



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE RENDIMIENTO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y
RENTABILIDAD DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO
PARTICULARES ENFOCADO DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA
PROPIA INSTALACIÓN.**

Autor:

Antonio Aparicio Sáez-Bravo

Director:

Matías Juan Sánchez Mingarro

Madrid
Junio 2016

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. **Antonio Aparicio Sáez-Bravo**, como alumno de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA (COMILLAS) **DECLARA** ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Estudio de rendimiento, eficiencia energética y rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo particulares enfocado desde el punto de vista de la propia instalación, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.

- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la

legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 16 de Junio de 2016

ACEPTA

Fdo.....

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio de rendimiento, eficiencia energética y rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo particulares enfocado desde el punto de vista de la propia instalación,

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2015-2016 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: **Antonio Aparicio Sáez-Bravo**

Fecha: 16/ 6/ 2016

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: **Matías Juan Sánchez Mingarro**

Fecha: 16/ 6/ 2016

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.: **Fernando de Cuadra García**

Fecha: 16/ 6/ 2016

Agradecimientos

Como no podía ser de otra manera, nada de esto habría sido posible sin mi familia. A mi padre por ser un referente para mí en la vida, por saber darme consejos y empujones, a mi madre por estar siempre ahí en las buenas y en las malas, a mis hermanos por ser los pilares donde se basa mi esfuerzo y dedicación a esta carrera y a este proyecto. Y a mi abuela, por confiar en mí de forma incondicional.

En segundo lugar gracias a mi director de proyecto Matías por ofrecerme este proyecto que tanto me ha ilusionado y que ha completado mi formación académica. A ICAI y sus profesores por todo su tiempo y dedicación.

A María y a todos mis amigos, por todos los ánimos recibidos, todas las alegrías compartidas y porque con ellos quemo una etapa más de mi vida.

Y por último a Francisco, por haberme apoyado todo este año, por haberme dado la oportunidad de trabajar y aprender con él, por ello estaré siempre agradecido.

Gracias a todos porque no hay ingeniero sin su equipo.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

ESTUDIO DE RENDIMIENTO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y RENTABILIDAD DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO PARTICULARES ENFOCADO DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA PROPIA INSTALACIÓN.

Autor:

Antonio Aparicio Sáez-Bravo

Director:

Matías Juan Sánchez Mingarro

**Madrid
Junio 2016**

ESTUDIO DE RENDIMIENTO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y RENTABILIDAD DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO PARTICULARES ENFOCADO DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA PROPIA INSTALACIÓN.

Autor: Aparicio Sáez-Bravo, Antonio.

Director: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Entidad Colaboradora: Red Eléctrica de España (REE).

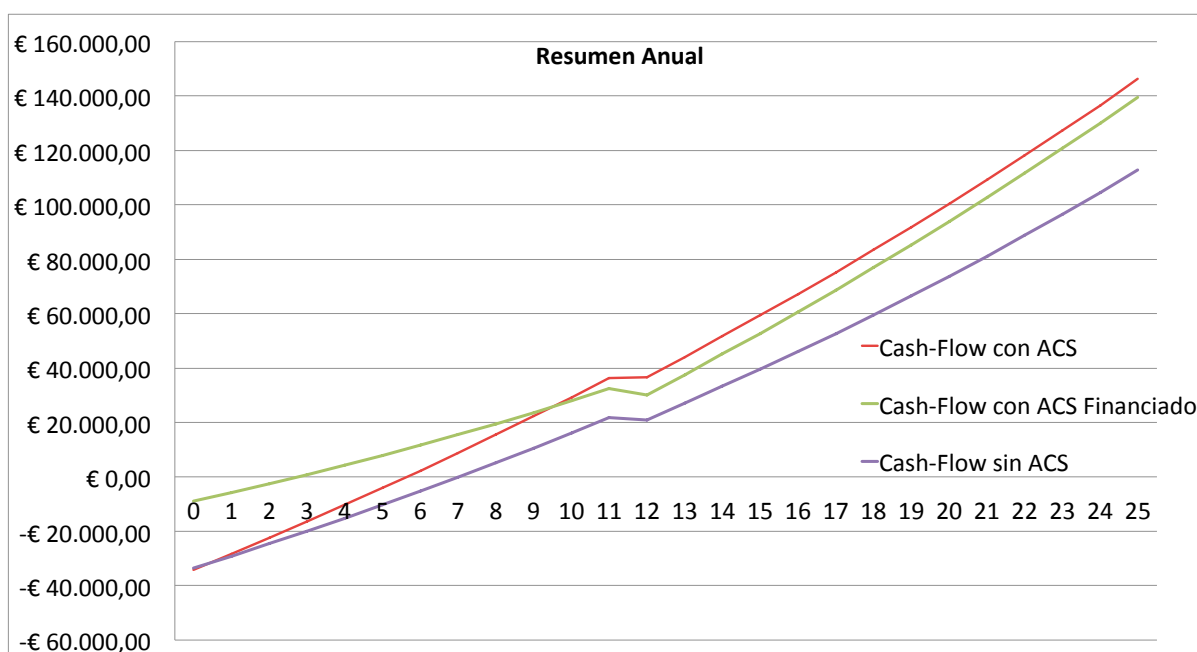
RESUMEN

Se presenta este proyecto como un análisis técnico y económico de los sistemas de autoconsumo desde la perspectiva de la instalación y su usuario. Con las subidas de precios de la energía, la tendencia hacia la generación distribuida, con el desarrollo de las tecnologías y el descenso de sus precios en las unidades fundamentales de las energías renovables, convierten al autoconsumo eléctrico en una opción de inversión para los consumidores.

El principal marco regulatorio actual es el Real Decreto 900/2015. Se habla en él de un cambio evolutivo en los flujos de energía de las redes, permitiendo el autoconsumo una disminución de pérdidas de transporte para el sistema eléctrico. El RD clasifica en dos tipos de modalidades, tipo 1 que se refiere a instalaciones no declaradas como instalación de producción y que no deben volcar energía a la red aunque si pueden consumir, tipo 2 que se declara como instalación de producción que combina consumo y generación pudiendo así volcar energía excedente a la red y por último se deja fuera el autoconsumo aislado. Se imposibilita a las comunidades de vecinos y bloques de viviendas de esta alternativa, las instalaciones de autoconsumo tienen que ser de titular único como propietario de la instalación y usuario de la misma. Los requisitos principales para acogerse a una modalidad es que la potencia del consumidor contratada no será superior a 100kW y la suma de potencias en su conjunto no será superior a la potencia contratada. Se permite el uso de baterías en las instalaciones de autoconsumo. El RD fija unos cargos a pagar en concepto de peajes de acceso, costes del sistema, pago de las primas a energías renovables y subvenciones al carbón nacional, entre otros. Estos cargos se dividen en un término variable (se eximen de él las instalaciones de menos de 10 kWp) y término fijo.

El primer caso de estudio es una granja de explotación agrícola con una línea trifásica y tarifa 3.0A con discriminación de tres periodos. Se calcula su perfil de consumo tomando costumbres y consumos por periodos, se recogen las facturas de los últimos años y se calcula un perfil por horas durante todo el año. Con esto se comparan distintos modelos de paneles fotovoltaicos de ATERSA, Victron y Yingli. Se elige ATERSA, cálculo de la orientación óptima, se calculan dos ángulos de inclinación para invierno y verano (49° y 19°) buscando la mejora de la eficiencia, distancia mínima para no proyectar sombra y permitir la transmisión de calor por convección natural, cálculo de la estructura soporte y elección del número de placas a instalar para cumplir con la demanda del consumidor. Se diseñan los parámetros necesarios del inversor/cargador solar que debe invertir la energía de 36 paneles dispuestos en forma de 3 ramas en paralelo y debe alimentar en trifásica al consumo final, eligiéndose finalmente la marca InfiniSolar 3P 10 kW. Se diseña un sistema de baterías para que de una autonomía mínima de 1 día, se eligen baterías Exide GNB como marca reconocida por el mercado y el modelo OPzS Solar Classic como uno de los modelos especializados en cargas y descargas lentas y de baja profundidad requerida en sistemas solares, su energía de almacenamiento final es de 32 kWh. Con todo esto se calcula mediante el software PVGIS la radiación solar en las coordenadas exactas del emplazamiento, usando coeficientes de pérdidas superiores a lo que teóricamente se da para ser más realistas. Con todo ello se casan la curva de generación con la de consumo y se ve que hacía falta algo más de energía nocturna, se opta por instalar un aerogenerador y/o más baterías y finalmente se decide por el aerogenerador minieólico de ENAIR de 3 kW y su inversor del mismo fabricante, por el potencial eólico existente en la zona y porque a pesar de ser menos predecible nos aporta más autonomía por precios parecidos que las baterías. Se vuelve a calcular la curva de generación y se hace un balance de energía consumida, energía autoconsumida de forma instantánea, energía almacenada o consumida en baterías y energía excedente. A pesar de existir energía excedente hay puntos donde faltaría algo de energía, por tanto se decide instalar un pequeño grupo electrógeno que soporte las cargas básicas que sobretodo son nocturnas evaluada en 4 kW, por tanto se instala un grupo diesel de la marca Káiser especializados en este tipo de grupos de 6kW que servirá para servicios de emergencia y ocasiones de bajo potencial solar y eólico.

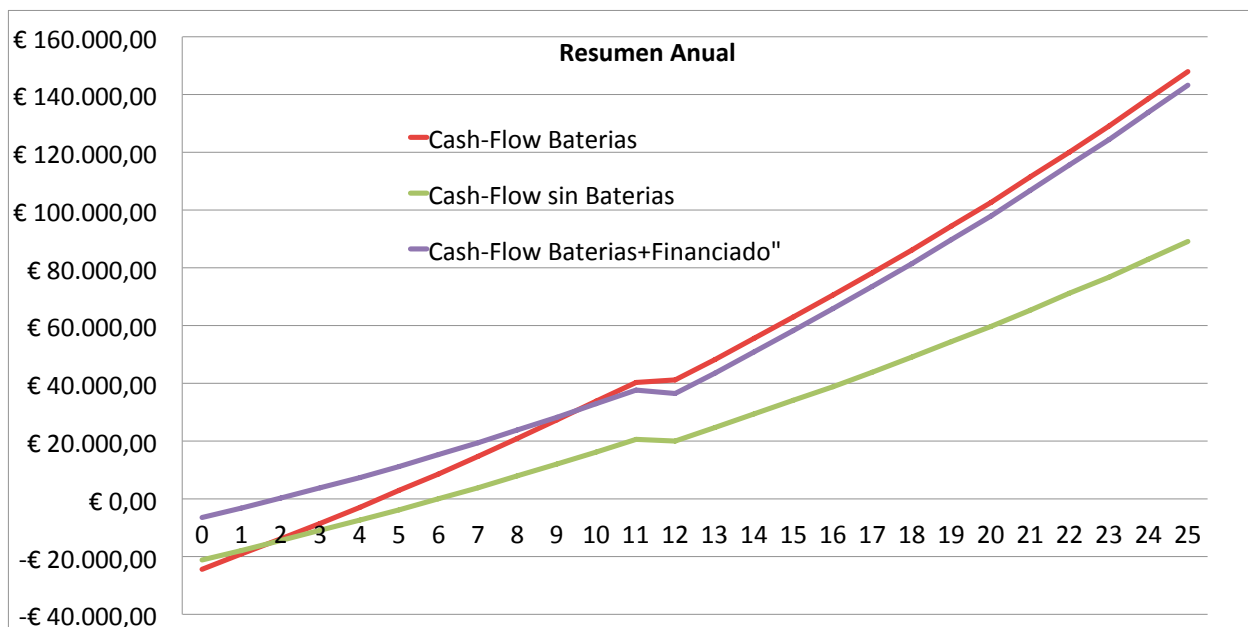
Posteriormente se realizó el cálculo de las emisiones ahorradas por esta posible instalación y el impacto medioambiental que ayuda de forma directa al desarrollo sostenible del consumo de esta explotación dando una reducción de 3 toneladas de CO₂, 7 toneladas de SO₂ y 4 toneladas de NO_x en un solo año. El presupuesto de la compra de todos los equipos (precios pedidos a proveedores) y la instalación (cálculo aproximado) es de 33.038,77€, tras analizar la rentabilidad se contempla la posibilidad de aprovechar energía sobrante en forma de calor y se analiza un tipo de financiación dando el siguiente gráfico que demuestra la rentabilidad de esta inversión:



Rentabilidad Caso 1			
	Sin ACS	Con ACS	Con ACS+Financ.
VAN	56.025,79 €	77.472,16 €	77.085,04 €
TIR	14,38%	18,08%	38,56%
Pay-Back (años)	7	5	2
Ahorro acumulado	112.166,63 €	146.175,21 €	139.568,01 €

El segundo caso es un bloque de viviendas con 16 vecinos, se realiza la misma secuencia de diseño que anteriormente, el perfil de consumo es distinto, similar al consumo típico de una vivienda familiar, se elige instalar 41 paneles de ATERSA, con tres grados de inclinación a lo largo del año (34°, 20° y 50°), y en este caso se instalan dos ramas de 15 paneles y una de 11, se usan dos inversores para las de 15 de la marca SMA SUNNY BOY 5000 y uno SUNNY BOY 3000 para la de 11. Se estudia la

posibilidad de instalar 30 kWh de baterías Exide y en su caso instalar dos inversores/cargadores ATERSA QUATRO 5000. Igual que en el primer caso se calcula la curva de generación y se casan con y sin baterías, dando como era de esperar un aumento de más del 50% del aprovechamiento de la generación solar al usar dichas baterías. Se realiza también un estudio básico del impacto medioambiental obteniendo valores cercanos al caso 1. Se realizan dos presupuestos y mediciones, uno sin baterías (20.643,35€) y otros con baterías (23.892,08€). En su análisis de rentabilidad se evalúa con y sin baterías dando mejores resultado el uso de baterías aún pagando algunos cargos fijados por el Real Decreto. Los resultados son los siguientes:



Rentabilidad Caso 2			
	Sin Baterías	Con Baterías	Con Bate.+Financ.
VAN	46.463,27 €	81.163,06 €	80.908,52 €
TIR	17,24%	23,14%	54,62%
Pay-Back (años)	5	4	1
Ahorro acumulado	89.044,80 €	147.947,02 €	143.261,20 €

En conclusión los sistemas de autoconsumo son una inversión rentable para sistemas aislados y de tipo 1, reducen el consumo eléctrico de red, reducen la factura económica y además permiten que tras una pronta recuperación de la inversión inicial se empiece a ahorrar dinero año tras año.

STUDY OF PERFORMANCE, ENERGY EFFICIENCY AND PROFITABILITY OF AUTO-CONSUMPTION FACILITIES FOCUSED FROM THE POINT OF VIEW OF CONSUMERS.

Author: **Aparicio Sáez-Bravo, Antonio.**

Supervisor: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Participating Institution: Red Eléctrica de España (REE).

ABSTRACT

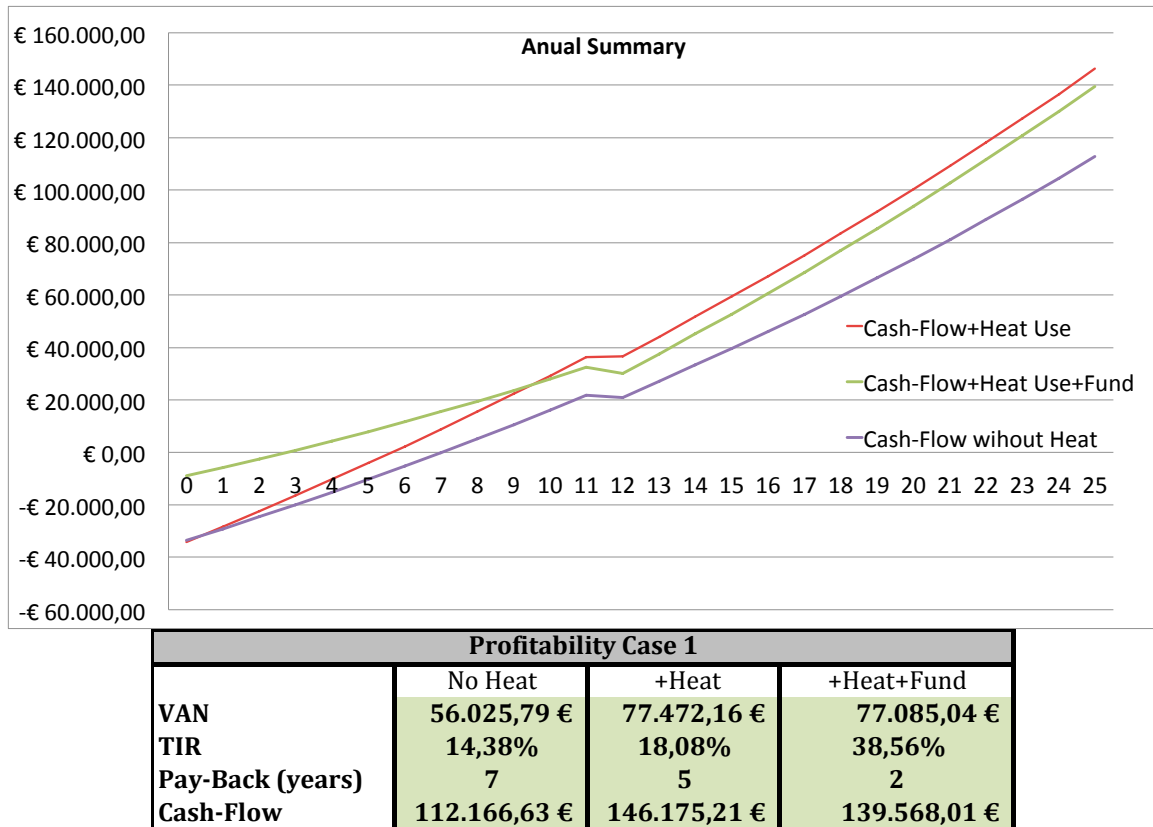
This project is presented as a technical and economic analysis of the systems of auto-consumption from the perspective of the facility and its consumer. With the increases in energy prices, the trend towards distributed generation, with the development of technologies and falling prices in the principal units of renewable energy, make the electric auto-consumption in an investment option for consumers.

The main current regulatory framework is Royal Decree 900/2015. It begins explaining the evolutionary change in the flows of energy networks, allowing auto-consumption decreased transmission losses for the electrical system. The Decree classified auto-consumption into two types of modalities, type 1 refers to not declared production facility and should not tip over power to the grid although they can consume, type 2 which is declared as production facility that combines consumption and generation thus being able to tip over excess energy to the grid and finally Decree leaves out the isolated auto-consumption. Auto-consumption facilities shared by several consumers is forbidden so neighbouring communities and apartment blocks cannot use these methods. Main requirements to qualify for a modality is that the consumer contracted power shall not exceed 100 kW and the sum of powers as a whole shall not exceed the contracted power. The law allows use of batteries on-site consumption. The Decree established payable charges in order to support access fees, system costs, payment of renewable energy grants and national carbon subsidies, among others. These charges are divided into a variable term (exempt themselves from the facilities of less than 10 kWp) and fixed term.

First study case is a farm with a three-phase line with 3.0A rate and three periods discrimination. Their consumption profile is calculated for period's customs and

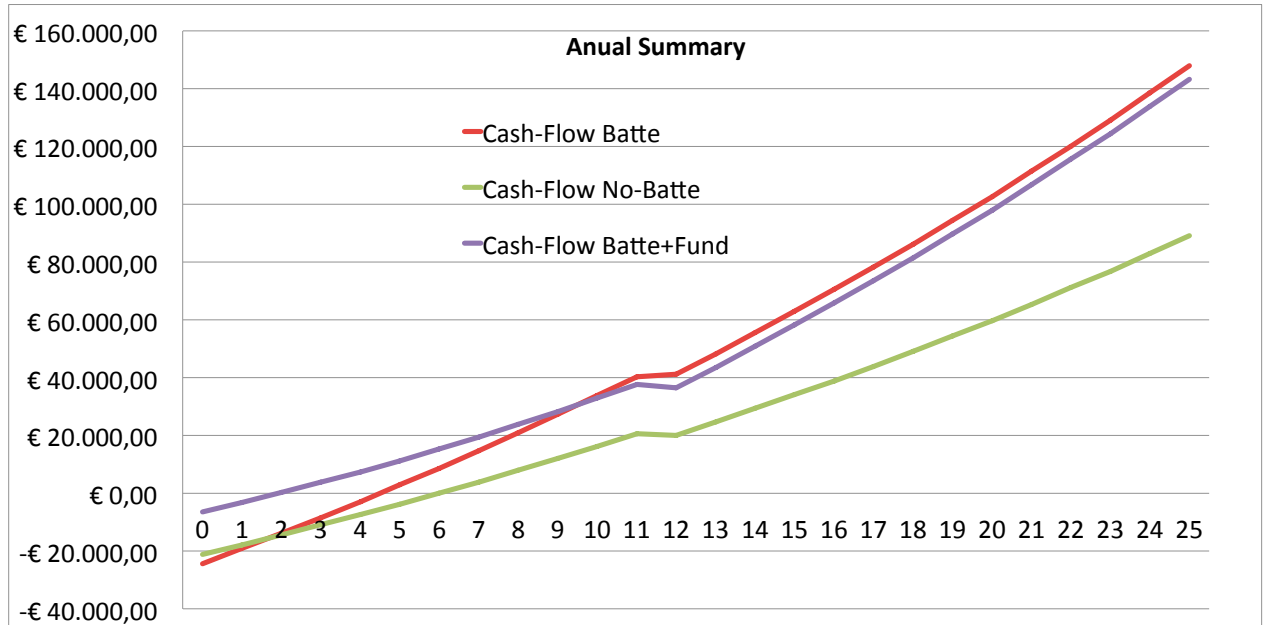
consumption, bills of recent years are collected and a profile is calculated for hours throughout the year. After that, different models of photovoltaic panels ATERSA, Victron and Yingli are compared. ATERSA panels are chosen, it's calculated the optimum orientation, it's chosen two angles of inclination for winter and summer (49° and 19°) to improve efficiency, minimum distance to not project shade and allow heat transfer by natural convection, support structures are calculated and choice of the number of panels to meet consumer demand. Required parameters of solar inverter/charger are calculated which must invert the power of 36 panels. These panels are placed in three parallel branches of 12 panels each. As the consumption needs three phases power, chosen inverter is InfiniSolar 3P 10 kW. Battery system is designed for a minimum range of 1 day autonomy, chosen batteries are Exide GNB as a recognized brand by the market and the model OPzS Solar Classic as one of the specialized models in loading and unloading slow, required by solar systems, energy storage end is 32 kWh. With all this is calculated by the software PVGIS solar radiation at the exact coordinates of the site, using losses coefficients higher than what theoretically is generated to be more realistic. Generation profile and consumption profile are compared and it's seen that I's needed more energy, then decision is between choose to install a wind turbine or more batteries and finally it's decided by the wind turbine ENAIR 3 kW and an inverter from the same manufacturer. Wind turbine is installed caused by the existing wind potential in the area and despite being less predictable gives us more autonomy than the batteries for similar prices. So on recalculates the generation profile and balance of energy consumed, energy auto-consumed instantly, consumed or stored energy in batteries and excess power is made. Although there is excess of generated energy there are points where there is a lack of energy, therefore it was decided to install a small gas generator that supports basic loads, especially at night times. So diesel generator of 6kW of Kaiser brand is chosen, brand specialized in such generators, that will serve to emergency services and times of low solar and wind potential. Secondly, it's calculated emissions saved by this possible installation and environmental impact aid directly to the sustainable development. This aim would give a reduction of 3 tons of CO₂, 7 tons of SO₂ and 4 tons of NO_x in a single year. The budget for the purchase of all equipment (suppliers prices) and installation (estimated)

is 33.038,77€, after analysing the profitability of it, the possibility for using excess energy as heat is contemplated and it's analysed a type of funding. Finally the following graph demonstrate the profitability of these investments:



