir dicha referencia.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la sensibilidad afectando el costo marginal del sistema eléctrico por un factor que permita observar su impacto en la viabilidad económica-financiera sin variar los demás parámetros del estudio y también analizar si se encuentra algún límite para el precio que hace que el proyecto sea factible financieramente:

³⁹http://adme.com.uy/imasd/simsee_principal/salas_simsee.php

Factor del Cmg	VAN (€)	TIR (%)	TIR _{neto} (%)	DPBT (años)	LCOE (€/kWh)	Factibilidad	
						ECONÓMICA	FINANCIERA
0,78	5.415,49	11,68%	8,48%	7,6	0,083	SI	SI (ajustada)
0,75	5.415,49	11,66%	8,46%	7,6	0,083	SI	SI (ajustada)
0,71	5.415,49	11,63%	8,43%	7,6	0,083	SI	SI (ajustada)
0,68	5.415,49	11,61%	8,41%	7,6	0,083	SI	SI (ajustada)
0,65	5.415,49	11,58%	8,38%	7,6	0,083	SI	SI (ajustada)
0,62	5.415,49	11,56%	8,36%	7,6	0,083	SI	SI (ajustada)

El resultado es el esperado porque como la energía producida por el GFV tiene dos componentes, E_{user} y E_{grid} ⁴⁰. La E_{user} que es directamente consumida por los servicios generales de uso común del edificio que es visto como un ahorro porque se deja de tomar esa energía de la red y se puede considerar como un ingreso al coste medio del kWh consumido (los primeros 10 años y luego al Cmg), mientras que E_{grid} representa la energía excedente inyectada a la red que se remunera distinto que la E_{user} a partir del año 11 hasta el final del proyecto, remunerada en principio al Cmg del sistema de largo plazo, es el mismo criterio que para E_{user} . A pesar que E_{grid} es sensiblemente menor a E_{load} por los requerimientos del Decreto 173/010 y sus modificaciones posteriores, no tiene un impacto en los ingresos que pueda afectar la viabilidad económica-financiera del proyecto.

8.8.3. SENSIBILIDAD AL FINANCIACIÓN

El tema de la financiación, así como la proporción de la inversión que se puede obtener a través de un crédito bancario con su tasa de interés representan un aspecto no menor a tener en cuenta porque dependiendo de las condiciones del crédito financiero el proyecto puede resultar no viable financieramente. De hecho los créditos a que podría acceder para este tipo de proyectos en la plaza financiera local pueden diferir sustancialmente y resultan más beneficiosos para emprendimientos empresariales enfocados fundamentalmente a la venta de energía a la red por sobre el autoconsumo, sumado a los beneficios que disponen de exoneración tributarias como empresa. El análisis de viabilidad económico-financiera del proyecto para el edificio se hizo con una participación de capital ajeno de 70% con un 5% de tasa de interés y 30% de capital propio aportado del fondo de reserva del edificio con una tasa del 2% como algo simbólico y que no afecta el resultado del estudio. El valor del 70% fue elegido estudiando los topes que conceden para este tipo de créditos.

Se hizo un análisis de sensibilidad dejando fijo el % del préstamo a solicitar y variando la tasa de interés, buscando un límite para la viabilidad financiera y en el entendido que se mantuvieron invariantes los demás parámetros del estudio. Los resultados del análisis de sensibilidad fueron los siguientes:

⁴⁰ E_{user} y E_{grid} se obtienen en la simulación con PVSYST, donde E_{user} representa la energía consumida directamente del GFV y E_{grid} el excedente de energía inyectado a la red. Su cálculo fue explicado durante la estimación de la carga del edificio.

Tasa de interés con 70% de CA	VAN (€)	TIR (%)	TIR _{neto} (%)	DPBT (años)	LCOE (€/kWh)	Factibilidad	
						ECONÓMICA	FINANCIERA
5,2%	5.327,33	11,68%	8,40%	7,7	0,083	SI	NO
5,0%	5.415,49	11,68%	8,48%	7,6	0,083	SI	SI (ajustada)
4,0%	5.862,66	11,68%	8,90%	7,5	0,080	SI	SI (mejora)
3,0%	6.320,10	11,68%	9,30%	7,4	0,077	SI	SI (mejora)

Se observa que manteniendo 10 años para el crédito bancario, pues el plazo de recuperación con descuento es del orden de 8 años, la tasa del 5% es el límite para tener viabilidad financiera del proyecto con los demás parámetros sin cambios: En la medida que la tasa sea menor mejora el margen en las tesorerías acumuladas.

10. CONCLUSIONES

El proyecto de la IMG propuesta queda limitado a 4,14 kWp por una restricción en el área disponible en la azotea del edificio consecuencia de la disposición de ductos de ventilación del mismo y efectos de sombras de objetos cercanos como su sala de máquinas de ascensores, tanque de reserva de agua potable y la estructura del edificio vecino que comparte la fachada orientada a la trayectoria del sol hacia el noreste.

En Uruguay, si bien existe una normativa que regula las alturas de construcción por zona urbana, no tiene en consideración como podría afectar la producción de energía eléctrica de una futura IMG (instalación de micro-generación) fotovoltaica a instalarse en su azotea durante su vida útil.

Los proyectos de IMG fotovoltaica si bien pueden ser factibles económicamente y financieramente en determinadas condiciones de financiamiento vinculadas a la inversión inicial, requieren de un estudio muy cuidadoso tanto en la etapa de diseño técnico como en la definición de las condiciones y plazos de financiación pues no todas las combinaciones de los valores que pueden tomar los parámetros hace posible su viabilidad económica y financiera, más allá de las dificultades mencionadas relativas a la normativa. Significa que una vez definidas las condiciones en que se logra la factibilidad económica requiere encontrar las condiciones de crédito que permitan lograr la factibilidad financiera.

