PUBLICACIÓN DEL COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS GRADUADOS E INGENIEROS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE ALICANTE

LA REVISTA

UNA REVISTA PENSADA PARA INGENIEROS Y CURIOSOS

Nº 124

INGENIERÍA BIOMÉDICA:

APLICACIÓN DE LAS REDES NEURONALES EN EL DIAGNÓSTICO DE ENFERMEDADES

PROYECTO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA VIABILIDAD DE UN AUTOCONSUMO

en una vivienda unifamiliar

Guillermo Antonio Gómez Orts
Profesor: Sergio Valero Verdú
(Universidad Miguel Hernández de Elche)
Trabajo Fin de Grado

Este artículo es un resumen del Trabajo fin de grado desarrollado por Guillermo Antonio Gómez y dirigido por el profesor Sergio Valero de la Universidad Miguel Hernández de Elche. En él se pretende abordar el estudio económico y el diseño técnico de una instalación solar fotovoltaica en una vivienda unifamiliar, concretamente sobre una pérgola situada en una vivienda unifamiliar en el Moralet, Alicante; la energía producida por dicha instalación será auto consumida por el conjunto de cargas de nuestra vivienda, la generación que no se consuma será almacenada en un sistema de acumuladores. Este sistema es complementario a la red eléctrica convencional que actualmente aporta el suministro de energía al establecimiento, y conllevará una reducción importante del consumo eléctrico facturado.

Este trabajo se realizó con anterioridad a la entrada en vigor del RD244/2019 por lo que el marco normativo que se aplicó para su diseño y redacción fue el del anterior concretamente el Real Decreto 900/2015/CE del 9 de octubre; que regula las condiciones técnicas, administrativas y económicas de las modalidades de suministro de energía para autoconsumo. No obstante, el Real Decreto 244/2019, que modifica algunas de las características de este tipo de instalaciones de autoconsumo pero que no entra en conflicto con diversos aspectos de diseño y dimensionamiento técnico de la instalación fotovoltaica.

Según queda descrito en el Real Decreto 900/2015 las instalaciones generadoras mediante energía solar conectadas a red quedarán clasificadas en dos tipos: las de tipo 1 o de autoconsumo instantáneo, es decir, sin venta de excedentes y las de tipo 2 que permiten la venta de los excedentes de energía y que se encuentran inscritas en el RAIPRE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica). Este trabajo por sus dimensiones se encuentra inscrito en la primera topología ya que La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW. Además, si la potencia contratada es igual o inferior a 10 kW, la instalación podrá quedar exenta de pagos por acceso o conexión a la red si dispone de un sistema de inyección cero. Por último, se debe disponer un contador de autoconsumo, este puede ser unidireccional y registrará la energía neta generada. Un contador independiente en el punto frontera y dependiendo el caso un contador que mida la energía consumida.

Los contadores contarán con los mismos requisitos de precisión y comunicación que los del punto de frontera del consumidor. También es posible la instalación de baterías para una reserva de energía entre el inversor de red y el contador de autoconsumo. En cuanto a la instalación de baterías están permitidas si comparten el equipo de medida de la generación neta o de la energía horaria consumida.

No obstante, en ambos casos, la potencia pico instalada en placas (conjunto de módulos fotovoltaicos que forman la instalación) de ha de ser igual o inferior a la potencia contratada del usuario con la compañía eléctrica, es necesario aclarar este apartado, pues hablamos de potencia de pico de paneles no de la potencia nominal del inversor.

ESTIMACIÓN CONSUMOS ELÉCTRICOS DIARIOS

En la electrificación de viviendas, la estimación de la energía consumida diariamente no resulta fácil pues intervienen multitud de factores que afectan al consumo final de electricidad: tamaño y composición de las familias, hábitos de los usuarios, capacidad para administrar la energía disponible, etc... De este modo, podemos estimar la energía media diaria consumida por el sistema, en ED (Wh/día), simplemente anotando los aparatos eléctricos que tenemos y sumando la potencia que demanda cada uno de ellos, información que podemos obtener en las fichas técnicas o en la parte trasera de cada uno de ellos. Además de tener en cuenta el consumo de energía de las cargas se incluirá las pérdidas de energía causadas por el autoconsumo de los equipos (regulador, inversor, etc.). La siguiente tabla muestra la estimación del consumo diario de la vivienda.

SERVICIO	UNIDADES	POTENCIA (W)	HORAS	ENERGÍA (WH)
Aire acondicionado	1	1000	8	8000
Piscina	1	1120	2	2240
Termo eléctrico	1	1200	3	3600
Luces comedor	4	20	4	320
Luces aseo	2	10	1	20
Luces cocina	4	20	4	320
Luces habitación	4	20	3	240
TV	1	100	3	300
Frigorífico	1	25	24	600
Horno	1	1500	1	1500
Cocina de inducción	1	350	1	350
Microondas	1	1200	0,5	600
Lavavajillas	1	750	1	750
Lavadora	1	750	1	750
Autoconsumo de los equipos	-	46	-	46
Total (Wh/día)				19636

Tabla 1: Estimación de los consumos eléctricos medios diarios

DIMENSIONADO DEL CAMPO GENERADOR

En este apartado se estudiará el diseño de la instalación fotovoltaica, comprobando como influyen sobre el rendimiento, la rentabilidad y el medio ambiente los principales parámetros energéticos que se derivan del emplazamiento elegido. Nos apoyaremos para ello de la base de datos PVGIS. El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño. Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc.

Imagen 1: Vista en planta de la vivienda y de la instalación fotovoltaica a instalar

Recordamos que nuestra instalación está en el Moralet, se trata de una casa rural en la avenida de los árboles. La finca tiene las siguientes coordenadas de latitud y longitud: (38°26'43" Norte, 0°34'18" Oeste). Esta ubicación resulta excelente por su elevada irradiación media a lo largo del año y por su situación rural que reduce en gran medida la posibilidad de incidencias de sombras del horizonte sobre nuestra pérgola. En nuestro caso, la orientación optima coincide con la de diseño pues la vivienda (y la pérgola sobre la que se instalarán los módulos) se encuentran perfectamente orientados al sur, por lo que el conocido como ángulo de azimut tendrá un valor α = 0°. Siendo Alpha, por tanto, el ángulo de orientación con respecto al sur geográfico.