Second case is apartment building with 16 neighbours, same sequence design above is given, the consumption profile is different, similar to the typical family home consumption, it's chosen to install 41 panels ATERSA, now three inclination degrees throughout the year (34°, 20° and 50°), in this case two branches of 15 panels and one 11 are installed, two inverters for branches of 15 panels brand SMA SUNNY BOY 5000 and one SUNNY BOY 3000 are used to the one of 11. It's studied the possibility of installing the 30 kWh batteries Exide and if finally it would be carry out, two inverter / chargers ATERSA QUATRO 5000 would be installed instead of SMA ones. As in first case the generation profile is calculated and compared with and without batteries, giving the batteries an increase of more than 50% of the use of solar generation. It's made a basic environmental impact study getting almost similar results of case 1. Two budgets are made for this case, one without batteries (20,643.35€) and other with batteries (23,892.08€). In its cost-benefit analysis is evaluated with and without batteries giving

better results using batteries although it has to pay some set fees by Decree. Financial and profitability results are as follows:



Profitability Case 2			
	No Battery	With Battery	With Battery+Fund
VAN	46.463,27 €	81.163,06 €	80.908,52 €
TIR	17,24%	23,14%	54,62%
Pay-Back (years)	5	4	1
Cash-Flow	89.044,80 €	147.947,02 €	143.261,20 €

In conclusion, auto-consumption systems are a profitable investment for isolated and type 1 facility, they reduce the power consumption of network, reduce electrical bill and it also allows start saving money after an early recovery of the initial investment year by year.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE RENDIMIENTO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y
RENTABILIDAD DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO
PARTICULARES ENFOCADO DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA
PROPIA INSTALACIÓN.**

Autor:

Antonio Aparicio Sáez-Bravo

Director:

Matías Juan Sánchez Mingarro

Madrid
Junio 2016

0 Índice

0.1 Contenido

0	Índice	3
0.1	Contenido.....	3
0.2	Índice de Gráficos.....	6
0.3	Índice de Tablas.....	6
0.4	Índice de Figuras	8
1	Introducción.....	10
2	Objetivos del proyecto.	11
3	Estado de la cuestión.	12
3.1	El autoconsumo eléctrico.	12
3.2	Tecnologías para el autoconsumo.....	14
3.2.1	Energía solar fotovoltaica.	14
3.2.2	Energía minieólica.	17
3.2.3	Componentes de instalación minieólica y/o solar.....	18
3.2.4	Baterías de acumulación.	19
3.3	Ventajas e Inconvenientes del autoconsumo.	20
4	Legislación.	21
4.1	Antecedentes españoles.	21
4.2	Actualidad española.....	22
4.2.1	Preámbulo.	22
4.2.2	Objeto y ámbito de aplicación.....	23
4.2.3	Clasificación, requisitos y calidad del servicio.....	23
4.2.4	Régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo.....	26
4.2.5	Gestión de la energía eléctrica producida y consumida	26
4.2.6	Aplicación de peajes de acceso y cargos a las modalidades de autoconsumo.....	27
4.3	Resumen del RD 900/2015.....	29
4.4	Alternativas. Balance neto.	30
5	Casos de estudio.....	33
5.1	Finca de explotación agrícola.	33

Estudio de rendimiento, eficiencia energética y rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo particulares enfocado desde el punto de vista de la propia instalación.	4
5.1.1 Localización.....	33
5.1.2 Datos de partida.....	34
5.1.3 Perfil de consumo.....	37
5.1.4 Estudio fotovoltaico.....	43
5.1.4.1 Elección de las placas solares fotovoltaicas.....	44
5.1.4.2 Orientación.....	46
5.1.4.3 Inclinación.....	47
5.1.4.4 Distancia mínima.....	49
5.1.4.5 Número de paneles posibles.....	52
5.1.4.6 Cálculo de la estructura soporte.....	52
5.1.4.7 Inversor a instalar.....	53
5.1.4.8 Baterías.....	57
5.1.4.9 Cálculo de la producción total de energía solar.....	62
5.1.5 Estudio minieólica.....	70
5.1.5.1 Inversor para minieólica.....	77
5.1.6 Grupo electrógeno.....	78
5.1.7 Impacto medioambiental.....	81
5.2 Bloque de vecinos.....	85
5.2.1 Localización.....	85
5.2.2 Datos de partida.....	85
5.2.3 Perfil de consumo.....	87
5.2.4 Estudio fotovoltaico.....	91
5.2.4.1 Elección de las placas solares fotovoltaicas.....	92
5.2.4.2 Inclinación.....	95
5.2.4.3 Distancia mínima.....	98
5.2.4.4 Orientación.....	101
5.2.4.5 Número de paneles posibles.....	101
5.2.4.6 Cálculo de la estructura soporte.....	101
5.2.4.7 Inversor a instalar.....	102
5.2.4.8 Cálculo de la producción total de energía solar.....	107
5.2.4.9 Cálculo de la producción total de energía solar.....	108
5.2.5 Impacto medioambiental.....	114
6 Presupuesto.....	118
6.1 Caso 1: Granja Agrícola.....	118
6.2 Caso 2: Bloque de viviendas.....	119

7	Análisis de rentabilidad económica	122
7.1	Caso 1: Granja Agrícola	124
7.2	Caso 2: Bloque de viviendas.	137
8	Conclusiones.....	144
9	Bibliografía	148
10	Anexos	149
10.1	Paneles ATERSA A-300P	149
10.2	Inversor InfiniSolar 3P.....	150
10.3	Baterías GNB Exide	151
10.4	Aerogenerador ENAIR	152
10.5	Inversor eólico ENAIR	153
10.6	Inversor SMA	154
10.7	Grupo Electrónico Kaiser	155

0.2 Índice de Gráficos

Gráfico 1. Variación de precios placas solares. Informe Rethinking Energy.....	16
Gráfico 2. Consumo eléctrico mensual (kWh).....	35
Gráfico 3. Consumo horario de un lunes (kWh).	42
Gráfico 4. Consumo horario de una semana de Diciembre (kWh).....	42
Gráfico 5. Radiación horaria por cada mes de un año W/m^2	65
Gráfico 6. Consumo eléctrico mensual 16 viviendas.....	87
Gráfico 7. Consumo horario de un lunes (kWh).	90
Gráfico 8. Radiación horaria por cada mes de un año W/m^2 bloque de vecinos.....	110
Gráfico 9. Evolución IPC últimos años.	127
Gráfico 10. Flujo de caja del proyecto 25 años.	130
Gráfico 11. Flujo de caja del proyecto 25 años con acumulador.	133
Gráfico 12. Flujo de caja del proyecto 25 años con acumulador.	135
Gráfico 13. Flujo de caja del proyecto 25 años con tres opciones.	136
Gráfico 14. Flujo de caja del proyecto 25 años con tres opciones, bloque de viviendas.....	142

0.3 Índice de Tablas

Tabla 1. Cargos fijos del sistema por €/kW.	28
Tabla 2. Cargos variables del sistema por €/kWh.....	29
Tabla 3. Consumo eléctrico mensual (kWh).....	34
Tabla 4. Precios unitarios periodos de tarifa 3.0A según BOE.	36
Tabla 5. Horario de los periodos de tarifa 3.0A.....	36
Tabla 6. Horario de los periodos de tarifa 3.0A.....	36
Tabla 7. Detalle de consumo por periodos de la instalación.	37
Tabla 8. Agrupación de los días de la semana por mes.	38
Tabla 9. Consumo estándar por día/mes.	39
Tabla 10. Consumo estándar por tipo de día en un mes.....	39
Tabla 11. Reparto del consumo diario en tanto por 1.....	40
Tabla 12. Reparto del consumo de los lunes de un mes en kWh.	41
Tabla 13. Comparativa parámetros placas solares.....	45
Tabla 14. Inclinação óptima según IDAE.	48
Tabla 15. Inclinação óptima según IDAE para nuestra instalación.....	48
Tabla 16. Comparación de los kWh según la inclinación.....	49
Tabla 17. Resumen características inversor.....	54
Tabla 18. Consumo medio por día kWh.....	58
Tabla 19. Generación diaria y mensual media kWh para inclinación variable.....	62

<i>Tabla 20. Salida hora de radiación, PVGIS.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 21. Radiación mes enero hora a hora W/m².....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 22. Balance energético solar kWh día 01/01/2015.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 23. Balance energético solar kWh día 16/01/2015.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 24. Balance energético solar kWh día 07/07/2015.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 25. Atlas-IDAE-Datos de viento de la instalación de orientación.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 26. Atlas-IDAE-Datos de viento de la instalación por estación.</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 27. Balance energético solar+eólico kWh día 01/01/2015.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 29. Balance energético solar+eólico kWh día 07/07/2015.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 28. Balance energético solar+eólico kWh día 16/01/2015.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 30. Coeficientes emisión contaminantes por WWF.</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 31. Emisiones del consumo eléctrico del año 2015 por meses.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 32. Resumen emisiones del consumo eléctrico del año 2015.</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 33. Consumo eléctrico mensual una vivienda.</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 34. Consumo eléctrico mensual 16 viviendas.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 35. Consumo estándar por día/mes bloque de vecinos.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 36. Consumo estándar por tipo de día en un mes.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 37. Reparto del consumo diario en tanto por 1 de una familia.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 38. Reparto del consumo de un lunes de un mes en kWh, bloque de vecinos.</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 39. Comparativa parámetros placas solares.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 40. Inclinação óptima según IDAE.</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 41. Inclinação óptima según IDAE para nuestra instalación.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 42. Comparación de los kWh según la inclinación.....</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 43. Resumen características inversor 15 paneles.</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 44. Resumen características inversor 11 paneles.</i>	<i>105</i>
<i>Tabla 45. Generación diaria y mensual media kWh para inclinación variable bloque vecinos.</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 46. Radiación mes enero hora a hora W/m² bloque de vecinos.....</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 47. Balance energético solar kWh día 01/01/2015-Caso 2.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 48. Balance energético solar kWh día 01/07/2015.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 49. Balance energético solar final.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 50. Balance energético solar final con baterías.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 51. Coeficientes emisión contaminantes por WWF.</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 52. Emisiones del consumo eléctrico del año 2015 por meses.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 53. Resumen emisiones del consumo eléctrico del año 2015.</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 54. Presupuesto instalación Granja agrícola.</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 55. Presupuesto instalación edificio sin baterías.</i>	<i>120</i>
<i>Tabla 56. Presupuesto instalación edificio con baterías.....</i>	<i>121</i>

Tabla 57. Horario de los periodos de tarifa 3.0A.....	124
Tabla 58. Precios facturación 3.0A.....	125
Tabla 59. Ejemplo ahorro día 1 de enero.....	125
Tabla 60. Datos de partida para estudio de rentabilidad.....	128
Tabla 61. Flujos de caja primeros 5 años.....	128
Tabla 62. Flujos de caja 1-25 años con reinversión.....	129
Tabla 63. Índices de rentabilidad caso 1.....	130
Tabla 64. Flujos de caja caso acumulador eléctrico.....	132
Tabla 64. Índices de rentabilidad caso acumulador eléctrico.....	132
Tabla 66. Índices de rentabilidad caso financiado.....	134
Tabla 67. Resumen resultados financieros caso 1.....	137
Tabla 67. Precio de la energía sin baterías bloque de viviendas.....	139
Tabla 68. Datos de partida, sin baterías bloque de viviendas.....	140
Tabla 69. Resultado financiero, sin baterías bloque de viviendas.....	140
Tabla 70. Precio de la energía con baterías bloque de viviendas.....	141
Tabla 71. Resultado financiero, con baterías bloque de viviendas.....	141
Tabla 72. Resultado financiero, con baterías y financiación bloque de viviendas.....	142
Tabla 74. Resumen resultados financieros caso 2.....	143

0.4 Índice de Figuras

Figura 1. Esquema instalación autoconsumo aislado.....	12
Figura 2. Vida útil de una batería en función de sus parámetros.....	19
Figura 3. Esquema de balance neto de instalación autoconsumo.....	32
Figura 4. Foto aérea de la localización agrícola.....	33
Figura 5. Terreno disponible.....	43
Figura 6. Orientación según IDAE, ángulo azimut.....	47
Figura 7. Inclinação según IDAE.....	48
Figura 8. Distancia mínima según IDAE.....	50
Figura 9. Estructura soporte módulos solares.....	53
Figura 10. Características línea entrada y salida inversor InfiniSolar 3P.....	55
Figura 11. Inversor Solar InfiSolar 3P 10kW.....	57
Figura 12. Elección de la batería dentro de Exide.....	59
Figura 13. Imagen de la batería OPzS Solar Classic.....	60
Figura 14. Características de las baterías OPzS Solar.....	60
Figura 15. Características de las baterías OPzS Solar.....	61
Figura 16. Aerogenerador Enair 30.....	71
Figura 17. Características Técnicas del Aerogenerador Enair 30.....	72

<i>Figura 18. Características Físicas del Aerogenerador Enair 30.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 20. Curva de Potencia del Aerogenerador Enair 30.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 19. Curva de Energía del Aerogenerador Enair 30.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 21. Datos técnicos de entrada CC al inversor eólico.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 22. Datos técnicos de salida CA del inversor eólico</i>	<i>78</i>
<i>Figura 23. Datos técnicos del grupo de apoyo Kaiser.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 24. Ilustración del grupo Kaiser.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 25. Estructura de generación horario España.</i>	<i>81</i>
<i>Figura 26. Localización del bloque de vecinos.</i>	<i>85</i>
<i>Figura 27. Terreno disponible bloque de vecinos.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 28. Inclinación según IDAE.</i>	<i>95</i>
<i>Figura 29. Estructura soporte módulos solares.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 30. Características línea entrada y salida inversor SMA SUNNY BOY.</i>	<i>105</i>
<i>Figura 31. Características generales Inversor Cargador ATERSA.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 32. Estructura de generación horario España.</i>	<i>114</i>

1 Introducción

El autoconsumo poco a poco toma fuerza como una alternativa en las casas de los consumidores. El precio de la luz sigue un crecimiento exponencial no solo en el término variable sino en el término fijo, lo cual al pequeño consumidor a plantearse alternativas e inversiones. Como una de las alternativas son estas instalaciones de autoconsumo, por ello este proyecto pretende llevar a cabo el diseño, cálculo y explicación de cuáles son los marcos legislativos, técnicos y económicos-financieros. Es por ello de suma importancia hacer un análisis en profundidad de las diferentes alternativas de instalaciones de autoconsumo, cuales son las más desarrolladas y aplicadas en términos medioambientales, de espacio, de obra civil y en términos económicos.

Una instalación de autoconsumo debe atender a un marco legislativo por el cual debe regirse según su zona nacional y local donde se implantará. De manera que es necesario tener presente la legislación más actual a la hora de diseñar una instalación, las maneras de legalizar una instalación, los impuestos que debe asumir dicha instalación y cuáles son los límites de la misma. Además, se preverá hacia donde se dirigirán las futuras leyes para así poder asegurar la rentabilidad de dicha inversión. Con todo esto se aclararán los conceptos sobre este tipo de producción energética que al fin y al cabo es una instalación de ahorro energético y aprovechamiento de energías limpias y gratuitas en el impacto medioambiental que se debe empezar a promover y tener en cuenta en sus futuras instalaciones.

2 Objetivos del proyecto.

Los objetivos de este proyecto son:

- Exposición de la legislación actual y propuestas de mejora: Exponer el marco legislativo al que está subordinada una instalación de autoconsumo con un análisis técnico para posteriormente explicar algunas posibles mejoras en futuras leyes como es la utilización del balance neto usado en otros países.
- Análisis de las tecnologías más sólidas actuales para la modalidad de autoconsumo: Si se decide tener un vivienda con suministro eléctrico de autoconsumo existen distintas tecnologías a usar o una combinación de las mismas como es el mix más habitual de mini-eólica con energía fotovoltaica. Además de exponer la posibilidad de uso de baterías de almacenamiento o no.
- Demostrar la rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo: Proponer una instalación de una granja y un bloque de viviendas y analizar las distintas opciones de autoconsumo, el uso o no de baterías y proponer un mix de energía eólica y fotovoltaica para la generación de autoconsumo y calcular la inversión inicial, los gastos progresivos de mantenimiento y piezas fundamentales a cambiar durante la vida útil de la instalación así como el ahorro en un futuro a largo plazo y su rentabilidad.
- Propuesta de componentes de la instalación de varios fabricantes: Así podemos analizar el mercado actual sobre inversores, células fotovoltaicas, aerogeneradores de mini eólica, baterías...

3 Estado de la cuestión.

3.1 El autoconsumo eléctrico.

Se puede definir el autoconsumo eléctrico como la nueva forma de acercar la producción de electricidad a los consumos directos, descentralizando la producción y reduciendo líneas de transporte desde largas distancias. Es decir, el autoconsumo eléctrico conlleva gestionar o poder reducir tu consumo en el entorno de energía eléctrica a través de energías como la energía solar, mini-eólica, biomasa u otros tipos.

Existen dos grandes distinciones en lo que se refiere a tipo de autoconsumo:

- Instalaciones de autoconsumo sin conexión a red o sistema aislado:

Este tipo de instalaciones se basa en un sistema de generación con energía solar y/o eólica entre otras, de manera que producen energía que puede ser consumida o almacenada en baterías para su posterior consumo cuando sea necesario. Este tipo de instalaciones son las denominadas en isla o aisladas ya que son totalmente independientes del sistema eléctrico, en ellas se consume lo que generan mediante su sistema de producción pudiendo almacenar en los picos de generación energía sobrante para poder abastecer la demanda cuando no haya suficiente generación. En ocasiones cuando se quiere dar mayor autonomía ante la posible falta de generación renovable, se instalan grupos electrógenos que dan un apoyo en cualquier instante de forma opcional.

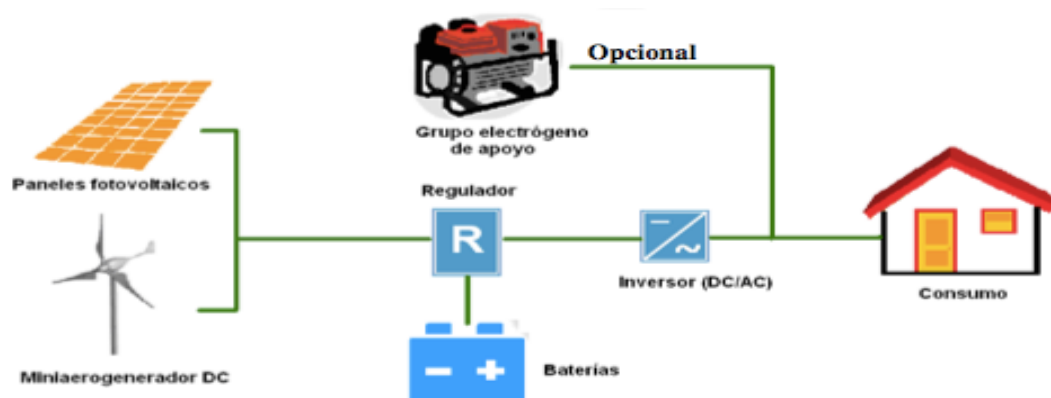


Figura 1. Esquema instalación autoconsumo aislado.

- Instalaciones de autoconsumo con conexión a red:

Estas instalaciones se basan en las aisladas con la diferencia de que también tienen una conexión a la red de distribución de la compañía. Esta opción es la apropiada para cuando no se dispone de energía en ese instante, al estar conectado a la red se puede tomar de la misma de forma tradicional evitando así tener que instalar baterías de almacenaje o al menos bajar el número de las mismas y los ya nombrados grupos electrógenos de apoyo. Además en función de si dicha instalación no solo consume de la red sino que exportar o no energía generada excedente a la red de distribución, se puede diferenciar entre:

- Autoconsumo instantáneo o inyección “0”:

En este caso también se le denomina autoconsumo con vertido “0”, es decir no se inyecta nada de energía a la red mediante el uso de dispositivos electrónicos que regulan el traspaso de energía en un sentido (consumiendo) y en otro no (generando) o un simple limitador. Este tipo de instalaciones suelen ser diseñadas precisamente para no generar en exceso sino normalmente como un apoyo o rebaja del consumo directo de la red.

- Autoconsumo con vertido:

En contra del caso anterior, se utiliza la red eléctrica para inyectar los excedentes de producción de dicha instalación de autoconsumo y además poder consumir cuando hay una carencia de generación. Este modelo de generación a su vez abre dos grandes puertas sobre la compensación económica o no de los excedentes inyectados a la red donde entra en juego la normativa y legislación del lugar donde se instale. Estas dos vertientes son el balance neto y la venta a red.

- Balance neto:

En este caso para el propietario de la instalación hay una compensación denominada saldo de energía en kWh con posibilidad de hacer la cuenta de Egenerada-Econsumida ya pueda ser por horas, meses, años y que al final del periodo estipulado hay una compensación económica o una deuda a pagar.

3.2 Tecnologías para el autoconsumo.

A continuación se introducen las principales fuentes de energía a utilizar en los sistemas de autoconsumo y en particular las energías más desarrolladas y experimentadas en este ámbito de aplicación a pequeña escala para poder entender los conceptos básicos de las mismas y su evolución.

3.2.1 Energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica se obtiene a partir de la radiación emitida por el sol sobre un material semiconductor que se denomina como célula fotovoltaica o sobre una capa de metales sobre un sustrato denominado célula solar de película fina.