En este sentido resulta fundamental realizar un análisis de sensibilidad a los diversos parámetros que pueden afectar su factibilidad económica y financiera. Adicionalmente a los análisis de sensibilidad habituales en este caso se agrega la incertidumbre en el precio de remuneración de la energía producida que resulta excedente y es inyectada a la red de baja tensión. En este TFM se pudo comprobar que la energía inyectada a la red de baja tensión es sensiblemente menor a la que se consume directamente del generador fotovoltaico (valoradas ambas a la tarifa que tiene el suscriptor durante los primeros 10 años y al C_{mg} afectado de un factor inicial y una tasa interanual de crecimiento para los años restantes del proyecto y se pueden considerar como un ingreso) y no afecta los resultados del análisis económico-financiero. Recordemos que el Decreto 173/010 y sus modificaciones requieren que la E_{grid} sea menor o igual que la E_{load} del edificio, siendo en este caso E_{grid} sensiblemente menor que E_{load}.

11. FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

Se podría analizar qué interés pudieran tener las entidades financieras (Bancos) en ofrecer una línea de crédito especial para la financiación de hasta el 70% de la inversión inicial para los edificios que son clientes habituales del mismo para los pagos de sus gastos comunes.

La Normativa también puede representar un tema susceptible de mejora si se desea que las IMG tengan un importante desarrollo como lo ha tenido a nivel empresarial con la Ley de Promoción de Inversiones, mejorando los beneficios fiscales a que pudieran acceder los edificios ya que no tienen la forma jurídica que puede tener una empresa que le permite acceder a varios beneficios fiscales como IRAE entre otros.

Una forma de potenciar las IMG en nuevos edificios a construir sería incluirlos como parte de un proyecto que califique dentro de la Ley de Promoción de Inversiones donde la IMG forma parte de la inversión global donde aplican todas las exoneraciones fiscales incluyendo IRAE y donde la IMG pasa a ser marginal en la inversión en este contexto.

A efectos de mejorar la normativa que regula las alturas de construcción e incorporar una mejora que permita consideración la localización de un nuevo edificio como parte de un entorno ya construido para tener en cuenta todos los aspectos relacionados a la implementación de una IMG fotovoltaica de forma que no afecte la producción de energía durante la vida útil del proyecto. La Sociedad de Arquitectos del Uruguay podría colaborar junto la Cámara de la Construcción, los Municipios y Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente para encontrar una solución en este sentido.

12. TERMINOLOGÍA Y SÍMBOLOS EN FOTOVOLTAICA

A_c (m²)= Superficie de la célula solar.

$\alpha I_{MOD, SC}$ = Coeficiente de temperatura de la intensidad de cortocircuito de módulo fotovoltaico (mA/°C).

$\beta I_{MOD, OC}$ = Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto de módulo fotovoltaico (mV/°C).

$\gamma I_{MOD, P_{MAX}}$ = Coeficiente de temperatura de la potencia máxima de módulo fotovoltaico (%/°C).

η = Eficiencia de conversión de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

η_{STC} = Eficiencia de conversión de la célula solar en condiciones estándares de medida.

G (W/m^2) = Irradiancia incidente.

GFV = Generador Fotovoltaico.

G_{STC} (W/m^2) = Irradiancia en condiciones estándares de medida ($1000 Wm^{-2}$).

$I_M(A)$ = Corriente del punto de máxima potencia de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$I_{M, STC}(A)$ = Corriente del punto de máxima potencia de la célula solar para condiciones estándares de medida.

$I_{MOD, M}(A)$ = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$I_{MOD, M, STC}(A)$ = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándares de medida.

$I_{MOD, SC}(A)$ = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$I_{MOD, SC, STC}(A)$ = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para condiciones estándares de medida.

$I_{SC}(A)$ = Corriente de la célula solar en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$I_{SC, STC}(A)$ = Corriente de la célula solar en cortocircuito para condiciones estándares de medida

$N_{rama, s}$ = Número módulos fotovoltaicos en serie por rama de módulos.

$D_{rama, p}$ = Número de ramas de módulos fotovoltaicos en paralelo.

$N = N_{rama, s} \times N_{rama, p}$ = Número total de módulos fotovoltaicos.

$P_M(W)$ = Potencia de la célula solar operando en el punto de máxima potencia para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$P_{M, STC}(W)$ = Potencia nominal de la célula solar en condiciones estándares de medida

Autor: Fernando Fontana Giacosa

$P_{MOD, M}(W)$ = Potencia del módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$P_{MOD, M, STC}(W)$ = Potencia nominal del módulo fotovoltaico en condiciones estándares de medida.

$SGFV$ = Sistema de Generación Fotovoltaico.

$SFCR$ = Sistema Fotovoltaico Conectado a Red.

$SUBGEN$ = Subgenerador fotovoltaico.

$Ta(K)$ = Temperatura ambiente (también es común expresarla en °C)

$Tc(K)$ = Temperatura de la célula solar (también es común expresarla en °C)

$TONC(K)$ = Temperatura de operación nominal de la célula solar.

$V(V)$ = Tensión de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_M(V)$ = Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_{M, STC}(V)$ = Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar en cortocircuito para condiciones estándares de medida.

$V_{MOD, M}(V)$ = Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_{MOD, M, STC}(V)$ = Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándares de medida.

$V_{MOD, OC}(V)$ = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_{MOD, OC, STC}(V)$ = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para condiciones estándares de medida.

$V_{OC}(V)$ = Tensión en circuito abierto de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.