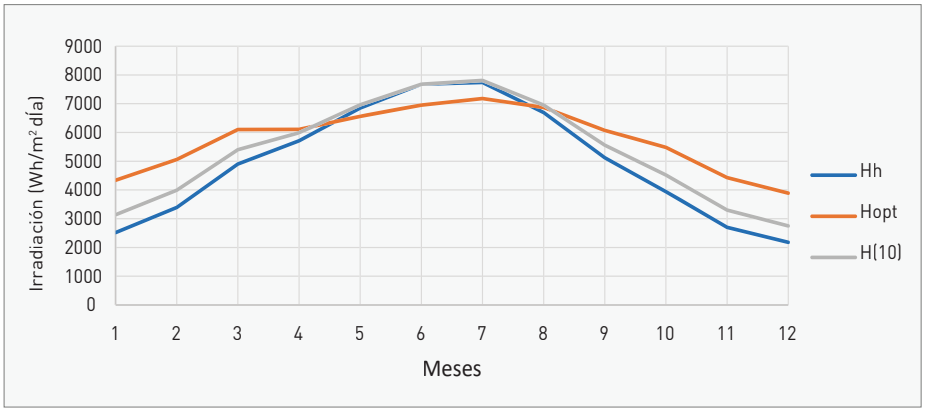
El cálculo de la inclinación óptima de los paneles solares se puede obtener mediante el método del "mes peor", considerando el mes de menor radiación captada sobre los paneles. Para utilizar este método ha de tenerse en cuenta dos variables debe definirse si la vivienda será utilizada solo en verano, solo en invierno o durante todo el año (como vivienda habitual) y la latitud del emplazamiento donde estarán situados los paneles solares. En este caso, la vivienda es de uso residencial habitual y no vacacional.

Partimos de una inclinación base de unos 10º que nos proporciona la cubierta de la pérgola. No obstante, estudiaremos teóricamente también la posibilidad de instalarlos a la inclinación óptima señalada por la aplicación PVGIS según coordenadas geográficas de nuestra instalación, resultando ser para la Avda. de los Árboles, en el Moralet (Alicante), de unos 35º.

En la siguiente gráfica podemos observar que la diferencia de irradiaciones que se obtienen entre la inclinación óptima y la inclinación base de 10º no son exageradas (siendo está incluso más adecuada debido a la mayor demanda energética en verano) y decidimos continuar el estudio de producción energética desde esta última.

La siguiente pregunta sería ***¿Qué potencia instalar?***

Hemos estimado un consumo medio anual de la vivienda de 7.200 kWh. Por otro lado, la generación estimada anual por kWp a instalar es de unos 1.500 kWh aproximadamente. Una primera aproximación de la potencia a instalar sería: 7200 /1500 = 4,8 kWp < 5 kWp por lo que según la definición de un autoconsumo Tipo 1 estaríamos exentos del pago de tasas, de acuerdo al RD900/2015.



Gráfica 1: Irradiaciones medias mensuales para distintas inclinaciones a lo largo de un año.
Hh: Irradiación en plano horizontal (Wh/m²día)
Hopt: irradiación en plano inclinado de forma óptima (Wh/m²día)
H(10): irradiación en plano con inclinación igual a 10º. (Wh/m²día)

CÁLCULO DE LA POTENCIA MÍNIMA Y PICO DEL GENERADOR

A continuación, hallaremos las Potencias mínima y pico que sería capaz de suministrar nuestro generador para el mes más desfavorable en términos de irradiación.

Extraemos el valor de $G_{dm(0)anual} = 4{,}96 \frac{kW}{m^2\,día}$ y suponemos un valor de K = 1,15.

A continuación, hallamos $G_{dm(\alpha,\beta)anual}$

$$G_{dm(\alpha,\beta)anual} = G_{dm(0)anual} * K * FI * FS$$

$$G_{dm(\alpha,\beta)anual} = 4{,}96 * 1{,}15 * 0{,}9592 * 0{,}975 = 5{,}3375 \frac{kW}{m^2\,día}$$

Determinamos el Performance Ratio de nuestra instalación de la manera siguiente:

$$PR = \frac{P_{Danual} * G_{CEM}}{G_{dm(\alpha,\beta)anual} * P_{mp}}$$

$$PR = \frac{19{,}6416 * 1}{5{,}3375 * 4{,}77}$$

$$PR = 0{,}771472$$

Dado:

$G_{CEM} = 1\ kW/m^2$

P_{mp}: Potencia pico del generador (kWp)

E_p: Energía producida expresada en kWh/día

$G_{dm(\alpha,\beta)}$: Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh/m^2\,día$ y en el que se hayan descontado las perdidas por sombreado.

Finalmente, y de acuerdo al Pliego de condiciones técnicas del IDEA, nos dice en el punto 3.4 que para calcular la Potencia mínima teórica del generador fotovoltaico emplearemos la siguiente expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D * G_{CEM}}{G_{dm(\alpha,\beta)anual} * PR}$$

Dado:

$G_{CEM} = 1\ kW/m^2$

P_{mp}: Potencia pico del generador (kWp)

E_D: Consumo expresado en kWh/día

$G_{dm(\alpha,\beta)}$: Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh/m^2\,día$ y en el que se hayan descontado las perdidas por sombreado.

$$P_{mp,min} = \frac{19{,}6416 * 1}{5{,}4712 * 0{,}7714} = 4{,}6529\ kWp$$

Es decir, unos 4,7 *kWp*

Pero no nos basta con saber la potencia mínima, sino que también queremos hallar la Pmp, pico que se generaría en estas condiciones, de este modo y sabiendo que es aproximadamente un 20% superior a la Pmp, min:

$$P_{mp,pico} = P_{mp,min} * 1{,}2 = 5{,}5835\ kWp$$

Unos 5,6 *kWp*

DETERMINACIÓN COEFICIENTE DE RENDIMIENTO DE NUESTRA INSTALACIÓN

Para calcular manualmente el coeficiente de rendimiento, hemos de utilizar la siguiente fórmula simplificada:

$$Coeficiente\ de\ rendimiento = \frac{Rendimiento\ real\ leido\ en\ kWh\ al\ año}{Rendimiento\ nominal\ calculado\ en\ kWh\ al\ año}$$

El rendimiento real de la instalación se lee al final del año en el contador de inyección.