Este tipo de energía es una tecnología con gran potencial para ser usada en aplicaciones de autoconsumo ya que puede ser colocada en los tejados de las viviendas así como proyectos muy ambiciosos y de abultada inversión inicial con paredes exteriores de viviendas de paneles solares. Un fácil acceso a su disponibilidad sobretudo en la península Ibérica y una reducción de los precios en los últimos años de hasta un 80% ha provocado que dicha tecnología sea una buena alternativa como energía a usar en el autoconsumo.

El marco histórico sobre las energías renovables va cambiando, con la intervención de la evolución de la economía mundial, los movimientos demográficos, el cambio climático y el extraordinario desarrollo de las tecnologías, se está llevando a cabo un cambio profundo del sistema energético global. Poco a poco, las energías renovables y limpias son vistas como la mejor solución para una población mundial que exige un acceso asequible, tras las subidas de precios, a la electricidad a la vez que reduce la necesidad de combustibles fósiles emisores de gases efecto invernadero que están llegando a niveles críticos por demostración de capacidad medioambiental. Los avances tecnológicos nos acercan cada vez más a un mundo alimentado por renovables. Eso sí, éstas siempre han tenido una tecnología más puntera que el resto: la energía solar. Las placas solares fotovoltaicas, aunque eficientes, tienen un precio muy elevado, lo ha hecho que se opte por otras fuentes más rentables aunque más contaminantes, como el gas natural o el carbón.

El precio de las instalaciones fotovoltaicas ha frenado el desarrollo en ocasiones de esta tecnología, pero los fabricantes de paneles solares están trabajando para acabar con este problema. Sin embargo, este panorama de elevados precios ha cambiado radicalmente durante la última década pero en especial, durante los últimos cinco años. Las tecnologías renovables utilizadas son hoy día mucho más eficientes, ya que cada vez son capaces de generar energía incluso en condiciones de bajas velocidades con poco viento y/o bajo irradiación solar. Según estudios como el informe *Rethinking Energy* de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el precio de las placas solares fotovoltaicas han descendido entre un 65% y un 75% entre 2009 y 2014, y el precio de la energía en su totalidad lo ha hecho un 80% desde 2008, con una tendencia a la baja en los próximos años como se puede ver en el gráfico siguiente sacado del propio informe del que se habla. En dicho gráfico se puede observar los distintos ámbitos que completan la instalación de una tecnología solar fotovoltaica y su evolución económica expresada en USD/Watio. En cuanto al campo de la energía eólica esta reducción de costes no ha sido tan notable, pero sí ha sido importante: el coste de las turbinas se ha reducido casi un 30% desde 2008. En conclusión, el aumento del peso de las energías renovables tiene mucho que ver con el abaratamiento de sus costes y del aumento de la inversión en estas tecnologías.

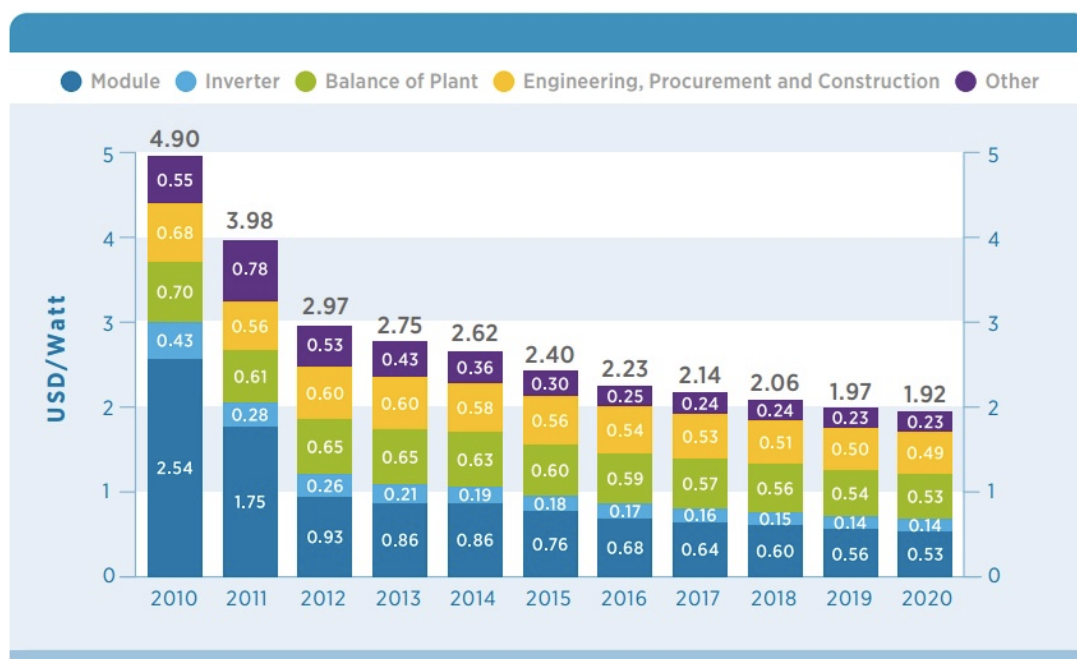


Gráfico 1. Variación de precios placas solares. Informe Rethinking Energy.

A principios del siglo XXI el coste de producción de las placas fotovoltaicas era de media de unos 3,7 €/W, en 2015 se ha conseguido que baje hasta los 0,76 \$/W o 0,66€/W, lo cual además es interesante compararlo con el aumento en el mismo periodo de años de la instalación de parques fotovoltaicos y pequeñas centrales de generación solar fotovoltaica lo cual nos da una idea de que a mayor producción, mayor evolución está teniendo dicha tecnología lo cual nos lleva a estas bajadas de precios. La clave está en los procesos nuevos de sustitución de materiales que buscan reducir los costes de fabricación de los paneles para fabricar silicio policristalino, tender al plástico en lugar de por el cristal en algunos elementos, mejorar los procesos de manufacturación o hacer más finos los paneles. Gracias a los avances y estas innovaciones en unos años se llegará a precios de los 45 céntimos de euro o 0,53 \$/W lo que ayudará a incrementar y promover su utilización a gran escala. Estos datos son datos internacionales, en España el concepto Other normalmente supone mayor valor debido a los impuestos superiores que el resto del mundo.

Además hay que añadir que los beneficios de las energías renovables son aparte de lo anterior mayores ya que hay que incluir los ahorros en importaciones de combustibles fósiles, las emisiones de CO₂ (entre otros impactos medioambientales) y

sus repercusiones económicas, sin olvidar los puestos de trabajo que crean. También las tecnologías renovables pueden llevar la energía eléctrica a numerosas personas que hasta ahora no disponían de luz en sus casas como zonas rurales o islas pequeñas.

3.2.2 Energía minieólica.

La denominada energía minieólica es la energía que de igual manera que la eólica aprovecha los recursos del viento con el uso de aerogeneradores de menor tamaño que la tradicional, dichos aerogeneradores suelen ser de potencia inferior a los 100kW. Las grandes ventajas de esta rama de las renovables es que permite su uso en lugares lejanos y de difícil acceso a las redes de distribución dando así suministro eléctrico a sitios aislados. Por otro lado su uso ayuda a uno de los objetivos de este proyecto, uso distribuido de generación mediante energías limpias para el medioambiente y lo que es más, con esta generación distribuida contribuye a reducir las pérdidas de transporte y distribución de las líneas. Todo ello lleva a que esta energía la tengamos muy en cuenta para una instalación de autoconsumo ya que se puede adaptar perfectamente a las necesidades particulares de cada lugar y además es combinable con otras energías como la energía solar fotovoltaica comentada en otros apartados haciendo así instalaciones híbridas.

Entrando en algunos detalles, la energía eólica y en su derivación la energía minieólica es la energía eléctrica proveniente de la energía cinética del viento mediante el uso de aerogeneradores de baja potencia no superiores a 100kW y que no deben ocupar grandes dimensiones puesto que buscan ser instalados en tejados de viviendas unifamiliares con espacio, zonas rurales o semejantes donde no se puede instalar un aerogenerador convencional de un parque eólico de 1MW.

La gran ventaja de la energía minieólica se asemeja al fin de la energía solar fotovoltaica y a la finalidad implícita del proyecto que es el autoconsumo. Esto conlleva como ya se comentaba uno de los objetivos, el avance de las tecnologías hacia la generación distribuida (y que más se persigue en los nuevos planes de redistribución energética), además la bajada comentada de pérdidas por las líneas de transporte y distribución hasta los consumidores. Alimentación de zonas aisladas o alejadas de la población con distribuciones radiales y ramificadas con bajo grado de

ininterrumpibilidad del servicio lo que este tipo de instalación daría ventajas ante estas dificultades al acceso eléctrico. Por último, la energía minieólica es una energía renovables ya que su fuente es el viento, energía limpia ya que no emite gases de efecto invernadero, todo ello colabora con la idea del proyecto de una ayuda a el avance tecnológico sostenible.

3.2.3 Componentes de instalación minieólica y/o solar.

Las partes distinguibles de la energía solar fotovoltaica de la energía minieólica es el uso de placas o paneles solares frente al uso de aerogeneradores de baja potencia.

- Placas solares fotovoltaicas:

Los paneles solares constan de varios módulos fotovoltaicos o también llamados células, son los que producen energía eléctrica en forma continua (DC) a partir de sus componentes. Pueden ser monocristalinas (las células son de un solo cristal de silicio), policristalinas (tienen varias partículas cristalizadas de reducido tamaño), o amorfas cuando el uso del silicio es un silicio no cristalizado.

- Aerogenerador minieólico:

Ya representado en el apartado anterior de energía minieólica.

A continuación las componentes más importantes y comunes a las dos tecnologías por generar de forma similar.

- Inversor:

Debido a que tanto los aerogeneradores de minieólica existentes como las placas solares generan electricidad en corriente continua, es necesario convertir en corriente alterna mediante los denominados inversores para que pueda ser aprovechable por los consumos domésticos de los hogares que en su mayoría son consumos de corriente alterna.

- Optimizador/Regulador:

Se requiere de un consumo controlado y regulado en función de la producción instantánea y los consumos requeridos y que cargue/descargue las baterías de una forma eficiente para alargar la vida útil de la misma. Además estos aparatos ya incorporan la

conmutación del destino de la energía generada, a consumos, a baterías si existiesen o a la red si se acoge a una modalidad de autoconsumo con inyección a la red.

3.2.4 Baterías de acumulación.

Para dar autonomía a las instalaciones de autoconsumo se utilizan las denominadas baterías que utilizan energía química para almacenar energía eléctrica. Es la incertidumbre y la no constancia temporal de la disponibilidad de los recursos eólicos y solares lo que motiva el uso de estos dispositivos. Dichas baterías tienen celdas electroquímicas, y cada celda se compone de dos electrodos, uno positivo o cátodo y otro negativo o ánodo. Las baterías electroquímicas utilizan un proceso de reducción-oxidación de forma reversible. Las baterías que más se usan son las baterías de plomo y las de ión Litio. Las baterías de plomo son las comúnmente usadas en el apoyo de tecnologías fotovoltaicas y eólicas. Estas baterías deben cumplir la función de procesos largos y descargas de bajo nivel, es decir su requerimiento son las baterías de ciclo largo o profundo. Estas baterías por lo general usan mucho plomo lo cual las hace pesadas y de gran tamaño.

La vida útil de estos acumuladores depende de distintos factores, en función de los ciclos de descarga/carga y dependiendo del nivel de profundidad de descarga que se use (por ejemplo descargas al 100%, al 50%) y la temperatura de trabajo de las baterías como grandes parámetros a tener en cuenta. Para poder apreciar estos parámetros juntos observamos la siguiente figura:

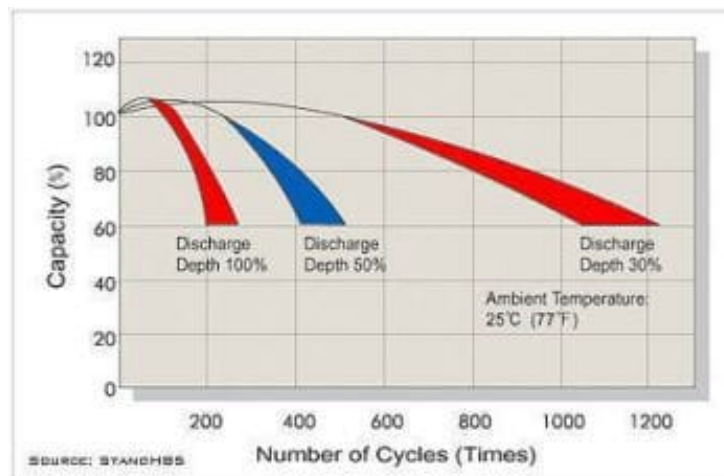


Figura 2. Vida útil de una batería en función de sus parámetros.

En dicha gráfica se puede observar como su uso repetido a descargas de baja profundidad acarrea mayor número de ciclos mientras que su uso con altas profundidades acortan la vida de dicha batería. También se tiene en cuenta la temperatura de trabajo ya que a temperaturas superiores a su nominal acortan la vida útil pero también temperaturas inferiores pueden reducir la capacidad de almacenar energía aun sin reducir sus ciclos de vida. Tras todo esto los parámetros fundamentales de una batería son la tensión (V), la corriente (A), capacidad de carga (Ah), energía (Wh), rendimiento y capacidad de descarga o tiempo de descarga a distintos niveles de profundidad. A pesar de todo esto, se usan las baterías de plomo por su actual desarrollo aunque no son el futuro.

3.3 Ventajas e Inconvenientes del autoconsumo.

Con el paso de los años los sistemas de autoconsumo se han ido abaratando a la vez que se han ido encareciendo las facturas eléctricas. Esto hace que el autoconsumo empiece a tomar ventajas, es decir, tras recuperar la inversión inicial podemos tener energía para el propio consumo de manera más barata durante la vida útil de nuestra instalación. De manera que diseñando la instalación de autoconsumo al tipo de consumidor, en unos años se recuperará la inversión inicial que suele ser abultada para posteriormente ahorrarse mensualmente las facturas de la luz, aunque no se debe perder de vista las revisiones y controles de mantenimiento que requerirá dicha instalación.

Otra ventaja ya comentada que es el uso de energías renovables, limpias y respetuosas con el medioambiente. Ya se ha hablado de la energía solar fotovoltaica y de la energía minieólica cuyos kilovatios hora generados están contribuyendo a una disminución en la generación de dicha energía a partir de tecnologías emisoras de contaminantes y dióxido de carbono entre otros compuestos. Es por esto que este modelo de generación se tenga en cuenta para objetivos de desarrollo sostenible.

Una desventaja es la inversión inicial que hay que realizar para poder tener la instalación de autoconsumo, a pesar del gran descenso de precios de todos los componentes necesarios así como el aumento del rendimiento de los mismos, sigue siendo una barrera que en ocasiones se mitiga con financiaciones por parte de los

organismos del Estado entre otros que promueven la eficiencia energética y el consumo sostenible.

4 Legislación.

En este apartado se va a analizar el marco legislativo que rige las instalaciones de autoconsumo en el nivel estatal español para poder entender los límites de dichas instalaciones, las obligaciones tanto en su legalización y los cargos económicos asociados entre otras cosas.

La última actualización en la norma que rige el autoconsumo en España se puede encontrar publicada en el Boletín Oficial del Estado como el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

4.1 Antecedentes españoles.

Anteriormente al RD 900/2015 tenemos otros Real Decretos que regulaban esta actividad que son:

El RD 1699/2011, de 18 de noviembre, en el cual se presenta la obligación de registrar y regular el suministro de la energía eléctrica generada dentro de la red de un consumidor para su consumo propio.

En el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, se adoptan medidas para corregir las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos del sector eléctrico y gasista, donde modificó las definiciones de sujetos productor y consumidor para permitir al Gobierno establecer para determinados consumidores modalidades singulares de suministro para fomentar la producción individual de autoconsumo con la especificación de derechos y obligaciones de las mismas.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, define estas instalaciones de autoconsumo como el consumo de energía eléctrica generada de instalaciones conectadas en la propia red de un consumidor mediante línea directa de energía eléctrica asociadas a un

consumidor, instaurando varias modalidades de autoconsumo. Además dicha clasificación tiene por objetivo garantizar el desarrollo ordenado de esta actividad de autoconsumo y que sea compatible con la sostenibilidad técnica y económica del propio sistema eléctrico en su conjunto. Es decir, establece la obligación de una instalación de autoconsumo a contribuir a la financiación de costes y servicios del sistema en la misma cantidad que el resto de consumidores salvo en el caso de que dicha instalación suponga un ahorro para el sistema.

Posteriormente en el Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, se establece de manera excepcional y siempre que se garantice la sostenibilidad económica y financiera del sistema, la reducción de peajes, cargos y costes para determinadas categorías de consumidores de baja tensión acogidos al autoconsumo y siempre que la potencia máxima contratada de consumo como la instalada de generación no serán superiores a 100 kW.

4.2 Actualidad española.

4.2.1 Preámbulo.

La legislación actual expresada en el ya nombrado Real Decreto 900/2015, habla de un cambio evolutivo desde una generación centralizada hacia una generación distribuida donde se reduzcan los flujos de energía por las redes, ayudando a la disminución de pérdidas de transporte pero reitera que esta ley tiene como compromiso asegurar la sostenibilidad del sistema eléctrico. Para ello como precedente habla de los consumidores eléctricos deben abonar en sus facturas tres conceptos:

- ✓ El coste de las redes.
- ✓ Resto de costes del sistema (retribución primaria a las renovables, cogeneración y residuos, retribución adicional a instalaciones de sistemas no peninsulares y anualidad del déficit)
- ✓ Energía (incluye el respaldo del sistema).

Para los consumidores que se acojan al autoconsumo abonarán los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como contribución a los costes del sistema y serán abonados por el uso real (potencia contratada y energía consumida). Así como el

respaldo que les da el sistema para cuando necesiten energía que no generan que en el caso de no estar conectados a la red no tendrían.

Este Decreto deja claro la posibilidad de utilizar elementos de almacenaje, *En este sentido, se permite la instalación de sistemas de almacenamiento lo que posibilitará llevar a cabo una gestión más eficiente de la energía, con las únicas limitaciones derivadas de la normativa de seguridad y calidad industrial. (RD 900/2015 p.94877).*

De esta manera se puede instalar una sistema de autoconsumo con mayor autonomía de la red de distribución pudiendo así mejorar el denominado autoconsumo instantáneo que permite consumir justo lo que se genera dicha instalación.

4.2.2 Objeto y ámbito de aplicación.

El objeto de este Real Decreto es en definitiva el establecimiento de las condiciones técnicas, administrativas y económicas para las modalidades de autoconsumo eléctrico. Que aplica sobre instalaciones conectadas a la red tanto si vierten o no energía a la red de transporte acogidas a una de las modalidades de autoconsumo.

4.2.3 Clasificación, requisitos y calidad del servicio.

- Clasificación de las modalidades de autoconsumo: (Artículo 5)
(RD 900/2015 p.94880)
 - a) Modalidad de autoconsumo tipo 1:

La definición exacta que da este real decreto es:

Cuando se trate de un consumidor en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que será el sujeto consumidor.

Esta definición alude al tipo de autoconsumo del que ya se hizo referencia al principio de este proyecto donde se refiere al autoconsumo con conexión a red sin verter energía a la red de forma remunerada. Es decir dicho sujeto o instalación tiene conexión a red para poder consumir pero no para volcar energía generada excedente (se puede regalar a la red).

b) Modalidad de autoconsumo tipo 2:

La definición exacta que da este real decreto es:

Cuando se trate de un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el sujeto consumidor y el productor.

En este caso esta modalidad de autoconsumo es un autoconsumo con conexión a la red y así puede ser sujeto consumidor (como en la modalidad 1) como sujeto productor donde sí que puede verter energía excedente a la red.

Posteriormente a esto, se hace referencia a la imposibilidad de tener una instalación de autoconsumo para varios consumidores, esto se ve a continuación donde dice: *En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores. (RD 900/2015 p.94880).*

- Requisitos generales para acogerse a una modalidad de autoconsumo:

En función de la modalidad de autoconsumo que se tenga, se diferencian algunos requisitos generales de los cuales se nombran los más relevantes:

a) Modalidad de autoconsumo tipo 1:

- La potencia del consumidor contratada no será superior a 100kW.

- Las potencias de generación en su conjunto será inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- Las instalaciones de producción deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación.
- Se tiene que instalar un contador de energía generada y otro de energía importada de la red.

b) Modalidad de autoconsumo tipo 2:

- Las potencias de generación en su conjunto será inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- Las instalaciones de producción deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación.
- Se tiene que instalar un contador de energía generada y otro de energía importada de la red.
- Si las instalaciones son de más de 100 kWp se tiene que instalar un contador de energía total consumida.

De manera general y como ya se había nombrado con anterioridad, se permite el uso de baterías de almacenamiento que deben cumplir la siguiente cita del real decreto:

Podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les aplique y se encuentren instaladas de tal forma que compartan equipo de medida que registre la generación neta o equipo de medida que registre la energía horaria consumida.

4.2.4 Régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo

- Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica:

Si se elige la modalidad de autoconsumo tipo 2, los titulares de las instalaciones de producción por el vertido horario deben pagar los peajes de acceso.

4.2.5 Gestión de la energía eléctrica producida y consumida

- Régimen económico de energía excedentaria y consumida: (Artículo 14)
 - Cualquier consumidor (sea cual sea su modalidad) se le aplicará como ya se dijo los peajes de acceso a las redes, cargos asociados a costes del sistema y cargos por otros servicios,
 - Para poder tener contraprestación económica por la energía vertida a la red, la instalación debe estar acogida al autoconsumo tipo 2.
 - Si el titular, transitoriamente no dispone de contrato de suministro con un comercializador y no sea consumidor directo se le aplicará la tarifa de último recurso y no tendrá contraprestación económica por dicha cesión.
- Liquidación y facturación en modalidad de autoconsumo: (Artículo 15)
 - Los sujetos consumidores acogidos al autoconsumo y que toman la energía mediante el mercado de producción liquidarán según las liquidaciones del mercado de producción. Sin embargo, si están acogidos a una comercializadora liquidan según lo contratado según las lecturas reales.
 - Será la empresa distribuidora la que realice la facturación de los peajes de acceso a las redes, los cargos de los costes del sistema eléctrico. Y en el caso de que estemos con una comercializadora, será ella la que facture al consumidor dichos costes y peajes.
 - La liquidación del vertido horario de los que se acogen a la modalidad tipo 2 se aplica la normativa general de la actividad de producción.

4.2.6 Aplicación de peajes de acceso y cargos a las modalidades de autoconsumo.

Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución hay que diferenciar aspectos para el modelo de autoconsumo 1 y 2.

Si se acoge al modelo 1 entonces el término de facturación de potencia se controla en el punto frontera con las redes de distribución. La componente de energía activa se considera la demanda horaria. Para la energía reactiva se utilizará el contador en el punto frontera de dicha instalación.