$V_{OC, STC}(V)$ = Tensión en circuito abierto de la célula solar para condiciones estándares de medida.

$V_T(V)$ = Voltaje térmico de la célula solar.

13. TERMINOLOGÍA ECONÓMICA - FINANCIERA

FV_{IN} : Coste de la Inversión inicial (€)

FV_{AOM} : Coste de Operación y Mantenimiento anual del sistema FV (€)

E_{FV} : Producción anual de electricidad solar FV (kWh/año)

N: Vida útil del sistema (años)

DEPy: Amortización técnica o depreciación fiscal anual del sistema FV (€)

N_d : Período de amortización técnica o depreciación del sistema (años)

q: factor $1/(1+d) = 1/(1+CMPC)$

T: Tasa impositiva de impuesto a Sociedades (%)

ϵ_{pl} : Tasa de degradación de potencia del sistema FV.

e_{pFVOM} : Tasa de variación interanual de los costes de O y M del sistema FV (%).

d: Tasa de descuento nominal (%)

K_{pl} : factor $(1 - \epsilon_{pl})/(1+d)$

K_{FV} : factor $(1 + e_{pFVOM})/(1+d)$

VAN: Valor Actual Neto (€)

TIR: Tasa Interna de Rentabilidad (%)

DPBT: Plazo de recuperación con descuento (años)

LCOE: Coste normalizado de la electricidad – Levelised Cost of Electricity (€/kWh)

14. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

Apuntes del Curso 2016/2017 del Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica, Universidad Internacional de Andalucía

<https://eva.unia.es/course/index.php?categoryid=614>

PVSYST Photovoltaic Software

<http://www.pvsyst.com/en/>

MIEM –Marco Normativo - Decretos vinculados a la Micro-generación

http://www.dne.gub.uy/marco-normativo/-/asset_publisher/EcQWcSFuvAK9/content/decretos-vinculados-a-la-microgeneracion

Resoluciones vinculadas a la Micro-generación

<http://www.miem.gub.uy/web/energia/-/resoluciones-vinculadas-a-la-microgeneracion>

DNE - Guía para Micro-generación en Uruguay - Dirección Nacional de Energía

<http://www.dne.gub.uy/documents/10180/0/Gu%C3%ADa%20para%20microgeneraci%C3%B3n.?version=1.0&t=1351185640000>

Decreto N° 354-009 del 03.08.2009: Exoneraciones fiscales

<http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/N%C2%BA%20354-009%20del%2003.08.09%20-%20Exoneraciones%20fiscales>

MIEM - Leyes vinculadas a la Energía Eléctrica

<http://www.dne.gub.uy/marco-normativo/energia-electrica/leyes>

Leyes vinculadas a la Energía Solar

<http://www.miem.gub.uy/web/energia/-/leyes-vinculadas-a-la-energia-solar>

MESA SOLAR

<http://mesasolar.org.uy/marco-normativo/>

GENERACIÓN PRIVADA

Fuente: <http://portal.ute.com.uy/institucional/generaci%C3%B3n-privada>

Conexión de generación a la red de Distribución de Baja Tensión

<http://portal.ute.com.uy/institucional-generaci%C3%B3n-privada-conexi%C3%B3n-de-generaci%C3%B3n-la-red-de-distribuci%C3%B3n-de-baja-tensi%C3%B3n>

Requisitos, resoluciones y documentos relacionados a las Instalaciones de Micro-generadores

Resumen de vínculos a documentos:

 [Resolución Ministerial: Requisitos generales para la conexión de instalaciones de micro-generación a la red de BT de UTE](#)

 [Resolución Ministerial - Modificaciones al régimen jurídico de la Micro-generación](#)

 [Resolución de UTE - RP 17.-9](#)

 [Requisitos Particulares Técnicos que deben cumplir instalaciones y equipos de micro-generación](#)

 [Formulario de Solicitud de Instalaciones de Micro-generación](#)

 [Convenio de conexión de instalaciones de micro-generación en Baja Tensión](#)

 [Declaración Jurada de cumplimiento de los requisitos técnicos de la instalación micro-generadora](#)

 [Documento de asunción de responsabilidad para micro-generadores](#)

 [Solicitud de habilitación para entrar en servicio instalación micro-generadora](#)

 [Acta de habilitación para entrar en servicio instalación micro-generadora](#)

 [Contrato de compra de energía eléctrica por parte de UTE a micro-generadores](#)

 [Tasas de conexión para suministros con instalaciones micro-generadoras](#)

ANEXOS

ANEXO 1: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÓDULOS FV

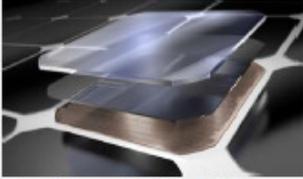


SunPower® X-Series Residential Solar Panels | X21-335-BLK | X21-345

More than 21% Efficiency
 Ideal for roofs where space is at a premium or where future expansion might be needed.

Maximum Performance
 Designed to deliver the most energy in demanding real-world conditions, in partial shade and hot rooftop temperatures.^{1,2,4}

Premium Aesthetics
 SunPower® Signature™ Black X-Series panels blend harmoniously into your roof. The most elegant choice for your home.



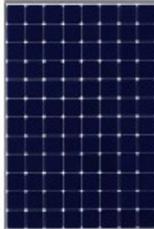
Maxeon® Solar Cells: Fundamentally better
 Engineered for performance, designed for durability.