El rendimiento nominal calculado al año está formado por los siguientes factores:

Período de estudio: 1 año

Irradiación solar medida en un año: 1948,1875 kWh/m^2

$$G_{dm(\alpha,\beta)diaria} * 365\ días = G_{dm(\alpha,\beta)anual} * K * FI * FS$$

$$5{,}3375 * 365 = 1948{,}1875\ kW/m^2$$

Superficie del generador de la instalación fotovoltaica: $29{,}397\,m^2 \approx 30\,m^2$

Valor total de irradiación absorbida en un año:

Valor de la irradiación en $\frac{kWh}{m^2}$ x superficie de la instalación en m^2

$$1948{,}1875 * 29{,}397 = 57270{,}86\ kWh$$

Rendimiento de los módulos fotovoltaicos: 16,5 %

Rendimiento nominal de la instalación:

$$57270{,}86 * 0{,}165 = 9449{,}69\ kW/m^2$$

Rendimiento real inyectado a la instalación:

$$Ed_{anual} = Ed_{diaria} * 365\ días$$

$$Ed_{anual} = 19{,}641667 * 365\ días$$

$$Ed_{anual} = 7169{,}2\ kWh$$

Coeficiente de rendimiento:

$$Coeficiente\ de\ rendimiento = \frac{Rendimiento\ real\ inyectado}{Rendimiento\ nominal}$$

$$Coeficiente\ de\ rendimiento = \frac{7169{,}2}{9449{,}69} = 0{,}77$$

Una vez conocido el coeficiente de rendimiento (PR) anual para una media de consumo de 19,64 *KWh/día* podemos elaborar la siguiente tabla:

MES	G_{dm} (0) [kWh/(m²·día)]	G_{dm} (α, β) [kWh/(m²·día)]	PR	E_D [kWh/día]
Enero	2,52	3,14	0,814538851	12,2
Febrero	3,39	3,99	0,814404985	15,5
Marzo	4,9	5,4	0,791986956	20,4
Abril	5,71	5,99	0,776976302	22,2
Mayo	6,85	6,96	0,765078677	25,4
Junio	7,68	7,68	0,753406709	27,6
Julio	7,74	7,81	0,743550305	27,7
Agosto	6,69	6,95	0,745064326	24,7
Septiembre	5,12	5,56	0,761654827	20,2
Octubre	3,94	4,52	0,77456819	16,7
Noviembre	2,7	3,3	0,800457404	12,6
Diciembre	2,18	2,75	0,800457404	10,5
Anual	4,96	5,3375	0,771475377	19,6416667

Tabla 2: Coeficiente de rendimiento Energía demandada

Este PR es una aproximación previa a la instalación del sistema de acumulación, es decir, corresponde al PR de un autoconsumo directo conectado a red. Con baterías el PR sería bastante menor en cada uno de los meses, llegando el PR anual a estar situado cerca de 0,6 o 0,65.

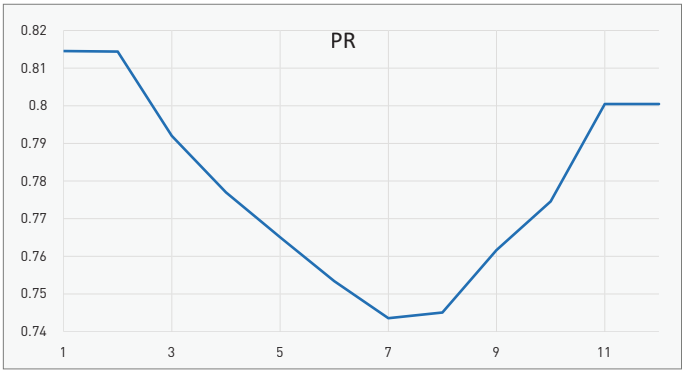


Ilustración 2: Variación del coeficiente de rendimiento durante un período de un año

CÁLCULO SIMULADO DE LA GENERACIÓN HORARIA MES A MES

Para calcular la producción anual de un sistema fotovoltaico, se parte de la media de irradiación solar recibida en una placa de potencia nominal 1 kW con una orientación respecto al sur (α) y una inclinación (β) determinadas.

En primer lugar, realizamos la simulación con una placa de 1000 W para cada hora del mes a una inclinación óptima de 35º y orientación Sur. Los valores resultan mayores sin embargo, para mejor aprovechamiento de los recursos existentes (nuestra pérgola) hemos preferido sacrificar un poco de energía por la seguridad de una instalación cuya inclinación sea la de la misma pérgola y no requiera de ninguna estructura de apoyo en vela.

Por último, adaptamos nuestra simulación a la inclinación real escogida para nuestra instalación (β=10º), de este modo podemos comparar los resultados de Energía obtenida en función del ángulo de inclinación seleccionado.

Datos de producción para una instalación de 4,8 kW sobre una pérgola con inclinación β=10º.

MONTH	Ed	Em	Hd	Hm
1	12,20	377	3,14	97,2
2	15,50	434	3,99	112
3	20,40	633	5,40	167
4	22,20	666	5,99	180
5	25,40	788	6,96	216
6	27,60	827	7,68	230
7	27,70	858	7,81	242
8	24,70	764	6,95	215
9	20,20	605	5,56	167
10	16,70	578	4,52	140
11	12,60	378	3,30	98,9
12	10,60	330	2,75	85,4
Year	19,70	598	5,34	163

Tabla 3: Datos extraídos de la web PVGIS Europa.
Ed: Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh);
Em: Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh);
Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²); Hm: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

El mes más desfavorable de radiación, observamos que es en diciembre con 2,75 kWh/m² día. De forma que podríamos dimensionar la instalación para las condiciones mensuales más desfavorables de insolación, y así asegurarnos de que cubrimos la demanda durante todo el año. En el proyecto se abordan ambos casos, pero el estudio anual resulta más representativo.