En el caso del modelo 2 de autoconsumo tenemos más distinciones, primero distinguimos entre término de potencia y término de energía como anteriormente.

a) Término de potencia:

1) Si el consumo horario de servicios auxiliares es mayor que cero:

El control de potencia se realizara sobre la potencia del consumidor asociado utilizando los equipos que registren la energía horaria consumida.

2) Si la energía horaria neta generada sea mayor que cero:

Se usará el equipo del punto frontera que registra la potencia necesaria o sobre la potencia del consumidor utilizando la energía horaria consumida.

b) Término de energía activa y reactiva:

Se usará la energía activa y reactiva correspondiente a la demanda horaria del consumidor asociado.

Para determinar los cargos asociados a los costes del sistema eléctrica se utiliza de igual manera el término de potencia y el término de energía donde a su vez dependerán los cargos fijos y variables según cada tipo de modalidad. Como último cargo se pagarán cargos por otros servicios del sistema que conceptualmente es el cargo por la función de respaldo que el conjunto del sistema realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo, esto se calculará en cada periodo en función de la demanda peninsular.

A partir de lo anterior, salvo los peajes de accesos, los costes del sistema y cargos de otros servicios se aplicarán como cargos fijos en función de la potencia, en €/kW, cuyo precio será el siguiente para cada categoría de peajes de acceso:

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

Tabla 1. Cargos fijos del sistema por €/kW.

El RD expresa, *Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo* y detalla, *Se aplicará cargos fijos en función de la potencia...para la modalidad de autoconsumo tipo 1 como para la modalidad tipo 2 la aplicación de dichos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3 y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso. En todos los casos se considerará esta diferencia nula cuando el valor sea negativo.*

La potencia de aplicación de cargos esa potencia requerida por la instalación del consumidor en un período. De manera que el RD define esta potencia de la siguiente manera, siendo P_{AC} la potencia de aplicación de cargos y P_F la potencia de facturación:

- Si se dispone de equipo de medida en el consumo total: $P_{AC} = P_F$
- Si no se dispone del equipo anterior y sin baterías: $P_{AC} = P_F$ equipo medida en punto de frontera
- Si no se dispone del equipo anterior y con baterías: $P_{AC} = P_F$ equipo medida en punto frontera + Potencia máxima de generación

El equipo de medida de consumo total de tu instalación sólo es obligatorio para las instalaciones superiores a 100kW, el cargo fijo de potencia solo se aplicará para instalaciones mayores a 100kW de potencia o en instalaciones con baterías.

Y además el término de cargo variable, en €/kWh, que se aplicará sobre el autoconsumo horario durante el periodo transitorio previsto en el apartado 1 de esta disposición y se denominará cargo transitorio por energía auto consumida. El precio del cargo transitorio por energía auto consumida será el siguiente para cada categoría de peajes de acceso, las instalaciones de potencia inferior o igual a 10kW quedan eximidas de este cargo:

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

Tabla 2. Cargos variables del sistema por €/kWh.

4.3 Resumen del RD 900/2015.

Este real decreto limita las instalaciones de autoconsumo a una potencia de 100kWp y además insta una serie de cargos como son los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, cargos por costes del sistema y cargos por otros servicios. Obliga al registro de dichas instalaciones y limita la venta de excedentes de generación para instalaciones de más de 10 kWp.

4.4 Alternativas. Balance neto.

El Real Decreto anteriormente expuesto da una posibilidad de uso del llamado autoconsumo instantáneo, es decir, adaptar la instalación al consumo necesario de forma instantánea, como mejor opción. En otros países se usa el llamado balance neto o net metering como mejor opción. Ya que difícilmente una instalación de autoconsumo podrá cubrir el 100% de la demanda de forma horaria (momentos sin viento, días nublados, etc.), se puede consumir electricidad de la conexión a red. Este intercambio de energía (los excedentes inyectados en la red y la energía tomada de la misma en los periodos sin autogeneración), es lo que lleva a calcular el balance neto, que es la diferencia entre lo generado y lo consumido. Esta diferencia se mide con la utilización de contadores bidireccionales homologados y existentes en el mercado. Esta fórmula de autoconsumo es una realidad y se ha convertido en la mayor oportunidad para su implantación por muchos consumidores. Sin embargo, en España la realidad legal no acompaña, esto actualmente se puede ver en países como Alemania, Estados Unidos mientras que en España con el real decreto ya comentado con las numerosas trabas administrativas y económicas aleja mucho de esta opción.

Una posible definición bastante precisa es que el balance neto es:

(Cita sacada de <http://www.ecointeligencia.com/2015/08/autoconsumo-balance-neto/>)

El consumo diferido de un excedente de energía eléctrica procedente de una situación de autoconsumo donde hubiese mayor generación eléctrica que consumo y que, posteriormente, en una situación contraria, se obtenga un equivalente a ese excedente producido, por medio de la red del sistema eléctrico.

De esta manera se puede compensar los excedentes vertidos a la red en momentos de generación excedente (energía generada no consumida de manera instantánea) a cambio de tener un saldo de energía para poder consumir cuando se necesite. Este sistema es aprovechable a la hora de tener energías no gestionables como la eólica y la solar cuya curva de generación horaria no encaja exactamente con la curva de demanda/consumo de las instalaciones.

La energía generada vertida por una instalación implica que otro generador debe generar menos energía para suministrar al resto de la demanda. Y cuando esta instalación consume esos vertidos en otro momento, implica que otro generador debe generar esa energía que se consume pero no se autogenera.

La energía eléctrica normalmente varía sus precios según el momento en el que se consume. De esta manera, compensar vertidos en un momento con consumos de otro momento implicaría estar inyectando energía al sistema con un valor y consumirlo con otro. Puede ser favorable o contrario al consumidor (y viceversa para el resto del sistema) según cuándo se produzca y cuándo se consuma.

Como ejemplos de este balance neto o net metering tenemos otros países como el ya nombrado Estados Unidos, Alemania, Dinamarca e Italia.

El caso de EEUU, tiene como caballo de batalla el Estado de California como pionero en implantación de instalaciones de autoconsumo utilizando el balance neto. Las primeras instalaciones donde se llevó a cabo el balance neto referido a fotovoltaica y eólica fue en este Estado sobre el 1996, se contemplaba un cupo de autoconsumo con un límite superior del 0,5% del pico del sistema, poco a poco se han añadido tecnologías, han ido evolucionando las mismas y se han alcanzado distintos límites para el autoconsumo.

En California están empleando el denominado *Net Metering o balance neto* que se define como un contrato entre la distribuidora y el consumidor-generador mediante el que se otorga un saldo en forma de crédito a éste último por el exceso de la electricidad generada (el consumidor paga únicamente la cantidad neta, además de parte de los gastos de distribución y otros servicios). El marco del periodo de regularización de esta diferencia es de 12 meses y pueden acogerse a esta modalidad de autoconsumo instalaciones de hasta 1 MW y el límite de autoconsumo se amplió hasta un 5,0% de la demanda punta agregada de cada empresa eléctrica. Se permite conocer el momento del día o semana en el que es utilizada la energía.

En el caso de Italia, sobre el 2012 entró en vigor la prima para las instalaciones de autoconsumo donde la regulación permite cobrar una tarifa (Feed-in tariff) por el exceso de energía eléctrica vertida a la red y además una prima por la energía autoconsumida

para instalaciones menores de 5 MW. Esto se acabó debido a que se ha alcanzado el cupo máximo presupuestario marcado en la legislación. Ahora los proyectos menores de 200 kW, tanto renovables como cogeneración, verterán la energía eléctrica sobrante a la red a cambio del precio del mercado mayorista, valor que puede ser cobrado o acumularse para el próximo año.

En Alemania se fomentó el autoconsumo con ayudas a instalaciones fotovoltaicas hasta junio de 2012 donde los autoconsumidores recibían una tarifa muy parecida a la de Italia (Feed-in Tariff) por la energía autoconsumida tanto como por la generada vertida en la red. Se eliminó en Alemania la tarifa que se recibía por la energía autoconsumida, manteniéndose solo la tarifa por la energía vertida a la red. Así, hoy día, la única forma de fomentar el autoconsumo es penalizando sin tarifa el 10% de la energía vertida a la red para las instalaciones de fotovoltaica mayores de 10 kW (las instalaciones menor de 10 kW sin embargo recibirán la tarifa por el 100% de la energía eléctrica vertida a la red).

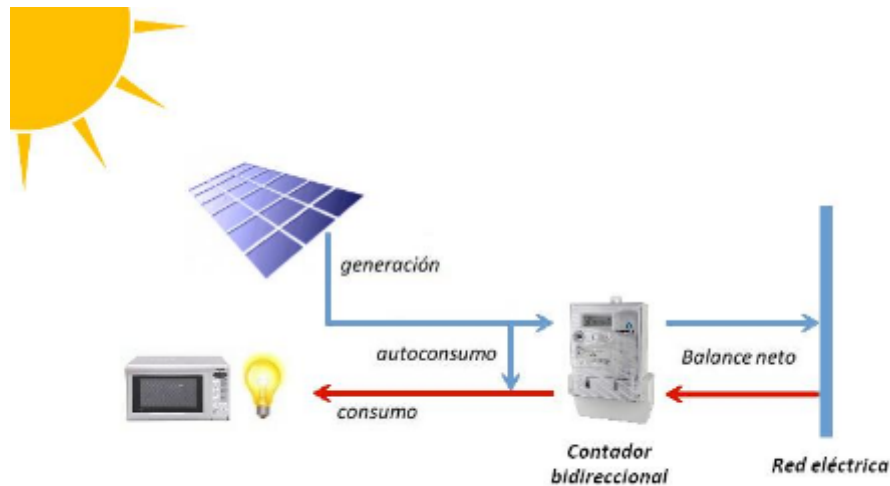


Figura 3. Esquema de balance neto de instalación autoconsumo.

5 Casos de estudio.

En este apartado se van a analizar las demandas de distintas instalaciones con una solución tecnológica propuesta del mix de autoconsumo para después poder hacer un estudio más riguroso del aspecto económico.

5.1 Finca de explotación agrícola.

5.1.1 Localización.



Figura 4. Foto aérea de la localización agrícola.

Latitud: 39.819 Longitud: -3.872

Se encuentra en el término municipal de Nambroca, Toledo.

5.1.2 Datos de partida.

A continuación se calculará la curva de demanda del consumidor que este caso es una finca de explotación agrícola para poder elegir el tipo de instalación de autoconsumo y realizar un balance energético final. Para esta instalación se dispone de los datos de consumo del año 2015 de las facturas de compañía y datos de las costumbres. Esta instalación contrata actualmente una tarifa 3.0A con discriminación horaria de tres periodos(3P) en función del periodo punta, periodo llano o periodo valle. Además la potencia contratada, que es igual para los tres periodos, es de 19.8kW.

Mes	Mes	Consumo(kWh)
Enero	1	1046,5
Febrero	2	1716
Marzo	3	1000
Abril	4	1003
Mayo	5	956
Junio	6	1109
Julio	7	997
Agosto	8	897
Septiembre	9	934
Octubre	10	1012
Noviembre	11	1243
Diciembre	12	1123

Tabla 3. Consumo eléctrico mensual (kWh).

Que si se representan estos datos en forma de gráfica, se puede observar que el consumo anual es bastante constante salvo en el mes de febrero que se tiene un pico superior al resto.

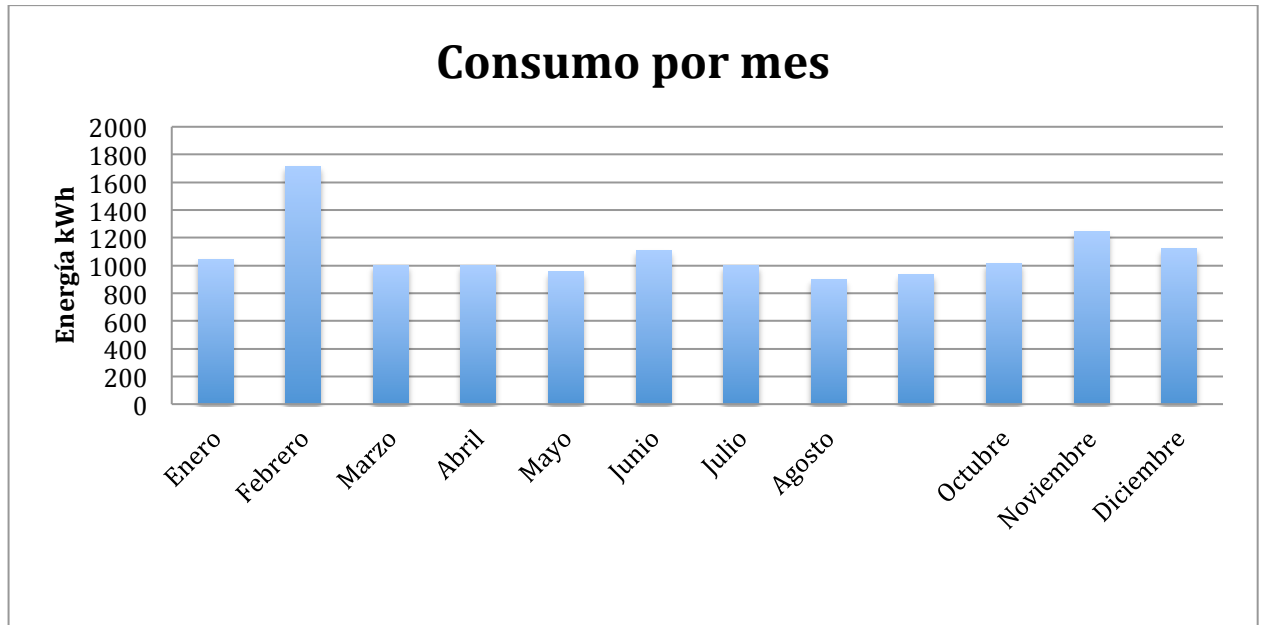


Gráfico 2. Consumo eléctrico mensual (kWh).

Tal y como pasa en todas las facturas de electricidad tenemos el pago del término de potencia y el término de energía. El término de potencia hace alusión al pago de tener contratado una potencia que aunque no se utilice al 100% a todas horas pero se paga por la disponibilidad de esa potencia contratada para poder hacer uso de ella en cualquier momento que se requiera, es decir se paga por su reserva. En cuanto al término de energía se refiere al pago de la energía consumida en cada uno de los periodos que se diferencian por los kWh que se hayan consumido. Además sus precios según el BOE de febrero de 2014 en el que se hace referencia a los precios que rigen hasta el momento la tarifa 3.0A de este emplazamiento son los siguientes:

	Términos	
Periodo	Potencia(€/kW)	Energía(€/kWh)
PP(P. Punta)	0,111585986	0,018762
PLL(P.Llano)	0,066951589	0,012575
PV(P.Valle)	0,044634397	0,068685

Tabla 4. Precios unitarios periodos de tarifa 3.0A según BOE.

Para entender en qué consisten los tres periodos se muestra la tabla siguiente que expresa según las compañías eléctricas la franja horaria de cada uno de los periodos para la Península Ibérica:

Península Ibérica		
	Invierno	Verano
P1-Punta	18-22h	11-15h
P2-Llano	8-18h	8-11h
	22-24h	15-24h
P3-Valle	0-8h	0-8h

Tabla 5. Horario de los periodos de tarifa 3.0A.

Invierno	Valle	Llano	Punta	LI...
Verano	Valle	Llano	Punta	Llano
	12 a. m.	6	12 p. m.	6 12 a. m.

Tabla 6. Horario de los periodos de tarifa 3.0A.

En el caso de esta instalación gracias a la facturación obtenida se tiene el detalle del consumo por periodos que contempla la siguiente tabla, además se puede contemplar que el periodo de mayor consumo es el periodo dos o también periodo llano (PLL).

Mes	Consumo(kWh)	Periodo 1(kWh)	Periodo 2(kWh)	Periodo 3(kWh)
Enero	1046,5	319,5	538,5	188,5
Febrero	1716	520	910	286
Marzo	1000	285	595	120
Abril	1003	204	494	305
Mayo	956	345	445	166
Junio	1109	212	768	129
Julio	997	234	566	197
Agosto	897	298	399	200
Septiembre	934	253	480	201
Octubre	1012	234	594	184
Noviembre	1243	356	597	290
Diciembre	1123	315	578	230

Tabla 7. Detalle de consumo por periodos de la instalación.

5.1.3 Perfil de consumo.

A continuación el objetivo de este apartado es obtener de forma aproximada y con toda la información expuesta anteriormente un perfil de consumo por horas de un día, según el día de la semana de un mes y por mes en un año, de esta manera podemos tener representadas las 8760 horas de un año como perfil de consumo o perfil de carga.

Lo primero para poder tomar alguna referencia es estandarizar los días de la semana de un mes, por ejemplo, asumir que todos los martes del mes de marzo son iguales en cuanto a consumo. Esto se puede hacer sin llevar a gran error ya que en el fondo estamos intentando homogeneizar el tipo de consumo por día de la semana, que aunque la explotación agrícola tiene consumos varios puede seguir un patrón de consumos fijos durante todos los días. Esta es una manera bastante usada como buena aproximación de cálculo para simular perfiles de consumo, lo que a continuación se

hará es contabilizar y agrupar todos los días de la semana por cada mes del año de 2015 del cual se dispone la facturación mensual de la compañía eléctrica, quedando de la siguiente manera:

Días del año 2015							
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
Enero	4	4	4	5	5	5	4
Febrero	4	4	4	4	4	4	4
Marzo	5	5	4	4	4	4	5
Abril	4	4	5	5	4	4	4
Mayo	4	4	4	4	5	5	5
Junio	5	5	4	4	4	4	4
Julio	4	4	5	5	5	4	4
Agosto	5	4	4	4	4	5	5
Septiembre	4	5	5	4	4	4	4
Octubre	4	4	4	5	5	5	4
Noviembre	5	4	4	4	4	4	5
Diciembre	4	5	5	5	4	4	4

Tabla 8. Agrupación de los días de la semana por mes.

Una vez se tiene esta agrupación por días de la semana y con el objetivo de tener el consumo horario de todo el año 2015, hay que darle un peso a los días de la semana en primer lugar ya que días como el domingo no se consume de igual manera. De este modo tomamos como hipótesis que los sábados se consume el 70% que un día normal y que el domingo es del 50%. En definitiva se puede obtener el consumo estandarizado de un día de un mes (Tabla 8) y el consumo tipo por agrupación de días de la semana y mes (Tabla 9).

	Días/Mes	kWh/mes	kWh/día
Enero	27,5	1046,5	38,05
Febrero	24,8	1716	69,19
Marzo	27,3	1000	36,63
Abril	26,8	1003	37,43
Mayo	27	956	35,41
Junio	26,8	1109	41,38
Julio	27,8	997	35,86
Agosto	27	897	33,22
Septiembre	26,8	934	34,85
Octubre	27,5	1012	36,80
Noviembre	26,3	1243	47,26
Diciembre	27,8	1123	40,40

Tabla 9. Consumo estándar por día/mes.

	Consumo por día(kWh)						
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
Enero	152,22	152,22	152,22	190,27	190,27	133,19	76,11
Febrero	276,77	276,77	276,77	276,77	276,77	193,74	138,39
Marzo	183,15	183,15	146,52	146,52	146,52	102,56	91,58
Abril	149,7	149,7	187,13	187,13	149,7	104,79	74,85
Mayo	141,63	141,63	141,63	141,63	177,04	123,93	88,52
Junio	206,9	206,9	165,52	165,52	165,52	115,87	82,76
Julio	143,45	143,45	179,32	179,32	179,32	100,42	71,73
Agosto	166,11	132,89	132,89	132,89	132,89	116,28	83,06
Septiembre	139,4	174,25	174,25	139,4	139,4	97,58	69,7
Octubre	147,2	147,2	147,2	184	184	128,8	73,6
Noviembre	201,98	161,58	161,58	161,58	161,58	113,11	100,99
Diciembre	189,05	236,31	236,31	236,31	189,05	132,33	94,52

Tabla 10. Consumo estándar por tipo de día en un mes.

Con el reparto balanceado de los días de la semana, se procede a dar pesos a las horas del día en función de si es invierno o verano. Para este paso se utiliza los datos de consumos por periodos facilitada en la Tabla 6 y además se utiliza la distinción de horas detallada por cada periodo en la Tabla 5. De esta manera los porcentajes de consumo que se utilizan según sea invierno o verano serán los siguientes de la Tabla 10:

		Reparto por horas(Porcentual)											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Invierno	Enero	0,01	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,11
	Febrero	0,01	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,11
	Marzo	0,01	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,11
	Abril	0,01	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,11
	Mayo	0,01	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,11
Verano	Junio	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,08
	Julio	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,08
	Agosto	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,08
	Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,08
Invierno	Octubre	0,01	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,11
	Noviembre	0,01	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,11
	Diciembre	0,01	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,11	0,11	0,11

		Reparto por horas(Porcentual)											
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Invierno	Enero	0,11	0,11	0,1	0,05	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01
	Febrero	0,11	0,11	0,1	0,05	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01
	Marzo	0,11	0,11	0,1	0,05	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01
	Abril	0,11	0,11	0,1	0,05	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01
	Mayo	0,11	0,11	0,1	0,05	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01
Verano	Junio	0,08	0,08	0,08	0,06	0	0,1	0	0	0	0,01	0	0
	Julio	0,08	0,08	0,08	0,06	0	0,1	0	0	0	0,01	0	0
	Agosto	0,08	0,08	0,08	0,06	0	0,1	0	0	0	0,01	0	0
	Septiembre	0,08	0,08	0,08	0,06	0	0,1	0	0	0	0,01	0	0
Invierno	Octubre	0,11	0,11	0,1	0,05	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01
	Noviembre	0,11	0,11	0,1	0,05	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01
	Diciembre	0,11	0,11	0,1	0,05	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01

Tabla 11. Reparto del consumo diario en tanto por 1.