Engineered for Peace of Mind
 Designed to deliver consistent, trouble-free energy over a very long lifetime.^{3,4}

Designed for Durability
 The SunPower Maxeon Solar Cell is the only cell built on a solid copper foundation. Virtually impervious to the corrosion and cracking that degrade conventional panels.³

Same excellent durability as E-Series panels.
 #1 Rank in Fraunhofer durability test.⁹
 100% power maintained in Atlas 25+ comprehensive durability test.¹⁰

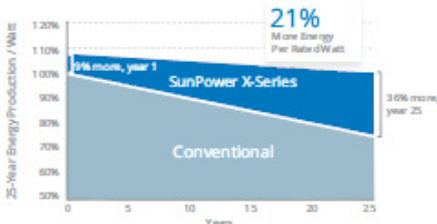
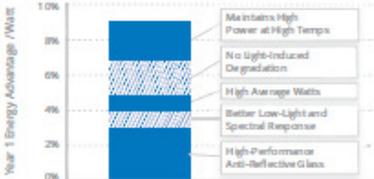
Unmatched Performance, Reliability & Aesthetics


SIGNATURE™ BLACK
 SPR-X21-335-BLK SPR-X21-345

Highest Efficiency⁵
Generate more energy per square foot
 X-Series residential panels convert more sunlight to electricity by producing 38% more power per panel¹ and 70% more energy per square foot over 25 years.^{1,2,3}

Highest Energy Production⁶
Produce more energy per rated watt
 High year-one performance delivers 8–10% more energy per rated watt.² This advantage increases over time, producing 21% more energy over the first 25 years to meet your needs.³

SUNPOWER®

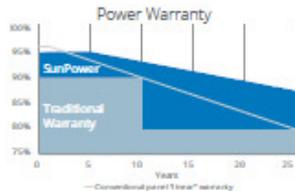
Datasheet

Autor: Fernando Fontana Giacosa

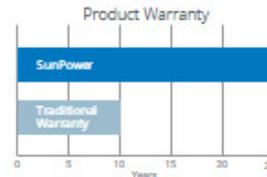


SunPower® X-Series Residential Solar Panels | X21-335-BLK | X21-345

SunPower Offers The Best Combined Power And Product Warranty



More guaranteed power: 95% for first 5 years,
 -0.4%/yr. to year 25²



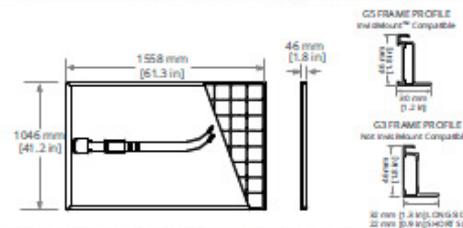
Combined Power and Product defect 25-year coverage^{*}

Electrical Data	SPR-X21-335-BLK	SPR-X21-345
	Nominal Power (P _{nom}) ¹	335 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency ²	21.0%	21.5%
Rated Voltage (V _{mpp})	57.3 V	57.3 V
Rated Current (I _{mpp})	5.85 A	6.02 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	67.9 V	68.2 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.23 A	6.39 A
Max. System Voltage	600 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.29% / °C	
Voltage Temp Coef.	-167.4 mV / °C	
Current Temp Coef.	2.9 mA / °C	

Tests And Certifications	
Standard Tests ¹³	UL1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163, PV Cycle
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Silver (eligible for LEED points) ¹⁴
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V ⁹
Available Listings	UL, TÜV, JET, MCS, CSA, PSEC, CEC

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class A+
Solar Cells	96 Monocrystalline Moxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, MC4 compatible
Weight	41 lbs (18.6 kg)
Max. Load	G5 Frame: Wind: 62 psf, 3000 Pa front & back Snow: 125 psf, 6000 Pa front
	G3 Frame: Wind: 50 psf, 2400 Pa front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)

REFERENCES:
 1 All comparisons are SPR-X21-345 vs. a representative conventional panel: 250 W, approx. 1.6 m², 15.3% efficiency.
 2 Typically 8-10% more energy per watt, BEW/DONV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
 3 SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel. Carpezz, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Q1-2015.
 4 "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, May 2015. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
 5 Highest of over 3,200 silicon solar panels, Photon Module Survey, Feb 2014.
 6 1% more energy than E-Series panels, 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies), Photon International, Feb 2013.
 7 Compared with the top 15 manufacturers. SunPower Warranty Review, May 2015.
 8 Some restrictions and exclusions may apply. See warranty for details.
 9 X-Series same as E-Series, 5 of top 8 panel manufacturers tested in 2013 report, 3 additional panels in 2014. Ferrara, C., et al. "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 2," Photovoltaics International, 2014.
 10 Compared with the non-stress-tested control panel. X-Series same as E-Series, tested in Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
 11 Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C), NREL calibration Standard. SOMS current, LACCS FF and voltage.
 12 Based on average of measured power values during production.
 13 Type 2 fire rating per UL1703:2013, Class C fire rating per UL1703:2002.
 14 See salesperson for details.



G5 frames have no mounting holes. Please read the safety and installation guide.

Document # 50482B Rev F,ATR_US

See www.sunpower.com/facts for more reference information.
 For more details, see extended datasheet: www.sunpower.com/datasheets.

©December 2016 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, MAXEON, SIGNATURE and InvisMount are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

SUNPOWER®

ANEXO 2: ESPECIFICACIONES DE INVERSORES MONOFÁSICOS

FRONIUS ESPAÑA

Introducir el concepto de búsqueda

Perfect Welding
Solar Energy
Perfect Charging
La Empresa

Home / Solar Energy / Productos / Inversores de conexión a red / Fronius IG / Fronius IG 15 / 20 / 30

Fronius IG

- ▶ Fronius IG 15 / 20 / 30
- ▶ Fronius IG 40 / 60 HV
- ▶ Fronius IG Outdoor

Fronius IG 15 / 20 / 30

Fiable serie de inversores fotovoltaicos

Potente, de fácil manejo y altamente fiable, la serie Fronius IG se muestra en un tamaño muy compacto. Preparado para cualquier tamaño de instalación, por supuesto, especialmente adecuado para instalaciones más pequeñas, por ejemplo, para casas familiares. Los diferentes tipos de inversores pueden combinarse libremente. El sofisticado control del procesador en combinación con el potente transformador AF permite aprovechar la máxima ganancia de energía con todos los tipos de módulos.