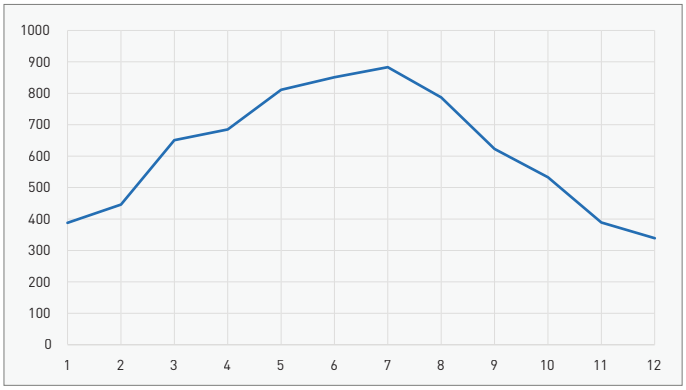


Ilustración 3: Producción eléctrica media mensual (kWh/mes)

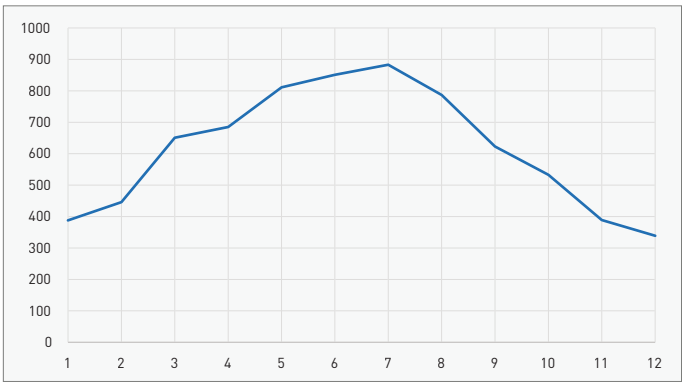


Ilustración 4: Irradiación media mensual (kWh/m²/mes)

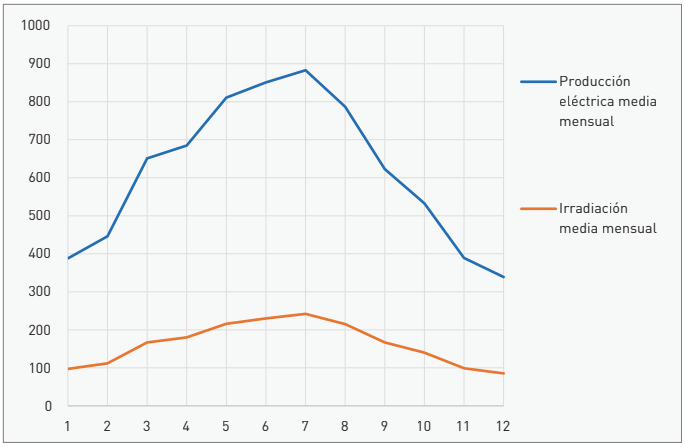


Ilustración 5: Comparativa: Irradiación-producción (kWh/m²/mes)

FACTORES DE PÉRDIDAS AMBIENTALES

Para ello tendremos en cuenta no solo la efectividad de los módulos fotovoltaicos a escoger sino también los posibles factores de pérdidas que puedan afectar al conjunto de nuestra instalación entre ellos, el factor de irradiación (FI) y el factor de sombras (FS).

Así el cálculo de nuestro factor de irradiancia queda cómo:

$$FI = 1 - [1{,}2x10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5x10^{-5} * \alpha^2]$$

$$FI = 1 - [0{,}00012 * (10 - 28{,}44)^2] = 0{,}9592$$

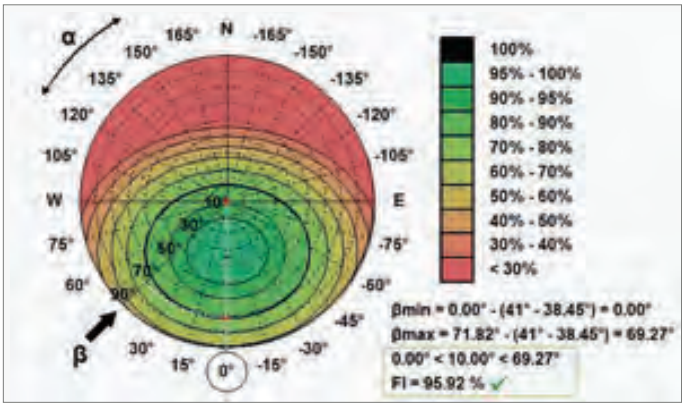


Ilustración 6: Factor de Irradiancia anual, inclinación 10º

Tomaremos el factor de irradiación como 0,9592 para los posteriores cálculos. Lo que supone unas pérdidas por irradiancia del 4.08% anualmente.

Procedemos al cálculo de nuestro factor de sombras, en este caso, utilizamos un programa de cálculo para la determinación de nuestro factor de sombras. Para obtener las pérdidas por sombras se toma el diagrama de trayectorias del sol correspondiente al emplazamiento de la instalación y se superpone el perfil de los obstáculos que generan sombras sobre los paneles, en nuestro caso, del horizonte.

A continuación, tras seleccionar la tabla que más se asemeje a las condiciones de inclinación y orientación seleccionados, se accede a la tabla correspondiente utilizando las letras y los números de las casillas cubiertas en el diagrama. Con ello se obtienen los valores del porcentaje de pérdidas correspondiente. Y en función de si las casillas del diagrama están total o parcialmente cubiertas se le aplicará un coeficiente de ponderación (0.25-0.5-0.75-1) a cada una antes de realizar el sumatorio de los valores obtenidos.