Con estos porcentajes asignados por hora se puede obtener el consumo de cualquier día de la semana de un mes concreto con sus 24 horas del día quedando como ejemplo el consumo de un lunes de todos los meses del año referenciado en la siguiente tabla 11 y la gráfica representativa:

Reparto por horas de los Lunes (kWh)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Enero	1,52	0	0	0	0	0	1,52	10,66	12,18	16,74	16,74	16,74
Febrero	2,77	0	0	0	0	0	2,77	19,37	22,14	30,45	30,45	30,45
Marzo	1,83	0	0	0	0	0	1,83	12,82	14,65	20,15	20,15	20,15
Abril	1,5	0	0	0	0	0	1,5	10,48	11,98	16,47	16,47	16,47
Mayo	1,42	0	0	0	0	0	1,42	9,91	11,33	15,58	15,58	15,58
Junio	0	0	0	0	0	0	2,07	16,55	18,62	22,76	22,76	16,55
Julio	0	0	0	0	0	0	1,43	11,48	12,91	15,78	15,78	11,48
Agosto	0	0	0	0	0	0	1,66	13,29	14,95	18,27	18,27	13,29
Septiembre	0	0	0	0	0	0	1,39	11,15	12,55	15,33	15,33	11,15
Octubre	1,47	0	0	0	0	0	1,47	10,3	11,78	16,19	16,19	16,19
Noviembre	2,02	0	0	0	0	0	2,02	14,14	16,16	22,22	22,22	22,22
Diciembre	1,89	0	0	0	0	0	1,89	13,23	15,12	20,8	20,8	20,8

Reparto por horas de los Lunes (kWh)												
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	16,7	16,74	15,22	7,61	6,09	4,57	3,04	1,52	1,52	0,76	0,76	1,52
Febrero	30,5	30,45	27,68	13,84	11,07	8,3	5,54	2,77	2,77	1,38	1,38	2,77
Marzo	20,2	20,15	18,32	9,16	7,33	5,49	3,66	1,83	1,83	0,92	0,92	1,83
Abril	16,5	16,47	14,97	7,49	5,99	4,49	2,99	1,5	1,5	0,75	0,75	1,5
Mayo	15,6	15,58	14,16	7,08	5,67	4,25	2,83	1,42	1,42	0,71	0,71	1,42
Junio	16,6	16,55	16,55	12,41	14,48	14,48	6,21	4,14	4,14	2,07	0	0
Julio	11,5	11,48	11,48	8,61	10,04	10,04	4,3	2,87	2,87	1,43	0	0
Agosto	13,3	13,29	13,29	9,97	11,63	11,63	4,98	3,32	3,32	1,66	0	0
Septiembre	11,2	11,15	11,15	8,36	9,76	9,76	4,18	2,79	2,79	1,39	0	0
Octubre	16,2	16,19	14,72	7,36	5,89	4,42	2,94	1,47	1,47	0,74	0,74	1,47
Noviembre	22,2	22,22	20,2	10,1	8,08	6,06	4,04	2,02	2,02	1,01	1,01	2,02
Diciembre	20,8	20,8	18,9	9,45	7,56	5,67	3,78	1,89	1,89	0,95	0,95	1,89

Tabla 12. Reparto del consumo de los lunes de un mes en kWh.

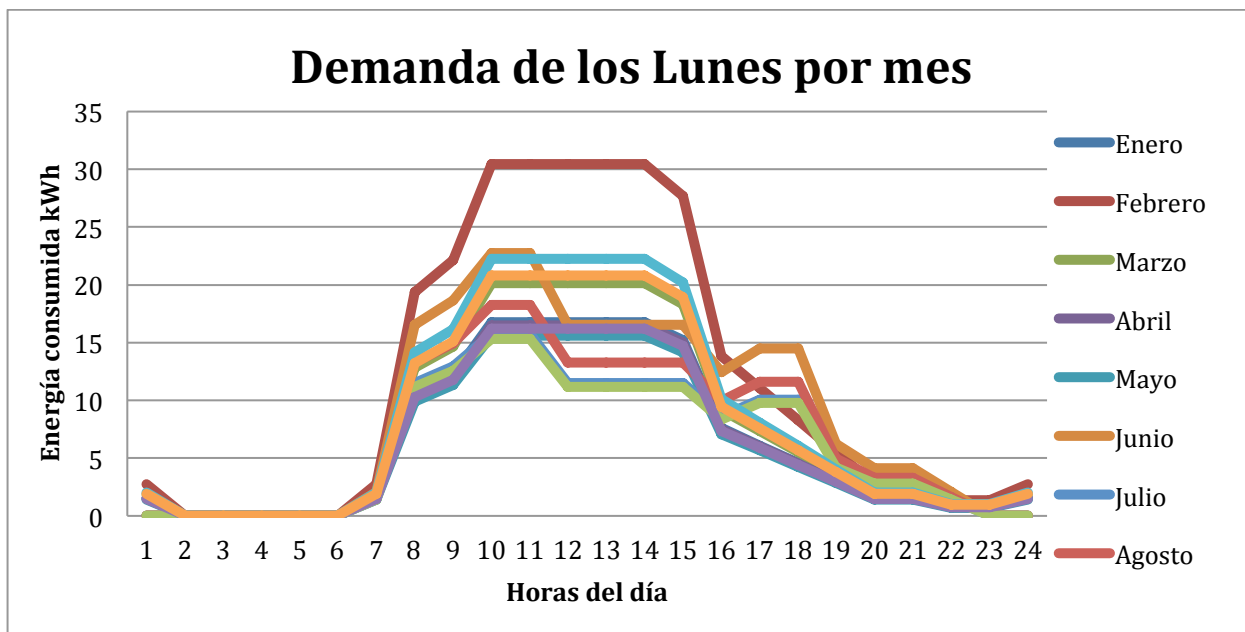


Gráfico 3. Consumo horario de un lunes (kWh).

Además podemos obtener una gráfica muy ilustrativa donde se ve las distintas curvas de demanda en función del día de la semana de un mes en concreto. En la siguiente gráfica se ejemplifica con la curva de una semana del mes de Diciembre:

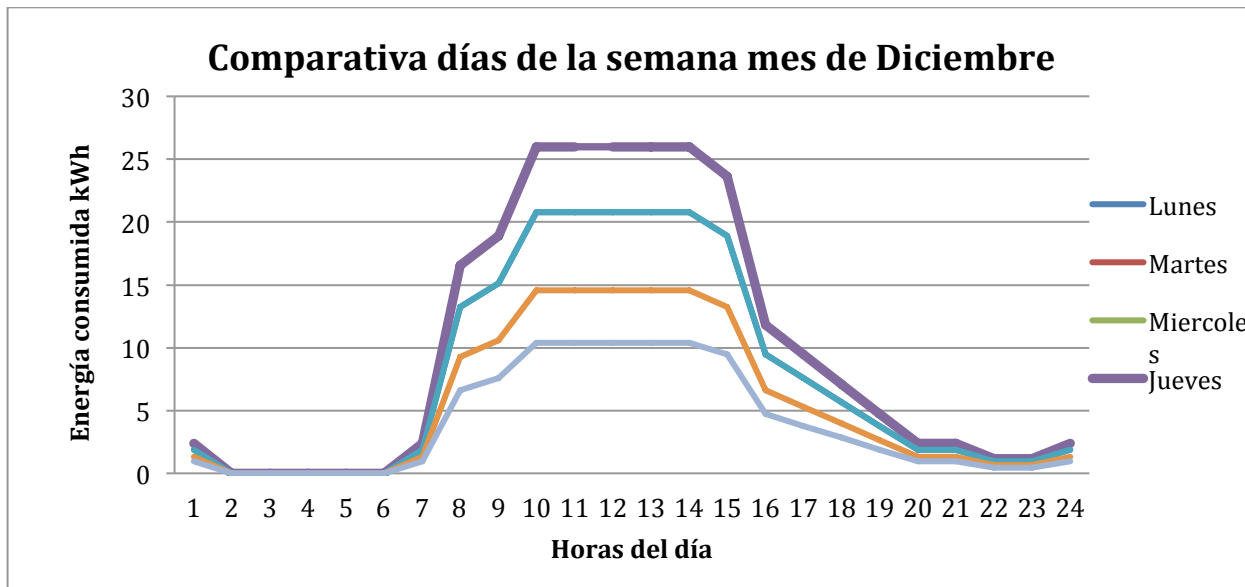


Gráfico 4. Consumo horario de una semana de Diciembre (kWh).

5.1.4 Estudio fotovoltaico

A continuación se realizará el cálculo de la instalación de placas solares fotovoltaicas y el cálculo de su potencial de generación para poder tomar decisiones sobre el mix de autoconsumo elegido en esta instalación.

Para la instalación de placas solares se tiene un terreno disponible sin ser necesaria su instalación en el techo de la vivienda o en las naves de la propia explotación agrícola y que por preferencia del propietario dispondremos su instalación en dicho terreno que a su vez facilita su instalación y mantenimiento así como la posibilidad de uso de ejes rotativos en función de la época del año. El terreno destinado a esta instalación es el que aparece señalado a continuación, es una explanada llana de superficie disponible de 1420 m² con posibilidad de ampliarse al tratarse de un posible rectángulo de 42m por 50m:



Figura 5. Terreno disponible.

Para la colocación de las placas solares hay que hacer algunos cálculos previos para ver la orientación, inclinación y distancia entre placas.

5.1.4.1 Elección de las placas solares fotovoltaicas.

Hay que elegir un fabricante de placas y un modelo en concreto para nuestra instalación, los fabricantes que se analizan son: ATERSA, Victron y Yingli(YGE). Para ello lo primero que vamos a hacer es elegir un modelo de cada marca para unas placas de unos 300W y posteriormente compararemos las características técnicas principales. De la empresa ATERSA se elige el modelo A-300P(TYCO 4.0), de Victron BlueSolar 290W y de la empresa Yingli Solar se elige el modelo YGE 72 Cell Series 2. La siguiente tabla recoge el resumen de los parámetros más significativos:

Fabricante:	ATERSA	Victron	YGE
Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5) *			
Potencia Nominal (±5%)	300Wp	290W	300Wp
Eficiencia del modulo	15,42%	15,30%	15,55%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,21A	8,06A	8,37A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	36,52V	36V	35,8V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,89A	8,56A	8,86A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	44,97V	44,10V	45,2V
Parámetros térmicos			
Coeficiente de Temperatura de Isc (alfa)	0,04% /°C	0,045/°C	0,05% /°C
Coeficiente de Temperatura de Voc (beta)	-0,32% /°C	-0,34% /°C	-0,32% /°C
Coeficiente de Temperatura de P (gamma)	-0,43% /°C	-0,47% /°C	-0,42% /°C
Características físicas			
Dimensiones (mm ± 2mm)	1965x990x40mm	1956x992x45mm	1960/990/ 40mm
Peso (kg)	24kg	24kg	25,5kg
Área (m ²)	1,95	1,94	1,94
Tipo de célula	Policristalina 156 x 156 mm (6 pulgadas)	Policristalina	Silicio multicristalino / 156 mm x 156 mm
Células en serie	72(6x12)	72(6x12)	72
Cables	Cable Solar 4mm ² 1200mm	Cable Solar 4mm ² 900mm	1100mm / 4mm ²
Conectores	TYCO	MC4	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68
Rango de funcionamiento			
Temperatura	-40 °C a +85 °C	-40 °C a +80 °C	-40 °C a +85 °C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II	1000 V / CLASS II	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento	2400 Pa (130 km/h)	23m/s(82,8km/h)	2400 Pa (130 km/h)
Carga Máxima Nieve	5400 Pa (551 kg/m ²)	200kg/m ²	5400 Pa (551 kg/m ²)

Tabla 13. Comparativa parámetros placas solares.

Se han elegido marcas bastante usadas en el mercado como ATERSA y Yingli por tanto sus productos son productos bastante desarrollados, testados e instalados por España y el mundo. En cuanto a un aspecto de fiabilidad se puede hablar de igual a igual con las distintas placas. Ahora bien, en el análisis de parámetros difieren en algunos aspectos pero no en excesivo ya que se está hablando de placas de la misma categoría.

Las características están testadas ante pruebas en condiciones STS para los tres casos que es una manera de normalizar dichas pruebas. En cuanto a la potencia nominal las tres dan el mismo rango. En la eficiencia del módulo las tres andan en torno al 15%, siendo la placa Yingli un poco mejor, seguida por ATERSA pero están las tres en el

mismo orden de magnitud referencial. En tensiones e intensidades de cortocircuitos se comportan prácticamente de la misma manera. Es en los aspectos térmicos donde la placa ATERSA mejora en cierta manera a las demás ya que su porcentaje de pérdida de rendimiento por grado de temperatura es inferior que en los otros dos casos de manera que para temperaturas de trabajo altas empeorará en menor medida su generación frente a las demás. Las medidas físicas son muy semejantes rondando las tres una superficie de 1.94 m^2 , y el peso de unos 24kg. Las tres se componen de 72 células policristalinas, con una protección de 1000V. Un elemento que a veces se pasa por alto es la resistencia mecánica ante condiciones extremas de nieve o vientos fuertes, para ello ATERSA y la placa Yingli se comportan de la misma manera soportando vientos de 130km/h que son más propicios que tener grandes cantidades de nieve por la zona céntrica de España donde se van a instalar y su climatología predominante.

Una vez visto lo anterior habría que quedarse con la marca ATERSA y la marca Yingli por sus características, en cuanto a precios con una visión general de las dos marcas, ATERSA es más económica para estas placas. Además un aspecto muy importante que es parte de la sostenibilidad del proyecto y del interés de mantener los cercos del proyecto en España es que ATERSA es una empresa española con sus fábricas en España, más concretamente una de ellas en Valencia. Por tanto por características, precio y por valores éticos hacia la propia nacionalidad de la empresa (requisito no indispensable pero si detalle a tener en cuenta) se elige para este proyecto el módulo solar de ATERSA A-300P (TYCO 4.0).

5.1.4.2 Orientación.

La mejor orientación para la instalación de los paneles solares es la orientación sur. Al tener un terreno disponible y no estar sujetos a la orientación de un tejado de una instalación así se orientarán.

Según IDAE, la orientación es el ángulo llamado azimut α , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0 grados para los módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste. Y como ya se ha dicho las placas solares captan la máxima cantidad de radiación solar en el ángulo 0° .

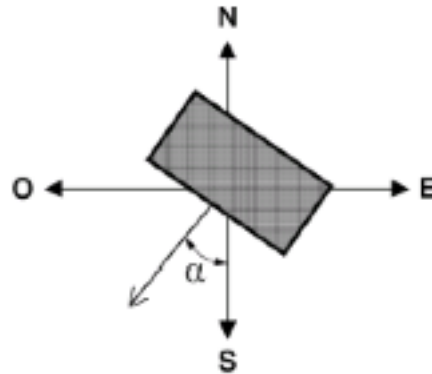


Figura 6. Orientación según IDAE, ángulo azimut.

5.1.4.3 Inclinación.

Hay varios métodos del cálculo de la inclinación óptima de las placas fotovoltaicas. Entre ellos se encuentra un método basado en la inclinación óptima anual y otro basado en el periodo de tiempo y uso de las placas.

El método de la inclinación óptima anual se muestra a través de una fórmula para obtener la máxima cantidad de radiación procedente del sol en un año completo por el módulo solar. Su base científica es un análisis estadístico sobre las radiaciones solares recibidas por distintas superficies con inclinaciones varias en distintos lugares en cuanto a coordenadas de latitud, aunque este método es empírico y poco analítico consigue grandes precisiones con la realidad, con esto se llega a lo siguiente:

$$\beta_{optimo} = 3.7 + 0.69 \cdot |\phi| = 31.15^{\circ}$$

Ecuación 1. Inclinación óptima anual.

Donde β es el ángulo de inclinación en grados (es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal) y ϕ es la latitud del punto de situación.

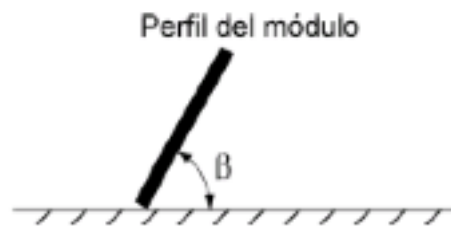


Figura 7. Inclinación según IDAE.

Por otro lado existe el ya explicado método en función del periodo de tiempo y uso, que calcula este ángulo óptimo en función de su uso y para el peor mes, esto se recoge en la siguiente tabla:

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{\text{opt}} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{\text{opt}} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno).	$\beta_{\text{opt}} = \phi + 10$

Tabla 14. Inclinación óptima según IDAE.

Con los datos de nuestra instalación quedaría:

	Inclinación óptima
Anual	$\Phi - 10^\circ = 39,819 - 10 = 29,819^\circ$
Verano	$\Phi - 20^\circ = 39,819 - 20 = 19,819^\circ$
Invierno	$\Phi + 10^\circ = 39,819 + 10 = 49,819^\circ$

Tabla 15. Inclinación óptima según IDAE para nuestra instalación.

Por último se va a utilizar el programa PVGIS por la European Comission que trata de un mapa interactivo donde podemos realizar cálculos sobre la localización exacta de nuestra instalación. En este programa, para las coordenadas descritas de nuestra localización, se utiliza la herramienta que optimiza la inclinación dando un ángulo de 31° para un ángulo fijo durante todo un año y que además tiene una posición

libre como es nuestro caso. Para todo esto se realiza una comparativa utilizando la herramienta antes descrita para ver las diferencias temporales de invierno y verano con datos referenciales de 10kWp de manera que no son los datos de nuestra instalación pero servirán de referencia:

	Inclinación 49º		Inclinación 31º		Inclinación 19º		Variable	
	Edia	Emen	Edia	Emen	Edia	Emen	Edia	Emen
Enero	32,5	1010	29,1	901	25,3	786	32,5	1010
Febrero	40,7	1140	37,8	1060	34,2	956	40,7	1140
Marzo	45	1390	44,5	1380	42,3	1310	45	1390
Abril	43,2	1290	45,6	1370	45,5	1370	45,5	1370
Mayo	42,4	1310	47,4	1470	49	1520	49	1520
Junio	43,7	1310	50,5	1510	53,2	1590	53,2	1590
Julio	46,8	1450	53,7	1670	56,2	1740	56,2	1740
Agosto	47,7	1480	51,7	1600	52,3	1620	52,3	1620
Septiembre	45,6	1370	46,1	1380	44,4	1330	45,6	1370
Octubre	41,9	1300	39,8	1230	36,6	1140	41,9	1300
Noviembre	35,4	1060	32	959	28,1	843	35,4	1060
Diciembre	31,5	976	27,8	861	23,8	739	31,5	976
Anual	41,3	1260	42,2	1280	40,9	1250	44,07	1341
Total un año		15100		15400		14900		16086

Tabla 16. Comparación de los kWh según la inclinación.

En la tabla anterior podemos comparar la simulación con el PVGIS de los kWh generados con los distintos ángulos de inclinación utilizados. Se puede corroborar lo antes calculado, para un ángulo de 19º se consigue la máxima producción en épocas de verano, para 49º es la inclinación óptima para periodos de invierno. Y en el caso de tener que poner una inclinación óptima para todo el año se ve que 31º da la mejor de las producciones a nivel anual pero siempre un poco menos en cada época del año que en las otras opciones. De manera que en este proyecto se presenta la posibilidad variable que cambia finalmente en dos ángulos uno de 49º para las épocas de invierno y un ángulo de 19 grados para épocas de verano lo cual nos ofrece la máxima generación por periodos de uso y también en el conjunto anual.

5.1.4.4 Distancia mínima.

En este apartado se calcula la distancia mínima de separación entre las filas de las placas solares de la instalación para evitar el efecto de la sombra de unas placas con otras y tener la máxima irradiación incidente posible, además es importante destacar que

no solo se deja esta distancia por la sombra creada por las otras placas sino que también es importante tener en cuenta el calor retenido en el entorno de las mismas que es necesario evacuar con convección natural ya que el rendimiento de las placas baja directamente proporcional a los grados de trabajo de las células. Si se usa el Pliego de Condiciones Técnicas IDAE, se define la distancia d , como una medida horizontal entre la proyección del módulo hasta el comienzo del siguiente. También se define la altura h que puede dar sombras sobre los demás módulos. Según este código se recomienda que sea esta altura y distancia mínima tal que se garanticen al menos 4 horas de irradiación en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Ecuación 2. Distancia mínima entre filas de paneles.

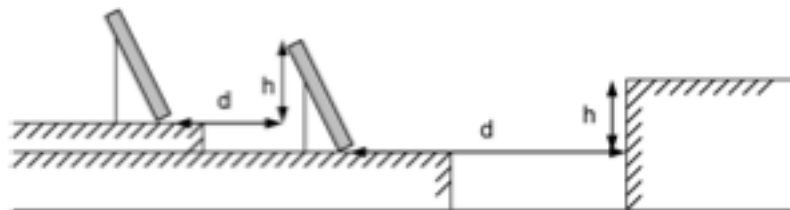


Figura 8. Distancia mínima según IDAE.

En el caso de este proyecto se consideran los ángulos de inclinación para el solsticio de verano y de invierno como se vio en el apartado anterior de manera que la distancia mínima será la peor de ambas, se espera que para mayor inclinación, mayor distancia se deberá dejar. Los ángulos considerados para instalar las placas son 49° en invierno, 19° en verano y además se calcula para el ángulo óptimo.

- **Para inclinación 49° :**

Si el ángulo de inclinación son 49° y sabiendo que los paneles tienen de altura 1965mm y la ecuación 2 de la distancia mínima:

$$h = \text{sen}(49^\circ) * 1965 = 1483\text{mm}$$

$$d = \frac{1483}{\text{tag}(61^\circ - 39.81^\circ)} = 3825.4\text{mm} = 3.82\text{m}$$

Pero la distancia total no es 3.82m sino que de vértice a vértice hay d+proyección horizontal de la placa, siendo el total de **5.1m**.

- **Para inclinación 19°:**

Si el ángulo de inclinación son 19° y sabiendo que los paneles tienen de altura 1965mm y la ecuación 2 de la distancia mínima:

$$h = \text{sen}(19^\circ) * 1965 = 639.74\text{mm}$$

$$d = \frac{639.74}{\text{tag}(61^\circ - 39.81^\circ)} = 1650\text{mm} = 1.65\text{m}$$

Pero la distancia total no es 1.65m sino que de vértice a vértice hay d+proyección horizontal de la placa, siendo el total de **3.5m**.

- **Para inclinación 31°:**

Si el ángulo de inclinación son 31° y sabiendo que los paneles tienen de altura 1965mm y la ecuación 2 de la distancia mínima:

$$h = \text{sen}(31^\circ) * 1965 = 1012\text{mm}$$

$$d = \frac{1012}{\text{tag}(61^\circ - 39.81^\circ)} = 2610\text{mm} = 2.6\text{m}$$

Pero la distancia total no es 2.6 m sino que de vértice a vértice hay d+proyección horizontal de la placa, siendo el total de **4.2m**. Por tanto el peor de los casos será una distancia mínima de **5m**.

5.1.4.5 Número de paneles posibles.

La extensión del terreno es la suficiente para instalar entre 250 y 280 paneles fotovoltaicos por tanto como se verá más adelante los 36 paneles que se deciden instalar en tres filas de 12 caben perfectamente en esta explanada.