ESTE EQUIPO SE HA DEJADO DE FABRICAR Y COMERCIALIZAR. INFORMACIÓN TÉCNICA VÁLIDA PARA EQUIPOS YA INSTALADOS/VENDIDOS.

▶ Datos técnicos

▶ Características de equipamiento

▶ Tecnología

Datos técnicos

Fronius IG	15	20	30
Datos de entrada			
Rango de tensión MPP	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V
Máx. tensión de entrada (con 1.000 W/m ² , -10°C)	500 V	500 V	500 V
Potencia de la instalación fotovoltaica	1.300 - 2.000 Wp	1.800 - 2.700 Wp	2.500 - 3.600 Wp
Máx. corriente de entrada	10,8 A	14,3 A	19 A
Datos de salida			
Potencia nominal CA	1.300 W	1.800 W	2.500 W
Máx. potencia de salida	1.500 W	2.000 W	2.650 W
Máx. rendimiento	94,2 %	94,3 %	94,3 %
Rendimiento europeo	91,4 %	92,3 %	92,7 %
Rango de tensión / frecuencia	230 V / 50 Hz (60 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3,5 %		
Factor de potencia	1		
Consumo nocturno	< 1 W		
Datos generales			
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	366 x 344 x 220 mm (500 x 435 x 225 mm)		
Peso	9 kg (12 kg)		
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada		
Tipo de protección	IP 21 (IP 45)		
Margen de temperatura ambiente	- 20 - +50° C		
Humedad de aire admisible	0 - 95 %		
Dispositivos de seguridad			
Medición del aislamiento CC	Advertencia/desconexión (según configuración de país) con Riso <500 kOhm/mis		
Protección contra polaridad invertida	Integrado		
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia		

Reservado el derecho a modificaciones técnicas.

The screenshot shows the website for Fronius España. At the top, there is a navigation bar with the company logo and a search bar. Below the navigation bar, there are several menu items: "Perfect Welding", "Solar Energy", "Perfect Charging", and "La Empresa". The main content area features a breadcrumb trail: "Home / Solar Energy / Productos / Inversores de conexión a red / Fronius IG / Fronius IG 15 / 20 / 30".

On the left side, there is a dropdown menu for "Fronius IG" with sub-items: "Fronius IG 15 / 20 / 30", "Fronius IG 40 / 60 HV", and "Fronius IG Outdoor". Below the menu are social media icons for YouTube, LinkedIn, Facebook, and Twitter.

The main heading is "Fronius IG 15 / 20 / 30". Below the heading is an image of the inverter with a "Zoom" button underneath it. To the right of the image, there is a text block: "Fiable serie de inversores fotovoltaicos" followed by a paragraph describing the product's features. Below this, there is a warning: "ESTE EQUIPO SE HA DEJADO DE FABRICAR Y COMERCIALIZAR. INFORMACIÓN TÉCNICA VÁLIDA PARA EQUIPOS YA INSTALADOS/VENDIDOS."

At the bottom of the page, there are two columns of information. The left column has a "Datos técnicos" section and a "Características de equipamiento" section. The right column has a "Características de equipamiento" section with a list of features: "Pantalla LCD de Fronius", "Transformador AF", and "Module Manager".

At the very bottom, there is a "SHARE" button with social media icons and a "Imprimir" button with a printer icon. There is also a link to "Al inicio de la página".

FRONIUS ESPAÑA | Introducir el concepto de búsqueda

Perfect Welding | **Solar Energy** | Perfect Charging | La Empresa

Home / Solar Energy / Productos / Inversores de conexión a red / Fronius IG / Fronius IG 15 / 20 / 30

Fronius IG

- Fronius IG 15 / 20 / 30
- Fronius IG 40 / 60 HV
- Fronius IG Outdoor

Zoom

Fronius IG 15 / 20 / 30

Fiable serie de inversores fotovoltaicos

Potente, de fácil manejo y altamente fiable, la serie Fronius IG se muestra en un tamaño muy compacto. Preparado para cualquier tamaño de instalación, por supuesto, especialmente adecuado para instalaciones más pequeñas, por ejemplo, para casas familiares. Los diferentes tipos de Inversores pueden combinarse libremente. El sofisticado control del procesador en combinación con el potente transformador AF permite aprovechar la máxima ganancia de energía con todos los tipos de módulos.

ESTE EQUIPO SE HA DEJADO DE FABRICAR Y COMERCIALIZAR. INFORMACIÓN TÉCNICA VÁLIDA PARA EQUIPOS YA INSTALADOS/VENDIDOS.

Datos técnicos

Características de equipamiento

Tecnología

Tecnología

Conmutación del Transformador AF

La tecnología que usan los Inversores Fronius está basada en el uso de transformadores de Alta Frecuencia. La conmutación automática del transformador hace que éste tenga tres puntos de máxima eficiencia a distintas tensiones del campo fotovoltaico. El resultado: un alto nivel de eficiencia constante en todo el rango de tensiones de entrada, resultando así mayores los Ingresos. Otras ventajas debidas al uso de transformadores de Alta Frecuencia son un diseño ligero del Inversor debido al menor peso, un alto nivel de eficiencia debido a la disminución de pérdidas en el bobinado, y seguridad gracias al aislamiento galvánico que proporciona a la instalación.