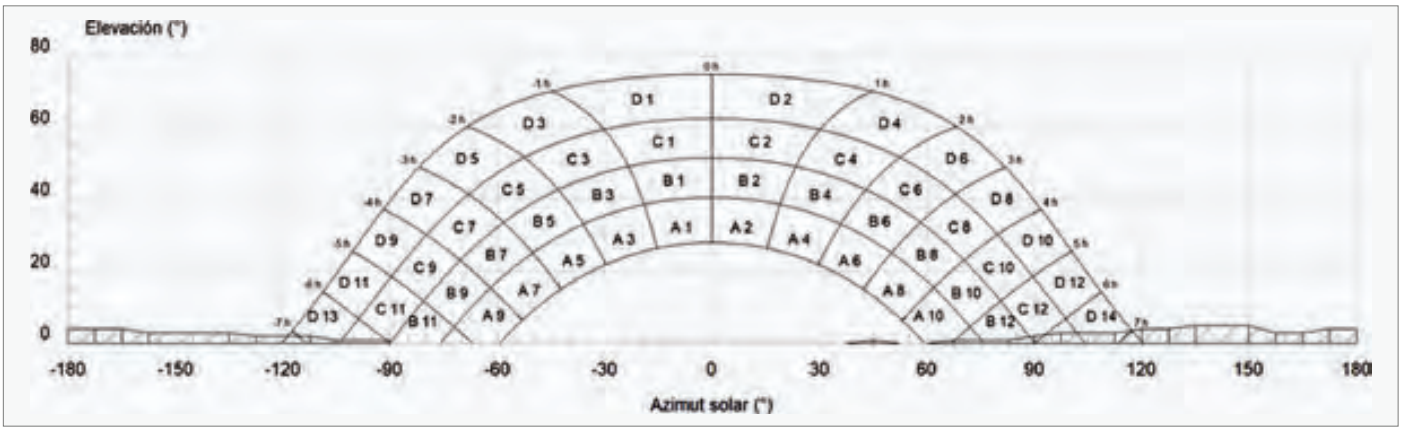


Ilustración 7: Diagrama de Sombras correspondiente a nuestra instalación

INCLINACIÓN 10,00º, ORIENTACIÓN 0,00 º			
Porción	Factor de llenado (real)	Pérdidas (%)	Contribución
A 10	0,00 (0,00)	0,05	0,00
B 11	0,00 (0,00)	0,01	0,00
B 12	0,00 (0,06)	0,02	0,00
C 11	0,00 (0,00)	0,18	0,00
C 12	0,00 (0,02)	0,15	0,00
D 13	0,00 (0,07)	0,18	0,00
D 14	0,25 (0,21)	0,17	0,025
		Total (%)	**0,027**

Tabla 4: Cálculo del porcentaje de pérdidas por Factor de sombras

TEMPERATURAS EXTREMAS

También a través de la misma base de datos PVGIS-CMSAF podemos determinar que las temperaturas mínimas extremas que sufrirá la instalación en invierno son de 5 ºC y las máximas en verano de 37 ºC.

De este modo en invierno:

INVIERNO	
Temperatura extrema invierno	5
TONC	44
Irradiancia media invierno	100
Temperatura paneles	8
Coeficiente de variación de Voc	-0,32
Coeficiente de variación de Vpmp	-0,42
Coeficiente de variación de Isc	0,05
Tensión circuito abierto	43,56
Intensidad cortocircuito	8,06
Tensión de máxima potencia	38,37
Voc salida panel	392,04
Isc salida panel	16,12
Vpmp salida panel	345,33

Tabla 5: Condiciones de funcionamiento en invierno

En verano:

VERANO	
Temperatura extrema verano	37
TONC	44
Irradiancia media invierno	1000
Temperatura paneles	67
Coeficiente de variación de Voc	-0,32
Coeficiente de variación de Vpmp	-0,42
Coeficiente de variación de Isc	0,05
Tensión circuito abierto	24,68
Intensidad cortocircuito	11,01
Tensión de máxima potencia	13,59
Voc salida panel	222,12
Isc salida panel	22,02
Vpmp salida panel	122,31

Tabla 6: Condiciones de funcionamiento en verano

CASOS EXTREMOS	Vpmp total	Voc total	Isc total
Invierno (5ºC)	345,33	392,04	16,12
Verano (37ºC)	122,31	222,12	22,02

Tabla 6: Comparativa de condiciones de funcionamiento

NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

De entre los posibles fabricantes que había en el mercado para diseñar el generador se ha optado por el siguiente módulo fotovoltaico de la marca Solaico: SL-606-265.

Para obtener el mínimo número de módulos que precisará nuestra instalación dividimos la Pmp, min entre la Potencia del módulo (265 W). De este modo:

$$\text{Nº mínimo de módulos} = \frac{\text{Pmp, min}}{\text{Pmódulo}} = \frac{4{,}6529}{0{,}265} = 17{,}558$$

Aproximadamente 18 módulos.

Dividimos la Pmp, pico/ P módulo para obtener el número de módulos máximo, de aquí extraemos:

$$\textit{Nº máximo de módulos} = \frac{\text{Pmp, pico}}{\text{Pmódulo}} = \frac{5{,}5835}{0{,}265} = 21{,}06$$

Aproximadamente 21 módulos.

Por tanto, habremos de escoger una cifra intermedia entre 18 y 20 módulos, además por cuestiones económicas decidimos que el número de módulos a instalar debe ser el menor posible. Finalmente, escogemos colocar 18 módulos solares en nuestra futura instalación.

CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS

Nuestro campo generador estará constituido por 18 módulos solares, que emplean células de tecnología silicio-cristalina (con un rendimiento declarado de 16,5 %). Más concretamente se utilizarán paneles de la marca Solaico y más exactamente el modelo SL 606 265 con una potencia pico máxima de 265 Wp. Las especificaciones eléctricas son para una radiación estándar de 1000 W/m^2 y a una temperatura de 25 *ºC*.

Potencia Máxima (PMAX)	260 WP
Tensión de Máxima de Potencia (VMP)	31,23 V
Corriente de Máxima de Potencia (IMP)	8,34 A
Tensión circuito Abierto (VOC)	38,12 V
Corriente cortocircuito (ISC)	8,91 A
Eficiencia del panel	16,50%

Tabla 8: Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico

A continuación, se detallan las características físicas de nuestro módulo fotovoltaico. Estas se dan contando ningún tipo de sujeción.

Altura	1648 mm
Anchura	991 mm
Profundidad	40 mm
Peso	22 Kg
Células fotovoltaicas por placa	60

Tabla 9: Especificaciones físicas del módulo fotovoltaico

Es ahora cuando nos preguntamos ¿cuál es el conexionado más idóneo para nuestra instalación?

En el trabajo se evalúan cuatro posibilidades, calculamos los distintos valores de tensión e intensidad que vendrían asociados a las distintas configuraciones de campo generador y así determinaremos cuál sería la configuración óptima.

Ramas Serie	3	Ramas Serie	2
Ramas Paralelo	6	Ramas Paralelo	9
Tensión total (Vpmp, total)	93,69	Tensión total (Vpmp, total)	62,46
Tensión oc (Voc, total)	114,36	Tensión oc (Voc, total)	76,24
L pmp (total)	50,04	L pmp (total)	75,06
L sc (total)	53,46	L sc (total)	80,19
Ramas Serie	6	Ramas Serie	9
Ramas Paralelo	3	Ramas Paralelo	2
Tensión total (Vpmp, total)	187,38	Tensión total (Vpmp, total)	281,07
Tensión oc (Voc, total)	228,72	Tensión oc (Voc, total)	343,08
L pmp (total)	25,02	L pmp (total)	16,68
L sc (total)	26,73	L sc (total)	17,82

Tabla 10: Comparativa de posibles conexionados

Escogemos la configuración de 2 ramas en paralelo y 9 en serie, pues presenta las menores intensidades posibles, lo cual se traduce en mayores garantías de seguridad para el usuario y mayores ahorros en cuanto a dispositivos de corte y protección.