5.1.4.6 Cálculo de la estructura soporte.

Las estructuras soporte deben ser estructuras de suelo que puedan variar su ángulo de inclinación desde los 19° hasta los 49° calculados para verano e invierno respectivamente para poder captar el sol de la manera más óptima calculada aumentando así la propia eficiencia de la instalación. Además estas estructuras deben soportar las cargas y esfuerzos de peso y cargas de viento. Los soportes serán estructuras de la propia empresa suministradora de los paneles fotovoltaicos de ATERSA. Además de los esfuerzos, estas estructuras no deben producir sombras sobre los módulos. Dichas estructuras deben estar construidas con carril de perfil macho donde se fijarán las placas con perfil hembra al soporte. En el apoyo de la estructura con el suelo por la parte final del carril, se utilizará una rótula la cual posibilitará el cambio de la inclinación de la estructura. Los perfiles o patas traseros donde apoya la estructura deben poder deslizarse para poder abatir la estructura con la inclinación deseada, estas patas o perfiles deben poseer dos topes o señales que indiquen la inclinación óptima para el periodo de invierno (49°) y para el periodo de verano (19°).

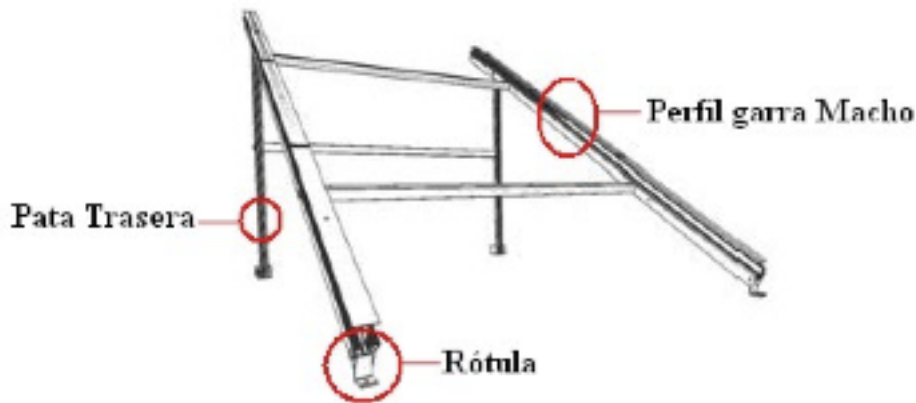


Figura 9. Estructura soporte módulos solares.

5.1.4.7 Inversor a instalar.

El inversor es uno de los componentes más importantes de diseño de la instalación de energía solar, además de un buen diseño por la propia eficiencia de la instalación, debe cumplir las Condiciones Técnicas del IDAE, de esta manera se han de calcular las tensiones e intensidades normales o en este caso máximas de producción del generador, dando en ese punto la máxima potencia posible en el funcionamiento e incluso su comportamiento ante situaciones no normalizadas como las condiciones STC de las hojas de características de las placas.

La tensión y corriente máximas o requeridas para un punto de potencia máxima son los elementos a tener en cuenta para el dispositivo electrónico que debe seguir el inversor en función del estado de las placas para poder conseguir una eficiencia óptima en cada punto. La tensión para este punto de potencia pico de los módulos hay que calcularla en función de la distribución de los paneles si se encuentran en serie o en paralelo que siguiendo las ecuaciones de la electrotecnia clásica de la ley de ohm, divisores de tensión para elementos en serie y el divisor de intensidad para elementos en paralelo se obtiene lo siguiente:

$$V_{mppTOTAL} = V_{mpp} \cdot \text{Paneles}_{SERIE} = 36,52V \cdot 12\text{paneles} = 438,24V$$

$$I_{mppTOTAL} = I_{mpp} \cdot \text{Ramas}_{Paralelo} = 8,21A \cdot 3\text{ramas} = 24,63A$$

Además es interesante calcular esto mismo para la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo fotovoltaico.

$$V_{OCTOTAL} = V_{OC} \cdot Paneles_{SERIE} = 44,97V \cdot 12paneles = 539,64V$$

$$I_{SCTOTAL} = I_{SC} \cdot Ramas_{Paralelo} = 8,89A \cdot 3ramas = 26,67A$$

A pesar de tener estos cálculos, se hace especial hincapié que los datos que se usan salen de las características del fabricante que son productos de ensayos en unas condiciones normalizadas para poder comparar entre unos y otros, este hecho nos afecta en que en el punto de instalación y según la época del año estas condiciones serán distintas. Podría hacerse algún cálculo para distintas temperaturas usando factores de corrección pero dicha profundidad de cálculo no es el objetivo de este proyecto.

En resumen las características del inversor deben cumplir:

Tensión máxima potencia	438,24V
Intensidad máxima potencia	24,63A
Tensión circuito abierto	539,64V
Intensidad cortocircuito	26,67A

Tabla 17. Resumen características inversor.

Finalmente con estas características de entrada al inversor se ha decidido instalar un inversor de la propia marca InfiniSolar, por exigencias del cliente la salida del inversor debe ser trifásica de manera que estrecha bastante el campo de elección de estos inversores, se elige el inversor InfiniSolar 3P 10kW, con salida trifásica equilibrada sin uso de ningún transformador. Las características principales son las siguientes, sacadas del propio manual del inversor facilitado por el fabricante:

MODEL	InfiniSolar 2KW	InfiniSolar Plus 3KW	InfiniSolar 5KW	InfiniSolar Plus 5KW	InfiniSolar 3P 10KW
PHASE	1-phase in / 1-phase out				3-phase in / 3-phase out
MAXIMUM PV INPUT POWER	2250 W	4500 W	5000 W	10000 W	14850 W
RATED OUTPUT POWER	2000 W	3000 W	5000 W	5000 W	10000 W
MAXIMUM CHARGING POWER	1200 W		1500 W	4800 W	9600 W
GRID-TIE OPERATION					
PV INPUT (DC)					
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	300 VDC / 350 VDC	360 VDC / 500 VDC		720 VDC / 900 VDC	720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	80 VDC / 120 VDC	116 VDC / 150 VDC		225 VDC / 250 VDC	320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range	120 VDC ~ 320 VDC	250 VDC ~ 450 VDC	277 VDC ~ 450 VDC	250 VDC ~ 850 VDC	400 VDC ~ 800 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A		2 / 2 x 10 A	2 / 2 x 18.6A
GRID OUTPUT (AC)					
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	208/220/230/240 VAC			230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Voltage Range	88 - 127 VAC*	184 - 265 VAC*			184 - 265 VAC* per phase
Nominal Output Current	18 A	13 A	21 A	21 A	14.5A per phase
Power Factor	> 0.99				
EFFICIENCY					
Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)	95%	96%			
European Efficiency@ Vnominal	94%	95%			

Figura 10. Características línea entrada y salida inversor InfiniSolar 3P.

Para elegir este inversor se atiende a las exigencias de la instalación que en gran medida son:

- La tensión máxima de entrada o tensión a circuito abierto es de 900V, superior a los 539V de nuestra configuración de placas. A su vez cumple para la situación de entrega de potencia máxima con una tensión de 438V.
- La tensión mínima puede darse cuando esté en vacío y por tanto será superior a los 320V.
- La corriente de entrada máxima en el punto de máxima potencia es 2x18,6A que no es superada por los 24,63 A para una conexión paralelo.
- La potencia máxima, pico o nominal de la instalación es de 36 paneles por 300Wp de 10,8kWp que no supera los 14,85kW de este inversor y sabiendo que los paneles no suelen trabajar al 100% durante todo el año sino que trabajan por debajo de esta potencia pico, en realidad el inversor tiene margen de potencia.
- Además la tensión de salida es 230/400V trifásica con una frecuencia de 50Hz con pequeña incertidumbre.

- Por último el precio de los inversores de esta marca son precios medios en mercado, es decir no son excesivos en comparación con el resto lo cual hay que tener en cuenta.

Además aunque no se ha nombrado anteriormente, se ha buscado un inversor que haga la función inversor y cargador de baterías. Si no se instala un inversor/cargador se requiere de comprar otro elemento que cargue las baterías y haga pasar toda la energía por las baterías desgastándolas. En este caso si se tiene un inversor/cargador con una conmutación interna no requiere pasar toda la energía por las baterías, es decir, este inversor híbrido puede gestionar las baterías con controles de carga y descarga, de esta manera se realizan las operaciones más acordes para maximizar la vida útil de las propias baterías. Por tanto este inversor alimenta las cargas directamente de los paneles solares y si existe excedente los almacena en las baterías o incluso si hubiese una red de conexión la conectaría a la red o a cualquier salida auxiliar que en el apartado de rentabilidad económica se propondrá alguna opción ante esta energía excedente.

Este inversor híbrido como característica adicional tiene que es compatible con un generador externo de emergencia, además de tener otro cargador de baterías para el propio motor de arranque del generador. Finalmente este inversor sirve de regulador en carga de las cadenas de paneles solares. Es el mejor inversor encontrado que incorpora funciones de inversor solar con salida trifásica, cargador de baterías de 48V, regulador en carga y conmutador a la hora de utilizar el grupo electrógeno.



Figura 11. Inversor Solar InfiSolar 3P 10kW.

5.1.4.8 Baterías.

Las baterías son un elemento de almacenaje que sin límite de presupuesto sería deseable poner todas las posibles para almacenar absolutamente toda la energía no consumida generada por nuestro sistema de autoconsumo. Por desgracia es un elemento de gran coste y que tiene una vida útil de unos 10 años de media donde habrá que reciclarlas y poner unas nuevas. Es por ello que se busca el equilibrio entre baterías e instalación de otras tecnologías. En este proyecto y más aún en este caso de estudio se va a instalar otra tecnología de energía minieólica que en gran medida busca la no dependencia de mayor capacidad de almacenaje y darle una “oportunidad” a el viento de aportar esa energía que nos falta por las noches de energía solar y momento nublados que por general suelen ser ventosos. Además si se refresca la tabla siguiente sobre consumo por día:

	kWh/día
Enero	38,05
Febrero	69,19
Marzo	36,63
Abril	37,43
Mayo	35,41
Junio	41,38
Julio	35,86
Agosto	33,22
Septiembre	34,85
Octubre	36,80
Noviembre	47,26
Diciembre	40,40

Tabla 18. Consumo medio por día kWh.

Se puede ver que el consumo medio de todos los consumos medios por día es de 40,5 kWh. Por tanto se ha decidido poner una batería con una capacidad entre 30 y 40 kWh que pueda tener una autonomía de casi un día con solo la batería cargada.

Para este proyecto se eligen la marca GNB que es una división de la marca Exide, empresa bastante veterana en el sector de baterías y con una amplia gama de baterías para sistemas de autoconsumo que requiere de una descarga lenta y una carga lenta ya que son cargadas por paneles solares o aerogeneradores con ciclos de descarga de baja profundidad. Entre ellas se elige una batería Tudor que se describe a continuación.

Applica- tions	Battery ranges																	
	Sonnenschein						Marathon		Sprinter		Absolyte	Powerfit	Classic					
	A400/ A600	A400 FT	A500	A700	SOLAR	RAIL	M FT	M/L/XL	S	P/XP	GP/GX	S200/ S300	GRoE	OCsM	OPzS	Energy Bloc/OGi	Solar	rail
Telecom 																		
UPS 																		
Emergency lighting 																		
Security 																		
Utility 																		
Railways 																		
Photovoltaic 																		
Universal 																		

Figura 12. Elección de la batería dentro de Exide.

Como se puede observar, el fabricante para la utilización de las baterías para fines de almacenaje de energía solar, se da prioridad a una batería Classic Tudor Solar. Se elige una batería de estas características llamada OPzS Solar Classic de 660Ah, se ponen 24 baterías dando un voltaje de 48V con una energía final de 31,68kWh pero para ser más realistas y teniendo en cuenta que este valor irá descendiendo por degradación se redondeará para el balance de energía a 30kWh.



Figura 13. Imagen de la batería OPzS Solar Classic.

Las características de las mismas son las siguientes según el fabricante:

Type	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C_{20} 1.85 Vpc 25 °C Ah	Length (l) max. mm	Width (b/w) max. mm	Height* (h) max. mm	Installed length (L) max. mm	Weight incl. acid approx. kg	Weight acid** approx. kg	Internal resistance mOhm	Short circuit current A	Terminal	Pole pairs
OPzS Solar 190	NVSL020190WC0FA	2	190	105	208	395	115	13.7	5.20	1.45	1400	F-M8	1
OPzS Solar 245	NVSL020245WC0FA	2	245	105	208	395	115	15.2	5.00	1.05	1950	F-M8	1
OPzS Solar 305	NVSL020305WC0FA	2	305	105	208	395	115	16.6	4.60	0.83	2450	F-M8	1
OPzS Solar 380	NVSL020380WC0FA	2	380	126	208	395	136	20.0	5.80	0.72	2850	F-M8	1
OPzS Solar 450	NVSL020450WC0FA	2	450	147	208	395	157	23.3	6.90	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 550	NVSL020550WC0FA	2	550	126	208	511	136	26.7	8.10	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 660	NVSL020660WC0FA	2	660	147	208	511	157	31.0	9.30	0.56	3650	F-M8	1
OPzS Solar 765	NVSL020765WC0FA	2	765	168	208	511	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1
OPzS Solar 985	NVSL020985WC0FA	2	985	147	208	686	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1
OPzS Solar 1080	NVSL021080WC0FA	2	1080	147	208	686	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1
OPzS Solar 1320	NVSL021320WC0FA	2	1320	212	193	686	222	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2
OPzS Solar 1410	NVSL021410WC0FA	2	1410	212	193	686	222	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2
OPzS Solar 1650	NVSL021650WC0FA	2	1650	212	235	686	222	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2
OPzS Solar 1990	NVSL021990WC0FA	2	1990	212	277	686	222	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2
OPzS Solar 2350	NVSL022350WC0FA	2	2350	212	277	836	222	108	33.7	0.24	8500	F-M8	2
OPzS Solar 2500	NVSL022500WC0FA	2	2500	212	277	836	222	114	32.7	0.22	9300	F-M8	2

Figura 14. Características de las baterías OPzS Solar.

Type	C ₆ 1.75 Vpc	C ₁₀ 1.80 Vpc	C ₁₂ 1.80 Vpc	C ₂₄ 1.80 Vpc	C ₄₈ 1.80 Vpc	C ₇₂ 1.80 Vpc	C ₁₂₀ 1.85 Vpc	C ₁₂₀ 1.85 Vpc	C ₂₄₀ 1.85 Vpc
OPzS Solar 190	122	132	134	145	165	175	185	190	200
OPzS Solar 245	159	173	176	190	215	230	240	245	260
OPzS Solar 305	203	220	224	240	270	285	300	305	320
OPzS Solar 380	250	273	277	300	330	350	370	380	400
OPzS Solar 450	296	325	330	355	395	420	440	450	470
OPzS Solar 550	353	391	398	430	480	515	540	550	580
OPzS Solar 660	422	469	477	515	575	615	645	660	695
OPzS Solar 765	492	546	555	600	670	710	750	765	805
OPzS Solar 985	606	700	710	770	860	920	970	985	1035
OPzS Solar 1080	669	773	784	845	940	1000	1055	1080	1100
OPzS Solar 1320	820	937	950	1030	1150	1230	1295	1320	1385
OPzS Solar 1410	888	1009	1024	1105	1225	1305	1380	1410	1440
OPzS Solar 1650	1024	1174	1190	1290	1440	1540	1620	1650	1730
OPzS Solar 1990	1218	1411	1430	1550	1730	1850	1950	1990	2090
OPzS Solar 2350	1573	1751	1770	1910	2090	2200	2300	2350	2470
OPzS Solar 2500	1667	1854	1875	2015	2215	2335	2445	2500	2600

Figura 15. Características de las baterías OPzS Solar.

5.1.4.9 Cálculo de la producción total de energía solar.

Una vez que se tiene las características de los paneles, número de paneles a instalar, orientaciones, inclinaciones por época del año, inversor y demás datos previamente calculados, se puede simular la instalación en el PVGIS. Se utilizará la inclinación óptimo para cada mes ya calculadas.

	Variable	
	Ed	Em
Enero	35	1090
Febrero	44	1230
Marzo	48,5	1510
Abril	49,2	1480
Mayo	52,9	1640
Junio	57,4	1640
Julio	60,7	1720
Agosto	56,4	1880
Septiembre	49,2	1480
Octubre	45,3	1400
Noviembre	38,2	1150
Diciembre	34	1050
Anual	47,57	1440
Total un año		17270

Tabla 19. Generación diaria y mensual media kWh para inclinación variable.

El PVGIS nos da como salida para cada mes del año y con nuestros datos de instalación, la previsión de radiación solar en W/m^2 por mes elegido y mediante las medidas de unas ciertas horas. De esta manera tendremos tablas así:

Salida del PVGIS		
Mes	Hora	W/m ²
1	07:37	113
1	07:52	175
1	08:07	227
1	08:22	278
1	08:37	326
1	08:52	370
1	09:07	412
1	09:22	451
1	09:37	486
1	09:52	519
1	10:07	548
1	10:22	573
1	10:37	595
1	10:52	613
1	11:07	628
1	11:22	639
1	11:37	646

Tabla 20. *Salida hora de radiación, PVGIS.*

La salida del programa te da varias mediciones por cada hora de radiación solar de manera que para tener un perfil completo hora a hora de un mes hay que retocar la salida del PVGIS y hacer medias por cada hora para finalmente tener de cada día de un mes concreto el perfil medio de la radiación, resultando la siguiente tabla a modo de ejemplo y la siguiente gráfica que contiene todos los meses de un año.

Promedios		
Mes	Hora	W/m ²
1	0:00	0,00
1	1:00	0,00
1	2:00	0,00
1	3:00	0,00
1	4:00	0,00
1	5:00	0,00
1	6:00	0,00
1	7:00	144,00
1	8:00	300,25
1	9:00	467,00
1	10:00	582,25
1	11:00	640,75
1	12:00	640,75
1	13:00	582,25
1	14:00	467,00
1	15:00	300,25
1	16:00	73,33
1	17:00	0,00

Tabla 21. Radiación mes enero hora a hora W/m².

Como se puede ver en la tabla las horas de la madrugada y la pasada tarde son horas de radiación nula, siendo las puntas en las horas centrales del día. En el caso reflejado se deja el mes 1, mes de enero, que tiene su extensión de radiación desde las siete de la mañana hasta las cuatro de la tarde, en otros meses este horario cambia siendo en los meses de verano un perfil más largo y de mayor pico de radiación. En el siguiente gráfico se puede apreciar estos detalles siendo julio el mes de mayor radiación recibida seguido por junio y agosto y los que menor radiación reciben son noviembre, diciembre y enero.

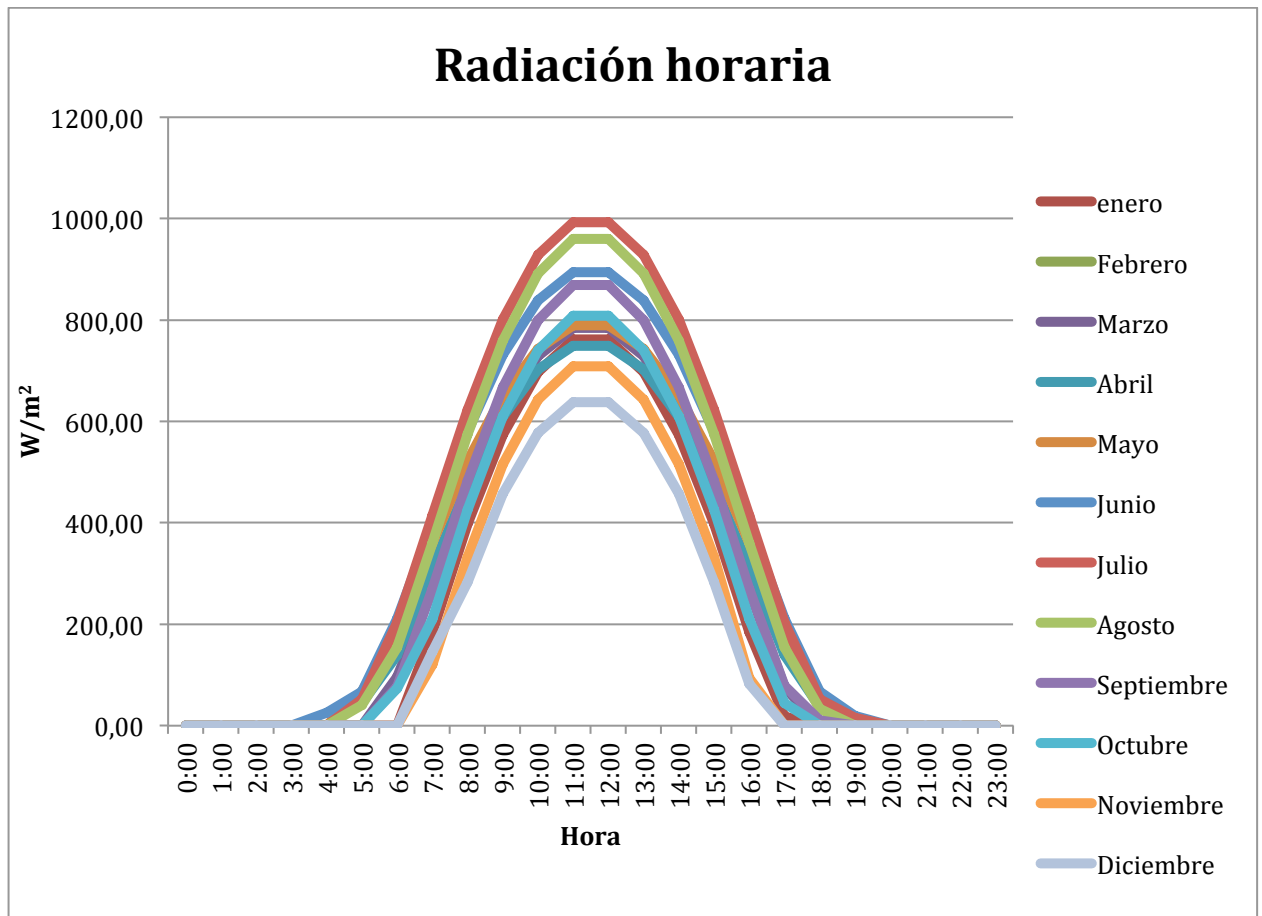


Gráfico 5. Radiación horaria por cada mes de un año W/m^2 .

Una vez que tenemos los W/m^2 para todos los meses por hora, se hace una estimación de los Wh/m^2 para todo el año que se calcula sumando los W por superficie de cada hora de un día de cada mes, multiplicando por los días de cada mes y sumando entre si, de manera que se tiene la siguiente ecuación:

$$E_{\frac{\text{generada}}{\text{Superficie}}}(\frac{Wh}{m^2}) = \sum_{mes=1}^{mes=12} Dias_{mes} \cdot \sum_{hora=0}^{hora=24} Radiación(\frac{W}{m^2})$$

Ecuación 3. Energía total por unidad de superficie.