Concepto de cambio de circuitos impresos

El diseño de nuestros Inversores tiene en cuenta desde un principio el sencillo concepto de cambio de circuitos impresos. De este modo nuestros Fronius Service Partner tienen la herramienta perfecta para solucionar posibles incidencias de la forma más rápida y eficaz existente en el mercado.

Interface WLAN integrado

Es muy importante para Fronius que el sistema de monitorización se caracterice por ser sencillo y fácil de usar. Con el Fronius Datamanager, nos convertimos en el primer fabricante de Inversores en ofrecer un interface WLAN integrado en el propio Inversor. El Inversor se conecta a Internet sin cables adicionales, y garantiza una perfecta visualización del funcionamiento del sistema FV.

ANEXO 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS INTERRUPTORES DC

S800PV-S

Photovoltaic String Protection



2CCP413246F001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack-aging unit
5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	7612271210939	0.49	1
5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	7612271210946	0.49	1
5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	7612271210953	0.49	1
5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	7612271210960	0.49	1
5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	7612271210977	0.49	1
5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	7612271210984	0.49	1
5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	7612271210991	0.49	1
5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	7612271211004	0.49	1
5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	7612271211011	0.49	1
5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	7612271211028	0.49	1
5	100	S802PV-S100	2CCP842001R1829	7612271214968	0.49	1
5	125	S802PV-S125	2CCP842001R1849	7612271214999	0.49	1



2CCP413247F001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack-aging unit
5	10	S803PV-S10	2CCP843001R1109	7612271211035	0.74	1
5	13	S803PV-S13	2CCP843001R1139	7612271211042	0.74	1
5	16	S803PV-S16	2CCP843001R1169	7612271211059	0.74	1
5	20	S803PV-S20	2CCP843001R1209	7612271211066	0.74	1
5	25	S803PV-S25	2CCP843001R1259	7612271211073	0.74	1
5	32	S803PV-S32	2CCP843001R1329	7612271211090	0.74	1
5	40	S803PV-S40	2CCP843001R1409	7612271211097	0.74	1
5	50	S803PV-S50	2CCP843001R1509	7612271211103	0.74	1
5	63	S803PV-S63	2CCP843001R1639	7612271211110	0.74	1
5	80	S803PV-S80	2CCP843001R1809	7612271211127	0.74	1
5	100	S803PV-S100	2CCP843001R1829	7612271214975	0.74	1
5	125	S803PV-S125	2CCP843001R1849	7612271215002	0.74	1



2CCP413248F001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Pack-aging unit
5	10	S804PV-S10	2CCP844001R1109	7612271211134	0.98	1
5	13	S804PV-S13	2CCP844001R1139	7612271211141	0.98	1
5	16	S804PV-S16	2CCP844001R1169	7612271211158	0.98	1
5	20	S804PV-S20	2CCP844001R1209	7612271211165	0.98	1
5	25	S804PV-S25	2CCP844001R1259	7612271211172	0.98	1
5	32	S804PV-S32	2CCP844001R1329	7612271211189	0.98	1
5	40	S804PV-S40	2CCP844001R1409	7612271211196	0.98	1
5	50	S804PV-S50	2CCP844001R1509	7612271211202	0.98	1
5	63	S804PV-S63	2CCP844001R1639	7612271211219	0.98	1
5	80	S804PV-S80	2CCP844001R1809	7612271211226	0.98	1
5	100	S804PV-S100	2CCP844001R1829	7612271214982	0.98	1
5	125	S804PV-S125	2CCP844001R1849	7612271215019	0.98	1

ANEXO 4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS INTERRUPTOR AC



Interruptores automáticos para la distribución de potencia



A1 125A - Fijo (F) 4 polos - Terminales anteriores (F) - Mantenimiento 100% In a 50°C					
Relé termomagnético - TMF Icu (415 V)					
1SDA...R1					
In	I ₃	A (10kA)	B (18kA)	C (25kA)	N (36kA)
15	300	066524	066733	066745	066757 ⁽²⁾
16	300	068750	068751	068752	068753 ⁽²⁾
20	300	066525	066734	066746	066758
25	300	066526	066735	066747	066759
30	300	066527	066736	066748	066760
32	320	068761	068762	068763	068764
40	400	066528	066737	066749	066761
50	500	066529	066738	066750	066762
60	600	066530	066739	066751	066763
63	630	068772	068773	068774	068775
70	700	066531	066740	066752	066764
80	800	066532	066741	066753	066765
90	900	066533	066742	066754	066766
100	1000	066534	066743	066755	066767
125	1250	066535 ⁽¹⁾	066744 ⁽¹⁾	066756 ⁽¹⁾	066768 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Desclasificación para un uso a 50°C; ⁽²⁾ 30kA

ANEXO 5: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE FOTOVOLTAICO

Norma AENOR EA 0038 para cables eléctricos de utilización en circuitos fotovoltaicos, en particular para conexionado de placas o paneles fotovoltaicos, para una temperatura ambiente de 60°C y temperatura máxima del conductor 120°C:

Tabla C.1.1 – Intensidad máxima admisible en cables eléctricos para conexionado de placas o paneles fotovoltaicos

Sección mm ²	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

ANEXO 6: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE ALTERNA

Reglamento de Baja Tensión de UTE para conductores de PVC.