Los cálculos realizados son los siguientes:

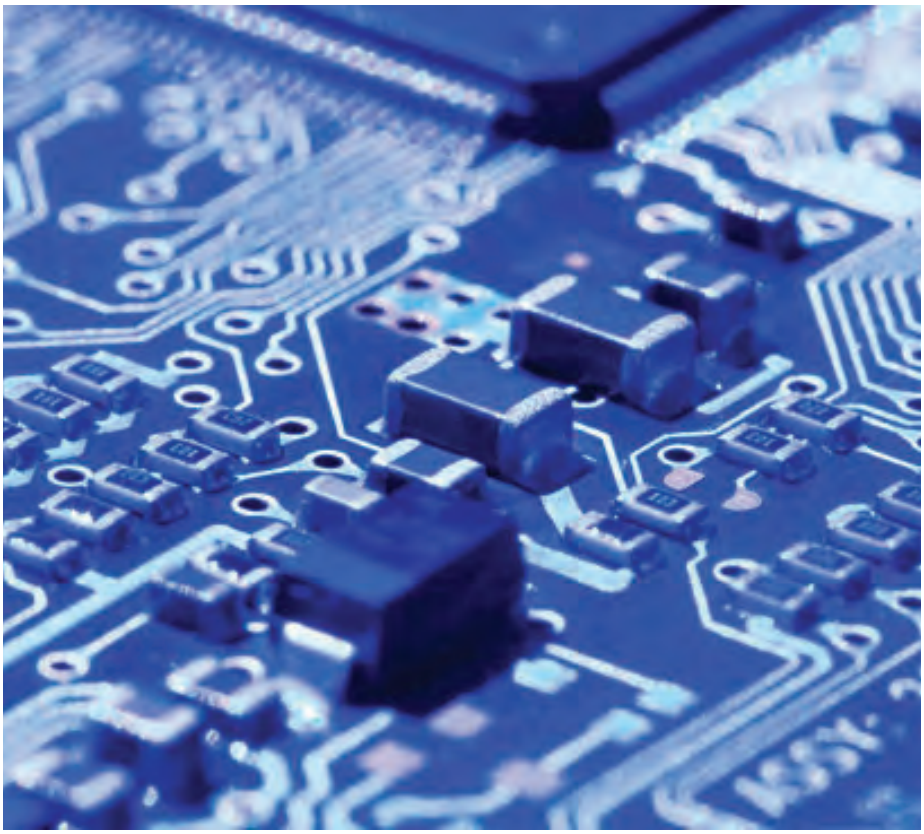
Vpmp (total) = Vpmp módulo x nº módulos serie = 31,23 x 9 = 281,07 (V)

Voc (total) = Voc módulo x nº módulos serie = 38,12 x 9 = 343,08 (V)

Ipmp (total) = Ipmp módulo x nº módulos paralelo = 8,34 x 2 = 16,68 (A)

Isc (total)= Isc módulo x nº módulos paralelo = 8,91 x 2 =17,82 (A)

Ilustración 8: Plano Detalle del conexionado de los módulos entre sí y del conexionado de las baterías e inversor



ELECCIÓN DEL INVERSOR/ REGULADOR-CARGADOR

Para la elección del futuro inversor y regulador-cargador se ha decidido la utilización de un único aparato que integre las funciones de estos tres equipos.

Consultamos entre los distintos modelos que se adaptan a los requerimientos de nuestro sistema y encontramos que la marca Master Power ofrece un Inversor Cargador modelo MF-OME-UM5KVA2 5000W 48V MPPT de 60A.

Con las siguientes especificaciones técnicas:

- Voltaje de entrada: 48V.
- Rango de voltaje seleccionable: 170-280 VAC (para ordenadores) 90-280 VAC (para electrodomésticos del hogar).
- Rango de frecuencia: 50Hz/60Hz (detección automática).
- Regulación del voltaje de salida (modo batería): 230 VAC ±5%.
- Potencia máxima (picos de arranque): 10.000VA.
- Eficiencia: 93%.
- Tiempo de transferencia: 10 ms (para ordenadores) 20 ms (para electrodomésticos).
- Tipo de onda: Onda sinusoidal pura.
- Tensión del equipo de baterías: 48V.
- Voltaje de carga en flotación: 54V.
- Protección por sobrecarga: 60V.
- Corriente de carga del regulador: 60A.
- Corriente de carga del cargador: 60A.
- Consumo de energía en stand-by: 2W.

Para la elección de este modelo de inversor se han tenido en cuenta las siguientes especificaciones tal y como aparecen reflejadas en el dorso del mismo aparato.

Modo Inversor:

- Poder nominal: 5000 VA/5000W
- Entrada DC: 48VDC, 118ª
- Salida AC: 230VAC, 50/60Hz, 22A

Modo cargador en alterna:

- Entrada AC: 230VAC, 50/60Hz, 35A
- Salida DC: 54VDC, Máx. 60A, normal 30ª
- Salida AC: 230VAC, 50/60Hz, 22ª

Modo cargador solar:

- Potencia nominal: 4000W
- Tensión de operación nominal: 240VDC
- Tensión de circuito abierto (VOC): 500VDC
- Rango de voltage MPPT: 120 – 450VDC

(Etiqueta especificaciones técnicas inversor)

JUSTIFICACIÓN ELECCIÓN DE NUESTRO INVERSOR

El rango de tensiones en el que el inversor puede trabajar oscila entre 120 y 450 V. Por tanto, trabajará perfectamente bajo cualquiera de las condiciones en las que se encuentren los paneles fotovoltaicos, ya que cuando los paneles estén entregando la máxima potencia, la tensión total que producirán en dicho punto de máxima potencia oscilará entre VMPP (5°C) = 345,33 V y VMPP (37°C) = 122,31 V, que está dentro del rango de tensiones.

Si los paneles están trabajando en condiciones invernales, como máximo suministrarán una tensión de circuito abierto de VOC (5°C) = 392,04 V que también se encuentra en el rango de tensión de funcionamiento del inversor. Por otro lado, cuando los paneles trabajen bajo condiciones de altas temperaturas, la tensión máxima de circuito abierto que ofrecerán será de VOC (37°C) = 222,12 V, que está también dentro del rango de tensiones.