Con estos datos se tiene la radiación solar anual pero lo que realmente se necesita son los Wh/Wp reales que no son los teóricos. Para ello existen estimaciones de un

coeficiente denominado Performance Ratio (PR) muy utilizado en estimaciones de energía solar. Este parámetro contiene las pérdidas de distintas índole como cableado, conexiones, transporte y estado de los paneles. Para este proyecto se elige un PR de 75% por estar en mitad del campo y poder tener variaciones de suciedades diversas entre otros factores.

Aplicando la ecuación 3 se obtiene que la radiación total anual por unidad de superficie es de 2186,437 kWh/m² y que tras el PR elegido se tiene 1639,82 kWh/kWp. Este último valor si se multiplica por nuestros 10,8kWp diseñados para la instalación se tiene 17710,14 kWh anuales que tiene sentido al ser muy parecido a la salida de la tabla 17 del PVGIS.

Después de todo esto se hace un balance de energía para todas las horas, para los 365 días del año. Utilizando una hoja Excel, en una columna tendremos el consumo horario que se calculó como perfil de consumo para todas las horas del año, en otra columna se representa la generación de la energía fotovoltaica una vez aplicado el factor de PR(Performance Ratio), con estos datos hay parte de la energía que se consume de manera instantánea que denominamos autoconsumo instantáneo, parte sobrante de energía que se manda a cargar las baterías y si no tenemos suficiente generación, se consume de las baterías siempre y cuando el saldo de las baterías sea positivo. Para todo esto se utilizan funciones “=SI()” de Excel para poder tener el balance horario neto de todo un año. Por último se coloca una columna que indica si falta energía que no puede ser abastecida por autoconsumo instantáneo ni por el saldo de las baterías. Para explicar todo esto más detallado se insertarán distintas situaciones del año:

Fecha	Hora	Mes	Día de la semana	Consumo	PV Generado	PV Generado (PR)	Auto Instan	Mando a baterías	Consumo No Ins	Consumo baterías real	Saldo Baterías	Falta Energía
01/01/15	1	1	4	0,362	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,36	29,64	0,00
	2	1	4	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,64	0,00
	3	1	4	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,64	0,00
	4	1	4	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,64	0,00
	5	1	4	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,64	0,00
	6	1	4	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,64	0,00
	7	1	4	0,362	144,00	1,17	0,36	0,80	0,00	0,00	29,64	0,00
	8	1	4	2,531	300,25	2,43	2,43	0,00	0,10	0,10	29,54	0,00
	9	1	4	2,892	467,00	3,78	2,89	0,89	0,00	0,00	29,54	0,00
	10	1	4	3,977	582,25	4,72	3,98	0,74	0,00	0,00	29,54	0,00
	11	1	4	3,977	640,75	5,19	3,98	1,21	0,00	0,00	29,54	0,00
	12	1	4	3,977	640,75	5,19	3,98	1,21	0,00	0,00	29,54	0,00
	13	1	4	3,977	582,25	4,72	3,98	0,74	0,00	0,00	29,54	0,00
	14	1	4	3,977	467,00	3,78	3,78	0,00	0,19	0,19	29,35	0,00
	15	1	4	3,615	300,25	2,43	2,43	0,00	1,18	1,18	28,16	0,00
	16	1	4	1,808	73,33	0,59	0,59	0,00	1,21	1,21	26,95	0,00
	17	1	4	1,446	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	1,45	25,50	0,00
	18	1	4	1,085	0,00	0,00	0,00	0,00	1,08	1,08	24,42	0,00
	19	1	4	0,723	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	0,72	23,70	0,00
	20	1	4	0,362	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,36	23,33	0,00
	21	1	4	0,362	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,36	22,97	0,00
	22	1	4	0,181	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,18	22,79	0,00
	23	1	4	0,181	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,18	22,61	0,00
	24	1	4	0,362	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,36	22,25	0,00

Tabla 22. Balance energético solar kWh día 01/01/2015.

En este primer caso presentado en la tabla anterior tenemos la columna fecha, columna hora (se tienen las 24 horas del día), columna auxiliar que indica el mes, otra que indica el día de la semana (1-Lunes, 2-Martes,...,7-Domingo), columna consumo que representa la curva de demanda o consumo durante todas las horas del día en kWh, posteriormente columna de generación fotovoltaica y la siguiente corregida por el PR. A partir de aquí son los datos de partida de la instalación de autoconsumo y del perfil del consumidor. La columna “Auto Inst” es la columna que indica que si generamos más energía o igual que la que se esta demandando en ese momento, entonces se auto consume instantáneamente de la energía que proviene de las placas solares, si estamos en este caso y sobra energía generada, entonces el sobrante de energía se manda a las baterías a cargarlas. En el caso de que la energía generada sea menor que la energía consumida, se auto consume todo lo generado y aparece la columna “Consumo No Ins” que indica la energía no generada en ese instante, esta en parte será abastecida con las baterías si el saldo de las baterías es positivo apareciendo la columna Consumo Baterías

Real. Finalmente se tiene una columna con el saldo energético de las baterías y una columna que nos indica si falta energía o no.

En la tabla anterior se representa un día del mes de enero donde no falta energía ya que la falta de autoconsumo instantáneo era abastecido por las baterías.

16/01/15	1	1	5	0,362	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,11	0,36
	2	1	5	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00
	3	1	5	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00
	4	1	5	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00
	5	1	5	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00
	6	1	5	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00
	7	1	5	0,362	144,00	1,17	0,36	0,80	0,00	0,00	0,92	0,00
	8	1	5	2,531	300,25	2,43	2,43	0,00	0,10	0,10	0,82	0,00
	9	1	5	2,892	467,00	3,78	2,89	0,89	0,00	0,00	1,71	0,00
	10	1	5	3,977	582,25	4,72	3,98	0,74	0,00	0,00	2,45	0,00
	11	1	5	3,977	640,75	5,19	3,98	1,21	0,00	0,00	3,66	0,00
	12	1	5	3,977	640,75	5,19	3,98	1,21	0,00	0,00	4,87	0,00
	13	1	5	3,977	582,25	4,72	3,98	0,74	0,00	0,00	5,61	0,00
	14	1	5	3,977	467,00	3,78	3,78	0,00	0,19	0,19	5,42	0,00
	15	1	5	3,615	300,25	2,43	2,43	0,00	1,18	1,18	4,24	0,00
	16	1	5	1,808	73,33	0,59	0,59	0,00	1,21	1,21	3,02	0,00
	17	1	5	1,446	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	1,45	1,58	0,00
	18	1	5	1,085	0,00	0,00	0,00	0,00	1,08	1,08	0,49	0,00
	19	1	5	0,723	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	0,00	0,49	0,72
	20	1	5	0,362	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,36	0,13	0,00
	21	1	5	0,362	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,13	0,36
	22	1	5	0,181	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,13	0,18
	23	1	5	0,181	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,13	0,18
	24	1	5	0,362	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,13	0,36

Tabla 23. Balance energético solar kWh día 16/01/2015.

En los meses de enero y febrero sobretodo existen horas en las cuales falta energía porque la generación sobrante no es capaz de cargar las baterías de manera que por la noche o la madrugada hay faltas de energía, este fenómeno sucede en 956 horas de las 8760 horas de un año, y la energía total que falta por abastecer en esas 956 horas es de 1052,9 kWh en todo el año. Lo primero de todo es comentar el hecho de que se ha aplicado un PR bastante sobrado de un 75%, además 956 horas al año no son excesivas pero para más hincapié, estas horas serán abastecidas por el sistema de minieólica que se va a instalar en los siguientes apartados. Por último se presentará un caso del mes de julio para ver que en el resto de meses la energía sobra.

07/07/15	1	7	2	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,64	0,00
	2	7	2	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,64	0,00
	3	7	2	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,64	0,00
	4	7	2	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,64	0,00
	5	7	2	0,000	52,50	0,43	0,00	0,43	0,00	0,00	25,07	0,00
	6	7	2	0,000	204,00	1,65	0,00	1,65	0,00	0,00	26,72	0,00
	7	7	2	0,341	414,00	3,35	0,34	3,01	0,00	0,00	29,73	0,00
	8	7	2	2,726	623,25	5,05	2,73	2,32	0,00	0,00	29,73	0,00
	9	7	2	3,066	800,75	6,49	3,07	3,42	0,00	0,00	29,73	0,00
	10	7	2	3,748	928,00	7,52	3,75	3,77	0,00	0,00	29,73	0,00
	11	7	2	3,748	992,75	8,04	3,75	4,29	0,00	0,00	29,73	0,00
	12	7	2	2,726	992,75	8,04	2,73	5,32	0,00	0,00	29,73	0,00
	13	7	2	2,726	928,00	7,52	2,73	4,79	0,00	0,00	29,73	0,00
	14	7	2	2,726	800,75	6,49	2,73	3,76	0,00	0,00	29,73	0,00
	15	7	2	2,726	623,25	5,05	2,73	2,32	0,00	0,00	29,73	0,00
	16	7	2	2,044	414,00	3,35	2,04	1,31	0,00	0,00	29,73	0,00
	17	7	2	2,385	204,00	1,65	1,65	0,00	0,73	0,73	29,00	0,00
	18	7	2	2,385	52,50	0,43	0,43	0,00	1,96	1,96	27,04	0,00
	19	7	2	1,022	15,00	0,12	0,12	0,00	0,90	0,90	26,14	0,00
	20	7	2	0,681	0,00	0,00	0,00	0,00	0,68	0,68	25,46	0,00
	21	7	2	0,681	0,00	0,00	0,00	0,00	0,68	0,68	24,78	0,00
	22	7	2	0,341	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,34	24,44	0,00
	23	7	2	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,44	0,00
	24	7	2	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,44	0,00

Tabla 24. Balance energético solar kWh día 07/07/2015.

Como ya se comentaba en el resto de meses y en especial en meses como el mes de julio donde la radiación del sol es muy considerable no solo no falta energía sino que también sobra producción que de desearse el propietario de la instalación podría aprovecharla para algún tipo de bombeo de agua o calentar algún calentador de agua de forma automática o cualquier tipo de aprovechamiento de energía excedente ya que se podría almacenar en más baterías pero es una decisión muy costosa.

5.1.5 Estudio minieólica.

La introducción de energía eólica en nuestro sistema de autoconsumo da un margen de seguridad al sistema, en este caso se tiene un sistema mixto de autoconsumo entre la energía solar fotovoltaica, las baterías acumuladoras de energía y la energía eólica. Bien es sabido que la energía eólica es una energía impredecible y muy complicada de modelar puesto que no tiene por qué seguir ningún patrón como sí suele seguir el sol a pesar de días nublados o lluviosos. A pesar de ser un recurso impredecible, el potencial eólico es muy interesante introducirlo en nuestros sistemas de autoconsumo.

Para tener alguna información sobre las direcciones predominantes de las rachas de viento se ha buscado en numerosas bases de datos y al final se encuentra información fiable y útil en la página “<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/> “. En esta página se puede señalar la zona y prácticamente la localización exacta de la instalación y podemos obtener datos como los siguientes:

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)
N	4,32	3,459	1,76
NNE	7,69	3,995	3,99
NE	8,33	4,188	4,45
ENE	6,37	3,633	2,6
E	5,31	3,417	2,02
ESE	7,29	4,723	7,44
SE	7,32	5,405	10,17
SSE	3,98	4,606	3,36
S	2,39	4,639	2,24
SSW	3,25	5,809	5,92
SW	4,59	6,477	10,72
WSW	7,05	5,851	11,93
W	14,54	5,837	23,99
WNW	9,1	4,329	5,76
NW	4,8	3,624	1,93
NNW	3,69	3,567	1,71

Tabla 25. *Atlas-IDA-E-Datos de viento de la instalación de orientación.*

	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
Velocidad (m/s)	4,54	4,29	4,92	5,06

Tabla 26. *Atlas-IDAIE-Datos de viento de la instalación por estación.*

Esta información muestra en la tabla 24 la frecuencia con la que sopla el viento en cada orientación y su velocidad media. Mientras que en la tabla 25 se muestra la velocidad media según la estación del año en la que se encuentre. Para poder tener un dato orientativo, se calcula la media de dichas informaciones y además la media que el propio programa de simulación de IDAE nos proporciona y se obtiene una media de 4,7 m/s.

A continuación se elige un aerogenerador de la marca Enair, especializada en sistemas de autoconsumo minieólico. Para ello dentro de su catálogo y posibilidades de elegir entre varios modelos nos quedamos con su modelo Enair 30 que encaja en la necesidad de energía como apoyo a la fotovoltaica.



Figura 16. *Aerogenerador Enair 30.*

Las características principales del aerogenerador son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO MODELO ENAIR 30	
Número de hélices	3
Material hélices	Fibra de vidrio con resinas epoxi
Generador	250 RPM 24 polos imanes de neodimio
Potencia	3000 W
Potencia nominal curva	1500 W
Voltaje	24 / 48 / 220
Clase de viento	IEC / NVN I - A (en proceso de certificación)
Diámetro	3,2m (Conex. a Red) – 4,1m (Carga Baterías)
Sentido de giro	Horario
Área barrida	8,1-13,2m ²
Peso	130Kg
Aplicaciones	Conexiones Aisladas a Baterías Conexión a la red eléctrica
Viento para arrancar	2 m/s
Velocidad nominal	10-12 m/s
Vel. regulación del paso variable	14 m/s
Velocidad soportada	Más de 60 m/s
Rango de generación eficiente	De 2 a más de 60 m/s
Tipo	Rotor horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo Timón de Orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo, centrífugo
Transmisión	Directa
Freno	Eléctrico
Controlador	Opción de conexión a red y carga de baterías
Inversor	Eficiencia 95%; algoritmo MPPT
Ruido	Reducido al mínimo: debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones de trabajo. 1% más en DB que el ruido ambiente del viento. Diseño totalmente sellado, con cataforesis en elementos de metal, más pintura
Protección anti-corrosión	Resistente a UV
Torre	12, 15 y 18 m, abatible, atirantada o de celosía

Figura 17. Características Técnicas del Aerogenerador Enair 30.

Además es importante presentar las características físicas del aerogenerador:

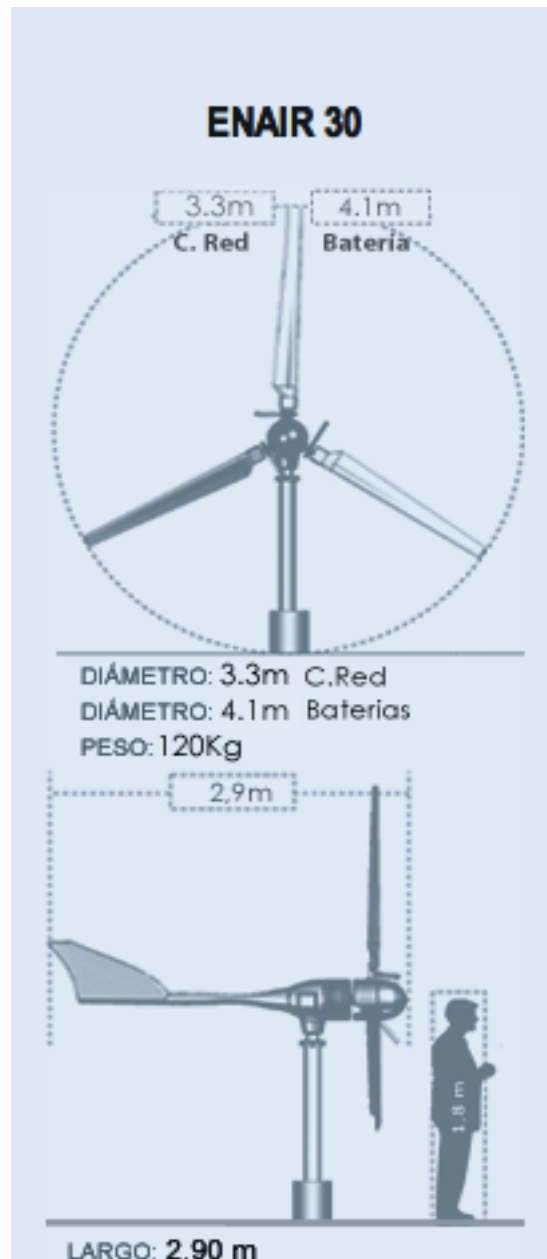


Figura 18. Características Físicas del Aerogenerador Enair 30.

Por último pero si cabe lo que más nos interesa son las curvas de rendimiento de la máquina para saber qué producción de energía tendrá nuestra instalación. Estas curvas son la curva de potencia y la curva de energía que se presentan a continuación. De ellas se extrae que para un viento medio de 4,7m/s la producción anual será de unos 4000kWh.

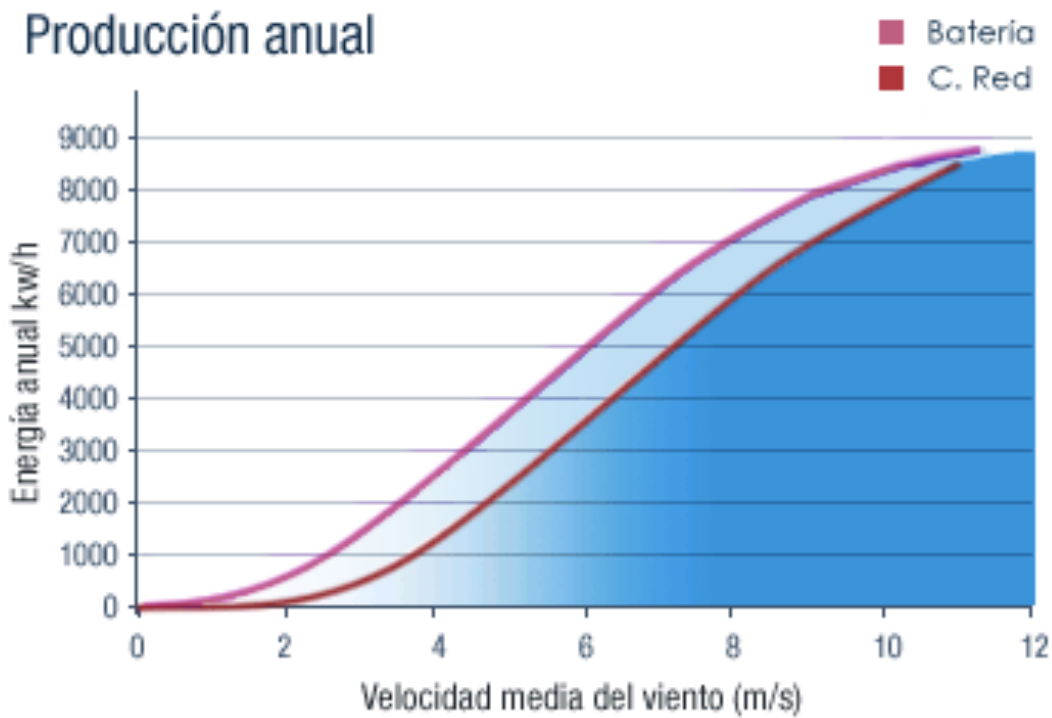


Figura 20. Curva de Energía del Aerogenerador Enair 30.

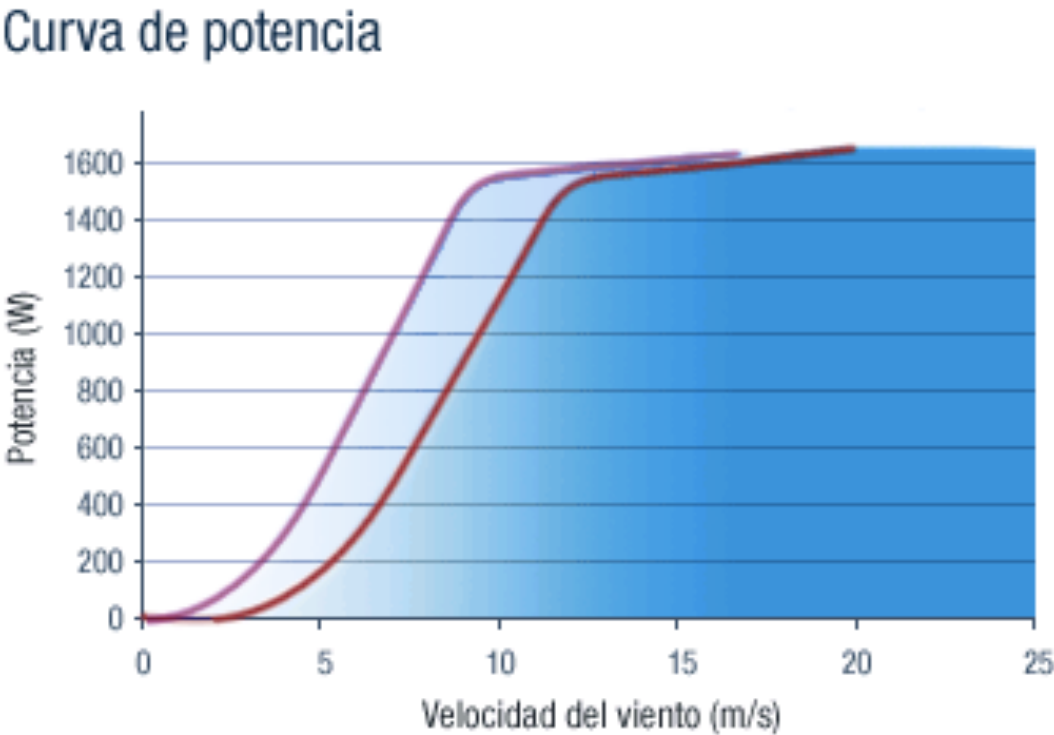


Figura 19. Curva de Potencia del Aerogenerador Enair 30.