TABLA VI

Corriente admisible, en A, para cables con conductores de cobre aislados en PVC
 (Servicio Permanente) Temperatura ambiente 25 °C

Sección Nominal Mm ²	Conductor al aire libre PVC			
	Temperatura aire 25°C			
	2 unipolar	3 unipolar	1 bipolar	1 tri o trepolar
0,75	15	11	15	13
1	18	14	18	15
1,5	23	18	23	20
2	28	22	27	23
2,5	32	25	32	26
4	43	35	42	36
6	56	45	54	46
10	78	64	74	64
16	105	87	100	85
25	139	117	126	107
35	172	145	157	134
50	208	177	192	162
70	266	229	246	208
95	322	280	299	252
120	373	325	348	293

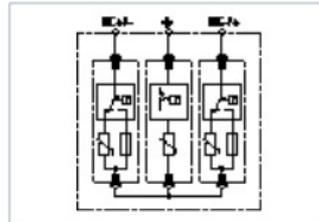
ANEXO 7: DESCARGADORES DC Y AC

DESCARGADORES EN DC

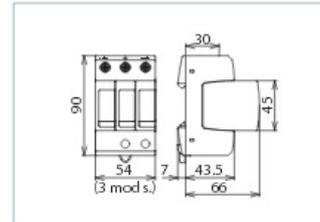
Descargador de sobretensiones – Tipo 2 para instalaciones fotovoltaicas

DEHNguard® modular (Y)PV SCI ...

DEHNguard M YPV SCI ...



Esquema del DG M YPV SCI ...



Dimensiones del DG M YPV SCI ...

Descargador de sobretensiones modular multipolo para instalaciones PV, con dispositivo de conmutación DC de 3 etapas.

- Unidad completa modular precableada para su uso en sistemas fotovoltaicos formado por pieza de base y módulos de protección enchufables
- Dispositivo combinado de desconexión y cortocircuito con aislamiento eléctrico seguro en el módulo de protección. Evita el riesgo de incendio causado por arcos de conmutación en continua (tecnología patentada SCI)
- Sustitución segura de los módulos de protección sin formación de arco voltaico gracias al fusible dc integrado

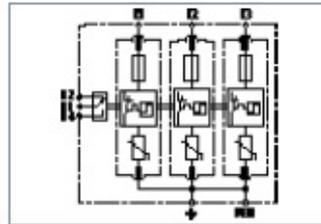
Tipo	DG M YPV SCI 150	DG M YPV SCI 600	DG M YPV SCI 1000	DG M YPV SCI 1200
Art.-Nr	952 513	952 511	952 510	952 512
DPS según EN 50539-11	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2
Máxima tensión PV (U_{PV})	≤ 150 V	600 V	≤ 1000 V	≤ 1200 V
Resistencia a cortocircuito (I_{SC})	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A
Corriente total de descarga (8/20 μ s) (I_{TOTA})	40 kA	40 kA	40 kA	30 kA
Corriente nominal de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) \rightarrow PE] (I_n)	10 kA	12.5 kA	12.5 kA	12.5 kA
Corriente máxima de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) \rightarrow PE] (I_{max})	20 kA	25 kA	25 kA	25 kA
Nivel de protección (U_p)	$\leq 0,8$ kV	$\leq 2,5$ kV	≤ 4 kV	$\leq 4,5$ kV
Nivel de protección con 5 kA (U_p)	$\leq 0,6$ kV	2 kV	$\leq 3,5$ kV	≤ 4 kV
Tiempo de respuesta (t_d)	25 ns	≤ 25 ns	≤ 25 ns	≤ 25 ns
Margen de temperatura de servicio (T_u)	-40 °C ... +80 °C			
Estado operativo / defectuoso	verde / rojo	verde / rojo	verde / rojo	verde / rojo
Número de puertos	1	1	1	1
Sección de conexión (min.)	1.5 mm ² rígido / flexible			
Sección de conexión (max.)	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm según EN 60715			
Material de la carcasa	termoplástico, color rojo, UL 94 V-0			
Lugar de instalación	interior	interior	interior	interior
Clase de protección	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Medidas de montaje	3 módulo(s), DIN 43880			
Certificaciones	KEMA, UL, CSA	KEMA, UL, CSA	KEMA, UL, CSA	KEMA, UL, CSA

Descargador de sobretensiones - Tipo 2

DESCARGADORES EN AC

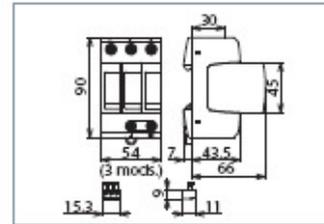
Descargador de sobretensiones – Tipo 2

DEHNgard® modular con fusible integrado



Esquema del DG M TNC CI ... FM

DEHNgard M TNC CI ... (FM)