La máxima tensión de entrada a módulos es de 500 VDC. Por tanto, cumple perfectamente los requerimientos técnicos de la instalación solar, ya que como máximo, los paneles solares suministrarán una tensión de circuito abierto de VOC (5°C) = 392,04 V bajo condiciones ambientales extremas.

La corriente máxima de entrada al inversor es de 30 A, este valor es superior a la máxima corriente proporcionada por los paneles solares de ISC (37°C) = 22,02 A, que será la producida en condiciones de cortocircuito a una temperatura ambiente de 37 °C.

La potencia nominal de paneles para la que está diseñado este inversor es 4 kWp, pero permite hasta un máximo de potencia de funcionamiento de paneles de 5 kWp, en el cual el rendimiento del inversor seguirá siendo máximo, ya que se supone que los paneles no entregarán la máxima potencia siempre.

El generador fotovoltaico en este caso suministrará una potencia de 4,77 kWp como

máximo, valor que está dentro del rango de potencias para que el inversor está dimensionado y en el caso de llegar a producir la máxima potencia, el inversor funcionará a pleno rendimiento. Lo que nos indica que el Inversor / Cargador escogido es más que apropiado para dar servicio a nuestro generador fotovoltaico durante la totalidad del año.

DIMENSIONADO ACUMULADORES (OPCIONAL)

Para garantizar el suministro ininterrumpido por parte de la instalación fotovoltaica, se suele recurrir a la instalación de acumuladores. El número de acumuladores necesario vendrá determinado por la tensión a la que trabajan las baterías, por su capacidad de descarga y por los días de autonomía del sistema.

Para el dimensionado del acumulador, se calculará el consumo medio diario en Ah/día como:

$$L_D = \frac{E_D\,(Wh/día)}{V_{NOM}\,(V)}$$

Donde V_{NOM} (V) es la tensión nominal del conjunto acumulador. Así obtenemos el consumo medio diario:

$$L_D = \frac{19636}{48} = 409{,}08\ Ah/día$$

El siguiente paso será el cálculo de la autonomía de nuestro acumulador.

$$Autonomía = \eta inv * \eta rb * \left(\frac{C20 * Pdmax}{L_D}\right)$$

Donde:

ηinv: rendimiento del inversor

ηrb: rendimiento del regulador-cargador de las baterías

C20: coeficiente de autodescarga

L_D: Consumo medio diario (*Ah/día*)

$$Autonomía = 0{,}98 * 0{,}95 * \left(\frac{649{,}6 * 0{,}7}{409{,}08}\right) = 1{,}0348$$

Por tanto, la autonomía del sistema es de entorno un día. Autonomía totalmente válida pues se trata de un autoconsumo conectado a red y no aislado.

PARÁMETRO	UNIDADES	VALOR	COMENTARIO
Pmp	kWp	4,77	Pmp<1,2*Pmp,min
C20	Ah	649,6	Capacidad nominal del acumulador
PDmáx		0,8	Profundidad de descarga máxima permitida por el regulador
ηinv		0,98	Rendimiento energético del inversor
ηrb		0,95	Rendimiento energético del regulador-acumulador
Vnom	V	48	Tensión nominal del acumulador
A	Días	1,1826981	Autonomía= ηinv*ηrb*(C20*Pdmax)/Ld
Ld	Ah	409,083333	Consumo diario de la carga (Ld= Ed/Vnom)
C20/ Isc	h	12,151141	C20/Isc<25
Lsc (Generador, CEM)	A	53,46	Intensidad de cortocircuito del módulo generador

Tabla 11: Especificaciones diseño final del sistema

ELECCIÓN Y DISPOSICIÓN DE LOS ACUMULADORES

Se ha decidido la utilización de 24 acumuladores o baterías de la marca Master Power, 5 UOPzS 625 con un voltaje nominal de 2 V.

La conexión de estas se realizará de modo que la tensión de trabajo sea coincidente con la tensión de funcionamiento del resto de los equipos (inversor/regulador-cargador).

Es por ello que, se colocaran 24 baterías de este modelo todas ellas conectadas en serie, pues según cálculos la tensión de trabajo de las baterías será igual al producto de su voltaje nominal por el número de acumuladores en serie, esto es:

$$V_{\substack{funcionamiento\\acumuladores}} = V_{\substack{nominal\\batería}} * \substack{baterías\\en\ serie}$$

$$V_{\substack{funcionamiento\\acumuladores}} = 2 * 24 = 48\ V$$

Resultando la tensión de funcionamiento en 48 V.

A continuación, se muestra una imagen del conexionado y disposición de las baterías:

Ilustración 9: Conexionado y disposición de las baterías

ESQUEMA UNIFILAR DE NUESTRA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED

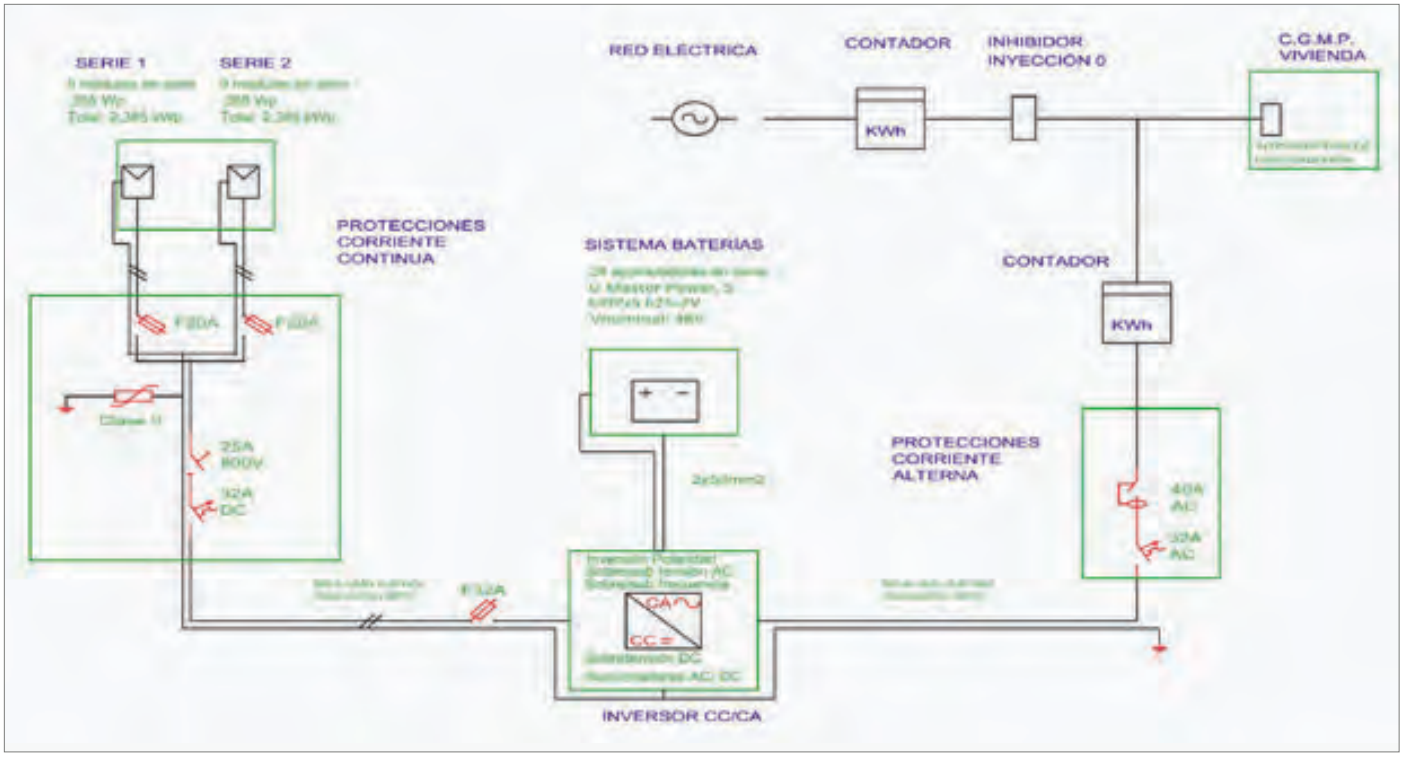


Ilustración 10: Esquema unifilar de nuestra instalación FV conectada a red

ANÁLISIS ECONÓMICO

COSTE TOTAL DE LA INSTALACIÓN

El presupuesto total al que asciende la instalación será de 13.734 € (IVA no incluido).

Si incluimos el IVA (21%) el montante total asciende a 16618,14 €.

Un dato importante que sirve para verificar si el coste de la instalación está situado en un valor razonable respecto a cómo se mueve el mercado es el coste por cada watio pico instalado (265W por placa).

$$Coste\ W_{pico} = \frac{\text{Total presupuesto}}{W_{pico}\ instalación}$$

$$Coste\ W_{pico} = \frac{13.734}{4.770}$$

$$Coste\ W_{pico} = 2{,}88\ €/W$$

El coste razonable tiene que estar entre los 3 €/W y los 4,5 €/W.

> La tarifa contratada a las compañías eléctricas puede variar el precio del KWh dependiendo del mercado

RENTABILIDAD

La tarifa contratada a las compañías eléctricas puede hacer que varíe el precio del KWh dependiendo de si lo contratan en mercado regulado o si está contratado en el mercado libre. En cualquier caso, este precio oscila entre 0,12061 €/kWh y 0,14755 €/kWh. Para calcular la rentabilidad existente escogeremos el caso más desfavorable y asumiremos que el precio es de 0,14755 €/kWh.

Según hemos calculado en nuestro proyecto, tenemos un consumo anual estimado de 19640 * 365 = 7168,6 Kw, por lo que el coste de nuestra energía será de 1057,72 €/año sin incluir el término fijo que incorpora la compañía eléctrica y el impuesto eléctrico, así como también el IVA:

$$Término\ fijo\ anual = \text{Potencia contratada} * 42{,}043426\ \frac{€}{kW * año}$$

$$Término\ fijo = 5{,}75\ kW * 42{,}043426\ \frac{€}{kW * año}$$

$$Término\ fijo\ anual = 241{,}75 €$$

$$Impuesto\ eléctrico\ anual = \left(Coste\ \frac{kW}{año} + Término\ fijo\right) * 5{,}11296942\%$$

$$Impuesto\ eléctrico = (1057{,}72 + 241{,}75) * 5{,}11296942\%$$

$$Impuesto\ eléctrico\ anual = 66{,}44 €$$

IVA anual = (*Coste kW anual + Término fijo anual + Impuesto eléctrico anual*) * 21%

IVA anual = (1057,72 + 241,75 + 66,44) * 21%

IVA anual = 286,84 €

Coste anual = *Coste kW + Término fijo + Impuesto eléctrico + IVA*

Coste anual = 1057,72 + 241,75 + 66,44 + 286,84

Coste anual = 1652,75 €

Sabiendo este precio y el coste que va a suponer la instalación, sabremos a partir de qué año va a ser rentable la misma y por tanto el ahorro que nos proporcionará:

AÑO	COSTE ACUMULADO EN €	AÑO	COSTE ACUMULADO EN €
1	1652,57	11	18178,27
2	3305,14	12	19830,84
3	4957,71	13	21483,41
4	6610,28	14	23135,98
5	8262,85	15	24788,55
6	9915,42	16	26441,12
7	11567,99	17	28093,69
8	13220,56	18	29746,26
9	14873,13	19	31398,83
10	16525,7	20	33051,4

Tabla 12: Estudio de costes acumulados

Entre el año 8 y 9 estará el precio del coste de la instalación amortizado. A partir de este periodo ahorraremos en el coste de nuestra factura de luz

Observamos que entre el año 8 y 9 estará el precio del coste de la instalación amortizado, indicando que a partir de este periodo ahorraremos en el coste de nuestra factura de luz frente a si estuviéramos contratados con una compañía eléctrica:

Ahorro instalación = *Coste compañía eléctrica a 20 años – Coste instalación*

Ahorro instalación = 33051,4 – 14274

Ahorro instalación = 18777,4 €

Ahora, con el objeto de remarcar el importante ahorro producido al realizar dicho tipo de instalación fotovoltaica de autoconsumo reflejamos el porcentaje de ahorro que representa a 20 años vista frente al presupuesto total de la instalación:

$$\text{Eficiencia ahorro} = \frac{\text{presupuesto total instalación}}{\text{ahorro instalación}}$$

$$\text{Eficiencia ahorro} = \frac{14274}{18777{,}4} * 100$$

Eficiencia ahorro = 76%