Dimensiones del DG M TNC CI ... FM

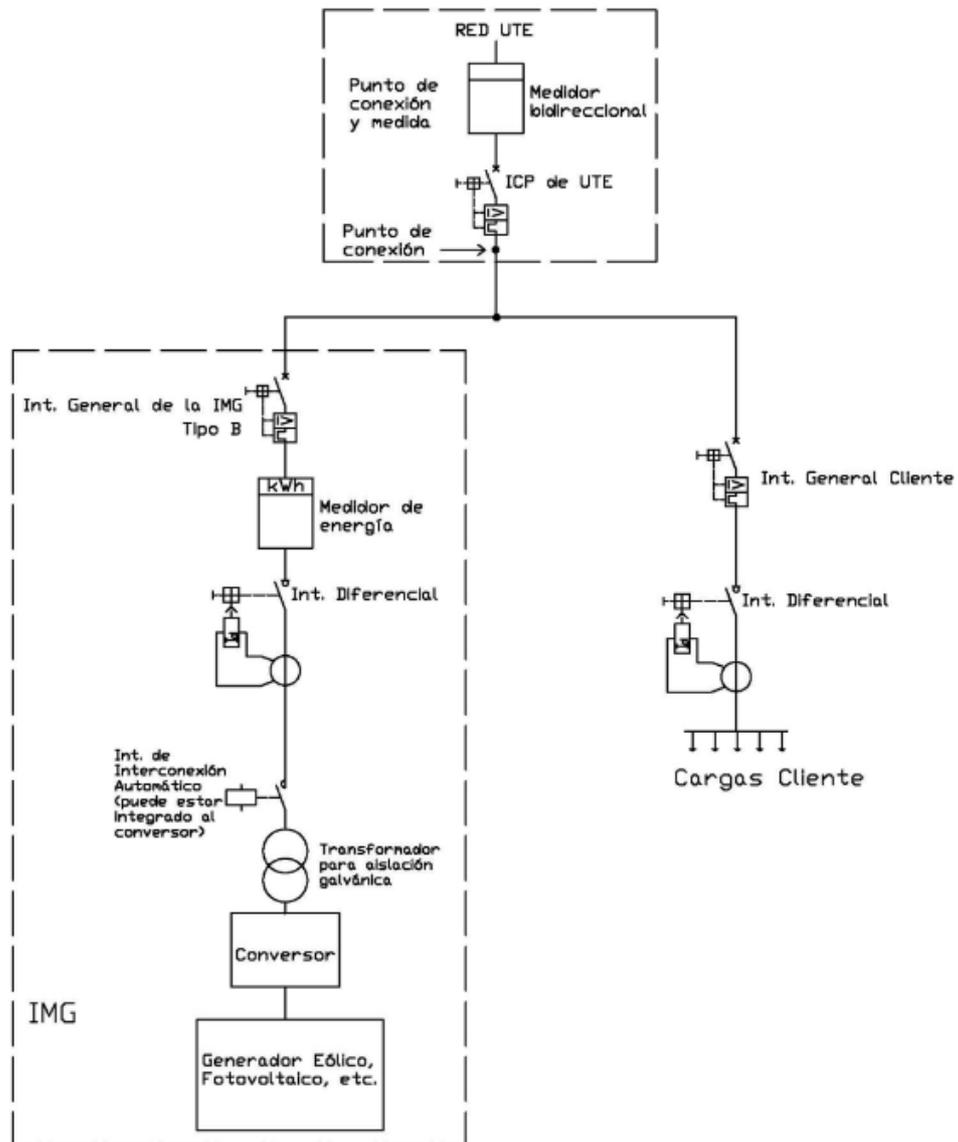
Descargador de sobretensiones modular para sistemas TN-C con fusible incorporado.

- Fusible integrado en el módulo de protección
- Unidad completa, totalmente cableada, compuesta por la pieza de base y módulos de protección enchufables
- Alta seguridad del descargador, mediante el dispositivo de vigilancia "Thermo-Dynamic-Control"

Tipo	DG M TNC CI 275	DGM TNC CI 275 FM
Art.-Nº.	952 304	952 309
DPS según EN 61643-11 / ... IEC 61643-11	Tipo 2 / Clase II	Tipo 2 / Clase II
Tensión nominal AC (U _n)	230 / 400 V (50 / 60 Hz)	230 / 400 V (50 / 60 Hz)
Máxima tensión permisible de servicio AC (U _c)	275 V (50 / 60 Hz)	275 V (50 / 60 Hz)
Corriente nominal de descarga (8/20 µs) (I _n)	12.5 kA	12.5 kA
Corriente nominal max. de descarga (8/20 µs) (I _{max})	25 kA	25 kA
Nivel de protección (U _p)	≤ 1.5 kV	≤ 1.5 kV
Nivel de protección con 5 kA (U _p)	≤ 1 kV	≤ 1 kV
Tiempo de respuesta (t _a)	≤ 25 ns	≤ 25 ns
Fusible previo max.	No se requiere	No requiere
Poder de corte de la protección interna de Back-Up	25 kA	25 kA
Resistencia a cortocircuito con fusible previo máximo (I _{scCR})	25 kA _{eff}	25 kA _{eff}
Tensión TDV (U _d) – Características	335 V / 5 s – soportado	335 V / 5 s – soportado
Tensión TDV (U _d) – Características	440 V / 120 min. – seguridad en fallo	440 V / 120 min. – seguridad en fallo
Margen de temperatura de servicio (T _u)	-40 °C ... +80 °C	-40 °C ... +80 °C
Estado operativo / defectuoso	Verde / rojo	Verde / rojo
Numero de puertos	1	1
Sección de conexión (min.)	1.5 mm ² rígido / flexible	1.5 mm ² rígido / flexible
Sección de conexión (max.)	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm	carril DIN 35 mm según EN 60715
Material de la carcasa	termoplástico, rojo, UL 94 V-0	termoplástico, rojo, UL 94 V-0
Lugar de instalación	interior	interior
Clase de protección	IP 20	IP 20
Medidas de montaje	3 módulo(s), DIN 43880	3 módulo(s), DIN 43880
Carificaciones	KEMA, VDE	KEMA, VDE
Contactos FM / Forma de los contactos	—	contacto conmutado
Potencia de conmutación AC	—	250 V / 0.5 A
Potencia de conmutación DC	—	250 V / 0.1 A; 125 V / 0.2 A; 75 V / 0.5 A
Sección de conexión para bornas FM	—	max. 1.5 mm ² rígido / flexible

Descargador de sobretensiones – Tipo 2

ANEXO 9: DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA FOTOVOLTAICO



<http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/institucional/c-28.pdf>