Con este aerogenerador incorporado en esta instalación el balance de energía ahora es distinto quedando de la siguiente manera para los mismos casos que se han presentado anteriormente:

Fecha	Hora	Mes	Día de la semana	Consumo	PVGenerado (PR)	Eolico Generado	Generación Total	Auto Instan	Mando a baterías	Consumo No Ins	Consumo baterías real	Saldo Baterías	Falta Energía
01/01/15	1	1	4	0,362	0,00	0,99	0,99	0,36	0,62	0,00	0,00	30,00	0,00
	2	1	4	0,000	0,00	1,10	1,10	0,00	1,10	0,00	0,00	30,00	0,00
	3	1	4	0,000	0,00	0,66	0,66	0,00	0,66	0,00	0,00	30,00	0,00
	4	1	4	0,000	0,00	0,55	0,55	0,00	0,55	0,00	0,00	30,00	0,00
	5	1	4	0,000	0,00	0,44	0,44	0,00	0,44	0,00	0,00	30,00	0,00
	6	1	4	0,000	0,00	0,44	0,44	0,00	0,44	0,00	0,00	30,00	0,00
	7	1	4	0,362	1,17	0,33	1,50	0,36	1,13	0,00	0,00	30,00	0,00
	8	1	4	2,531	2,43	0,33	2,76	2,53	0,23	0,00	0,00	30,00	0,00
	9	1	4	2,892	3,78	0,22	4,00	2,89	1,11	0,00	0,00	30,00	0,00
	10	1	4	3,977	4,72	0,22	4,94	3,98	0,96	0,00	0,00	30,00	0,00
	11	1	4	3,977	5,19	0,22	5,41	3,98	1,43	0,00	0,00	30,00	0,00
	12	1	4	3,977	5,19	0,22	5,41	3,98	1,43	0,00	0,00	30,00	0,00
	13	1	4	3,977	4,72	0,22	4,94	3,98	0,96	0,00	0,00	30,00	0,00
	14	1	4	3,977	3,78	0,22	4,00	3,98	0,03	0,00	0,00	30,00	0,00
	15	1	4	3,615	2,43	0,33	2,76	2,76	0,00	0,85	0,85	29,15	0,00
	16	1	4	1,808	0,59	0,33	0,92	0,92	0,00	0,88	0,88	28,26	0,00
	17	1	4	1,446	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	1,12	1,12	27,14	0,00
	18	1	4	1,085	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,76	0,76	26,39	0,00
	19	1	4	0,723	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,39	0,39	25,99	0,00
	20	1	4	0,362	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,03	0,03	25,96	0,00
	21	1	4	0,362	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,03	0,03	25,93	0,00
	22	1	4	0,181	0,00	0,44	0,44	0,18	0,26	0,00	0,00	26,19	0,00
	23	1	4	0,181	0,00	0,99	0,99	0,18	0,81	0,00	0,00	26,99	0,00
	24	1	4	0,362	0,00	1,10	1,10	0,36	0,73	0,00	0,00	27,73	0,00

Tabla 27. Balance energético solar+eólico kWh día 01/01/2015.

16/01/15	1	1	5	0,362	0,00	0,99	0,99	0,36	0,62	0,00	0,00	28,34	0,00
	2	1	5	0,000	0,00	1,10	1,10	0,00	1,10	0,00	0,00	29,44	0,00
	3	1	5	0,000	0,00	0,66	0,66	0,00	0,66	0,00	0,00	29,44	0,00
	4	1	5	0,000	0,00	0,55	0,55	0,00	0,55	0,00	0,00	29,99	0,00
	5	1	5	0,000	0,00	0,44	0,44	0,00	0,44	0,00	0,00	29,99	0,00
	6	1	5	0,000	0,00	0,44	0,44	0,00	0,44	0,00	0,00	29,99	0,00
	7	1	5	0,362	1,17	0,33	1,50	0,36	1,13	0,00	0,00	29,99	0,00
	8	1	5	2,531	2,43	0,33	2,76	2,53	0,23	0,00	0,00	29,99	0,00
	9	1	5	2,892	3,78	0,22	4,00	2,89	1,11	0,00	0,00	29,99	0,00
	10	1	5	3,977	4,72	0,22	4,94	3,98	0,96	0,00	0,00	29,99	0,00
	11	1	5	3,977	5,19	0,22	5,41	3,98	1,43	0,00	0,00	29,99	0,00
	12	1	5	3,977	5,19	0,22	5,41	3,98	1,43	0,00	0,00	29,99	0,00
	13	1	5	3,977	4,72	0,22	4,94	3,98	0,96	0,00	0,00	29,99	0,00
	14	1	5	3,977	3,78	0,22	4,00	3,98	0,03	0,00	0,00	29,99	0,00
	15	1	5	3,615	2,43	0,33	2,76	2,76	0,00	0,85	0,85	29,13	0,00
	16	1	5	1,808	0,59	0,33	0,92	0,92	0,00	0,88	0,88	28,25	0,00
	17	1	5	1,446	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	1,12	1,12	27,13	0,00
	18	1	5	1,085	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,76	0,76	26,37	0,00
	19	1	5	0,723	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,39	0,39	25,98	0,00
	20	1	5	0,362	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,03	0,03	25,95	0,00
	21	1	5	0,362	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,03	0,03	25,91	0,00
	22	1	5	0,181	0,00	0,44	0,44	0,18	0,26	0,00	0,00	26,17	0,00
	23	1	5	0,181	0,00	0,99	0,99	0,18	0,81	0,00	0,00	26,98	0,00
	24	1	5	0,362	0,00	1,10	1,10	0,36	0,73	0,00	0,00	27,71	0,00

Tabla 29. Balance energético solar+eólico kWh día 16/01/2015.

07/07/15	1	7	2	0,000	0,00	0,99	0,99	0,00	0,99	0,00	0,00	29,36	0,00
	2	7	2	0,000	0,00	1,10	1,10	0,00	1,10	0,00	0,00	29,36	0,00
	3	7	2	0,000	0,00	0,66	0,66	0,00	0,66	0,00	0,00	29,36	0,00
	4	7	2	0,000	0,00	0,55	0,55	0,00	0,55	0,00	0,00	29,90	0,00
	5	7	2	0,000	0,43	0,44	0,86	0,00	0,86	0,00	0,00	29,90	0,00
	6	7	2	0,000	1,65	0,44	2,09	0,00	2,09	0,00	0,00	29,90	0,00
	7	7	2	0,341	3,35	0,33	3,68	0,34	3,34	0,00	0,00	29,90	0,00
	8	7	2	2,726	5,05	0,33	5,38	2,73	2,65	0,00	0,00	29,90	0,00
	9	7	2	3,066	6,49	0,22	6,71	3,07	3,64	0,00	0,00	29,90	0,00
	10	7	2	3,748	7,52	0,22	7,74	3,75	3,99	0,00	0,00	29,90	0,00
	11	7	2	3,748	8,04	0,22	8,26	3,75	4,51	0,00	0,00	29,90	0,00
	12	7	2	2,726	8,04	0,22	8,26	2,73	5,53	0,00	0,00	29,90	0,00
	13	7	2	2,726	7,52	0,22	7,74	2,73	5,01	0,00	0,00	29,90	0,00
	14	7	2	2,726	6,49	0,22	6,71	2,73	3,98	0,00	0,00	29,90	0,00
	15	7	2	2,726	5,05	0,33	5,38	2,73	2,65	0,00	0,00	29,90	0,00
	16	7	2	2,044	3,35	0,33	3,68	2,04	1,64	0,00	0,00	29,90	0,00
	17	7	2	2,385	1,65	0,33	1,98	1,98	0,00	0,40	0,40	29,50	0,00
	18	7	2	2,385	0,43	0,33	0,75	0,75	0,00	1,63	1,63	27,87	0,00
	19	7	2	1,022	0,12	0,33	0,45	0,45	0,00	0,57	0,57	27,30	0,00
	20	7	2	0,681	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,35	0,35	26,94	0,00
	21	7	2	0,681	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,35	0,35	26,59	0,00
	22	7	2	0,341	0,00	0,44	0,44	0,34	0,10	0,00	0,00	26,69	0,00
	23	7	2	0,000	0,00	0,99	0,99	0,00	0,99	0,00	0,00	27,68	0,00
	24	7	2	0,000	0,00	1,10	1,10	0,00	1,10	0,00	0,00	28,77	0,00

Tabla 28. Balance energético solar+eólico kWh día 07/07/2015.

Observando las tablas anteriores se puede ver que la introducción del aerogenerador mantiene las baterías cargadas casi en todo momento y además provoca un descenso de las horas sin energía como se ve en el día de 16 de enero donde faltaba energía y en este supuesto ya no tendría este problema. El balance final de horas sin energía ha descendido a 238 horas de las 8760 horas de un año y la energía total que falta es de 358 kWh que comparado con lo demandado en un año de aproximadamente 13100 kWh no es nada quedando este balance bastante razonable ya que además se han aplicado siempre coeficientes para calcular siempre con margen de generación ya que las energías eólica y solar son un tanto impredecibles. Por tanto, con las pocas horas del año que quedan sin suministro eléctrico, debido a la poca energía que falta por suministrar y por darle un apoyo a esta instalación, de instalará un grupo diesel de emergencia que se desarrollará posteriormente.

5.1.5.1 Inversor para minieólica.

La elección del inversor de la generación a través del aerogenerador será un inversor de la marca Enair especializado en sus propios aerogeneradores. Los requisitos que debe cumplir es la potencia nominal de 3kW pico que puede dar el aerogenerador, por ello se elige el siguiente inversor Enair GCI 3K con las siguientes características extraídas de su propia hoja técnica de fabricante:

- Tiene salida monofásica para potencias de 3kW.
- Su eficiencia máxima a nivel superior es del 97%.
- Programable en 40 puntos la curva eólica.
- Utiliza tecnología de PWM para la salida sinodal.
- Es de diseño reducido, compacto y de fácil utilización.
- IP65, diseño atractivo.
- Interface RS485 WIFI GPRS.
- Distintos niveles y funciones de protección.

A pesar de que se adjuntará su hoja de características en este proyecto pero a modo de resumen se introducen algunas:

MODELO	GCI-3K-W	GCI-5K-W	GCI-6K-W
ENTRADA (CC)			
Máxima tensión de entrada	600V		1000V
Tensión de entrada para la puesta en marcha	40V		
Rango de tensión MPP	30-540V		30-810V
Tensión nominal	300V		400V
Corriente máxima de entrada	20A	25A	30A
Cantidad de MPP/Strings por entrada MPPT	1/1		

Figura 21. Datos técnicos de entrada CC al inversor eólico

SALIDA (CA)			
Potencia nominal	3kW	5kW	6kW
Potencia máxima	3.3kW	5kW	6.6kW
Tensión nominal de red Rango de tensión	230 V		380V/400V/480V
Rango de tensión	180 ~ 270 (ajustable)		313~470V(ajustable)
Número de fases	Monofásica		Trifásica
Corriente nominal salida	13A	21.7A	9.1A / 8.7A / 7.2A
Corriente máxima	15.7A	23.8A	10.5A / 10.0A / 7.9A
Factor de potencia de salida	>0.99		
Corriente de la red THD	Total THD<4%		
Corriente de inyección (DC)	<20mA	<50mA	<20mA
Frecuencia nominal	50/60Hz		

Figura 22. Datos técnicos de salida CA del inversor eólico

En definitiva se ve que el modelo 3K tiene 3kW de potencia nominal lo cual nos sirve para nuestro aerogenerador Enair.

5.1.6 Grupo electrógeno.

Como ya se ha visto, es necesario abastecer unas 238 horas en todo el año que no tendrían energía, es decir unos 358 kWh totales en un caso remoto. Además puede servir de apoyo para días en los cuales no haya nada de generación por las condiciones climatológicas. En este caso, el grupo no es necesario que dé la potencia que dan las renovables de unos 11 kW sino que en este caso solo debería abastecer las necesidades básicas que se estiman inferiores a 5kW de potencia pico en corriente trifásica para poder seguir haciendo uso de consumo tales como bombas de regadío.

Tras hacer un pequeño estudio del mercado de generadores eléctricos, se optaba por grupos Kaiser, Himoina, Kipor y Gesan. Finalmente por su robustez, fiabilidad en el mercado, relación calidad precio y sobretodo porque se adecuaba a las características que buscamos finalmente se instalará un grupo Kaiser con la siguientes especificaciones.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Potencia Nominal	5.000W
Potencia Máxima	6.000W
Voltaje	380V 50Hz
Dimensiones	92 x 53 x 68 centímetros
Alternador	Imán permanente sin escobillas
Depósito de aceite	1.1 litros
Motor	Monocilíndrico, 4 tiempos, OHV eje horizontal refrigerado por aire
Salida	15amp 3x240v
Tipo de aceite	SAE 10W30
Capacidad del deposito	20 litros
Peso Neto	165 kilos
Combustible	Diésel
Peso bruto	170 kilos
Nivel de ruido	63 decibelios
Funcionamiento	10 horas (dependiendo de la carga)
Tipo de Generador	Diesel

Figura 23. Datos técnicos del grupo de apoyo Kaiser



Figura 24. Ilustración del grupo Kaiser.

Además se ha elegido este grupo con el requisito imprescindible de disponer de arranque eléctrico con posibilidad de arranque por señal externa, provista del denominado “ATS” Automatic Transfer Switch. El sistema de ATS se instala para poder detectar una falta de tensión, desde un contacto del inversor, en nuestra generación por parte del sistema fotovoltaico y/o sistema eólico y así arranque automáticamente el grupo de diesel y puede generar dando suministro al consumo, cuando la generación vuelva el inversor mandará la señal de parada y parará el funcionamiento del mismo.

5.1.7 Impacto medioambiental

Uno de los objetivos de este proyecto es el desarrollo sostenible y el correcto uso de los recursos naturales. Con la implantación de esta tecnología de autoconsumo se reduce el consumo de energía (kWh) generados por una estructura de energías no renovables y no limpias que emiten GEI entre otros contaminantes a la atmosfera. En este apartado se va a realizar un pequeño estudio de la cantidad de emisiones no generadas.

Para esto se debe entender que la energía generada en cada momento, en este caso en España, depende del Mix energético de cada momento, que para hacerse una idea, la media del año 2015 fue así: La fuente que más aportó fue la energía nuclear con un 21,9% de la generación anual, seguida por el carbón 20,3%, la eólica 19%, la hidráulica 11%, la cogeneración y otros 10,6%, el ciclo combinado 10,1%, la solar 5,1% y la térmica renovable 2% según Red Eléctrica de España en uno de sus informes anuales. Además esta misma fuente (REE) facilita un seguimiento preciso de cada día y cada hora de la estructura de generación de donde se pueden extraer gráficos como el siguiente:

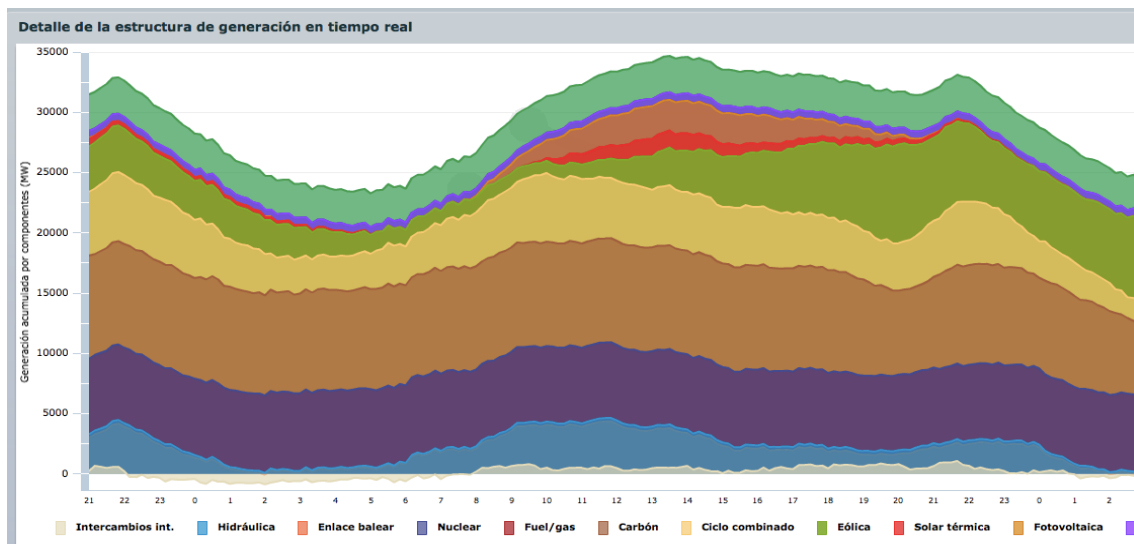


Figura 25. Estructura de generación horario España.

El gráfico anterior puede ayudar a entender que la generación en función de qué hora del día se encuentre tiene mayor cantidad de generación emisora de contaminantes o menos. Por ejemplo, a las 7 de la mañana para un día del año 2015 se tiene que de hidráulica se genera un 9,3%, nuclear un 25,3%, carbón un 33%, ciclo combinado un 15,7%, térmica renovable 2,3%, fotovoltaica 0,1%, eólica 4,9% y cogeneración 9,4%. Pero si nos vamos a una hora central del día esta distribución cambia. Normalmente en las horas centrales del día el consumo aumenta respecto a la noche y por tanto la generación debe ser superior, tienen que entrar centrales de ciclo combinado para poder absorber los picos de consumo, de manera que es en estas horas cuando la generación aumenta y además los tipos de generación no limpia también aumenta. Todo esto se explica para entender que si se deja de consumir energía en esas horas centrales, se colabora en mayor medida a reducir las emisiones de contaminantes a la atmósfera. Ya que esto es algo muy variable, se cogen los datos medios del año 2015 como datos más recientes anuales para la distribución de tecnologías nombradas al principio de este apartado.

Las emisiones de contaminantes además depende de la tecnología usada, es decir, la energía solar emite 0 g/kWh generados mientras que el carbón o el gas emiten cantidades importantes y a tener en cuenta. Existen coeficientes que ayudan a calcular los kilogramos de cada contaminante por kWh de manera genérica, estos coeficientes los publican por meses entes como Red Eléctrica de España o WWF, donde esta última emite informes mensuales con tablas que nos indican esto mismo:

Año	Dióxido de carbono (kg/kWh)	Dióxido de azufre (g/kWh)	Óxidos de nitrógeno (g/kWh)
Oct-14	0,219	0,503	0,344
Nov-14	0,191	0,421	0,293
Dic-14	0,215	0,493	0,337
Media 2014	0,166	0,425	0,258
Ene-15	0,243	0,564	0,384
Feb-15	0,16	0,357	0,247
Mar-15	0,142	0,313	0,218
Abr-15	0,181	0,406	0,28
May-15	0,17	0,38	0,263
Jun-15	0,291	0,698	0,468
Jul-15	0,306	0,683	0,473
Ago-15	0,28	0,65	0,442
Sep-15	0,265	0,617	0,419
Oct-15	0,257	0,59	0,403
Nov-15	0,269	0,623	0,424
Dic-15	0,272	0,608	0,421
Media 2015	0,236	0,536	0,368
Ene-16	0,146	0,309	0,220
Feb-16	0,104	0,220	0,157
Mar-16	0,094	0,194	0,139

Tabla 30. Coeficientes emisión contaminantes por WWF.

Con dichos coeficientes y el consumo de esta instalación se tiene:

Mes	Mes	Consumo(kWh)	Dióxido de carbono(kg/kWh)	Dióxido de azufre (g/kWh)	Óxidos de nitrógeno (g/kWh)	Dióxido de carbono(kg)	Dióxido de azufre (g)	Óxidos de nitrógeno (g)
Enero	1	1046,5	0,243	0,564	0,384	254,2995	590,226	401,856
Febrero	2	1716	0,16	0,357	0,247	274,56	612,612	423,852
Marzo	3	1000	0,142	0,313	0,218	142	313	218
Abril	4	1003	0,181	0,406	0,28	181,543	407,218	280,84
Mayo	5	956	0,17	0,38	0,263	162,52	363,28	251,428
Junio	6	1109	0,291	0,698	0,468	322,719	774,082	519,012
Julio	7	997	0,306	0,683	0,473	305,082	680,951	471,581
Agosto	8	897	0,28	0,65	0,442	251,16	583,05	396,474
Septiembre	9	934	0,265	0,617	0,419	247,51	576,278	391,346
Octubre	10	1012	0,257	0,59	0,403	260,084	597,08	407,836
Noviembre	11	1243	0,269	0,623	0,424	334,367	774,389	527,032
Diciembre	12	1123	0,272	0,608	0,421	305,456	682,784	472,783
Total						3041,3005	6954,95	4762,04

Tabla 31. Emisiones del consumo eléctrico del año 2015 por meses.

Esto significa que si esta instalación hubiese sido de autoconsumo completa, no se habría emitido lo siguiente:

Total	Dióxido de carbono(kg)	3041,30 kg
	Dióxido de azufre (g)	6954,95 g
	Óxidos de nitrógeno (g)	4762,04 g

Tabla 32. Resumen emisiones del consumo eléctrico del año 2015.

En este caso se requiere un apoyo de un grupo electrógeno que debe dar una energía anual de 358 kWh que para un rendimiento del 18% que suelen tener los motores diesel, significa que se necesita 1988 kWh de energía primaria, esta energía según IDAE, supone 190 litros de gasoil B aproximadamente. Además las emisiones de CO₂ son de 522,6 kg de CO₂, por tanto las emisiones ahorradas reales no son de 3041,30kg sino de 2518,7 kg de CO₂.

5.2 Bloque de vecinos

5.2.1 Localización



Figura 26. Localización del bloque de vecinos.

Dirección: Calle Torrijos, Toledo, 45005, España.

Latitud: 39.865491866186076 Longitud: -4.0261030197143555

5.2.2 Datos de partida

A continuación se calculará la curva de demanda del consumidor que este caso es una comunidad de vecinos para poder elegir el tipo de instalación de autoconsumo y realizar un balance energético final. Para esta instalación se dispone de los datos de consumo del año 2015 de las facturas de compañía. Esta instalación contrata actualmente una tarifa PVPC 2.0 con contadores inteligentes que facturan de forma horaria. En total son dos bloques de vecinos que cada bloque consta de 8 viviendas de las cuales se conoce la factura de la luz de varias. Al final se elige una vivienda para tomarla de modelo y se multiplicará por los 16 vecinos finales.

Mes	Mes	Consumo(kWh)	Potencia contratada(kW)
Enero	1	251	4,6
Febrero	2	272	4,6
Marzo	3	254	4,6
Abril	4	219	4,6
Mayo	5	268	4,6
Junio	6	226	4,6
Julio	7	350	4,6
Agosto	8	272	4,6
Septiembre	9	229	4,6
Octubre	10	240	4,6
Noviembre	11	264	4,6
Diciembre	12	257	4,6

Tabla 33. Consumo eléctrico mensual una vivienda.

Que si se extrapola tomando como modelo la anterior al resto de viviendas, se tendrá una factura total de:

Mes	Mes	Consumo(kWh)
Enero	1	4016
Febrero	2	4352
Marzo	3	4064
Abril	4	3504
Mayo	5	4288
Junio	6	3616
Julio	7	5600
Agosto	8	4352
Septiembre	9	3664
Octubre	10	3840
Noviembre	11	4224
Diciembre	12	4112

Tabla 34. Consumo eléctrico mensual 16 viviendas.

Que si se representan estos datos en forma de gráfica, se puede observar que el consumo anual es bastante constante salvo en el mes de julio que se tiene un pico superior al resto que debe ser por el aire acondicionado de las casas en la época de calor.

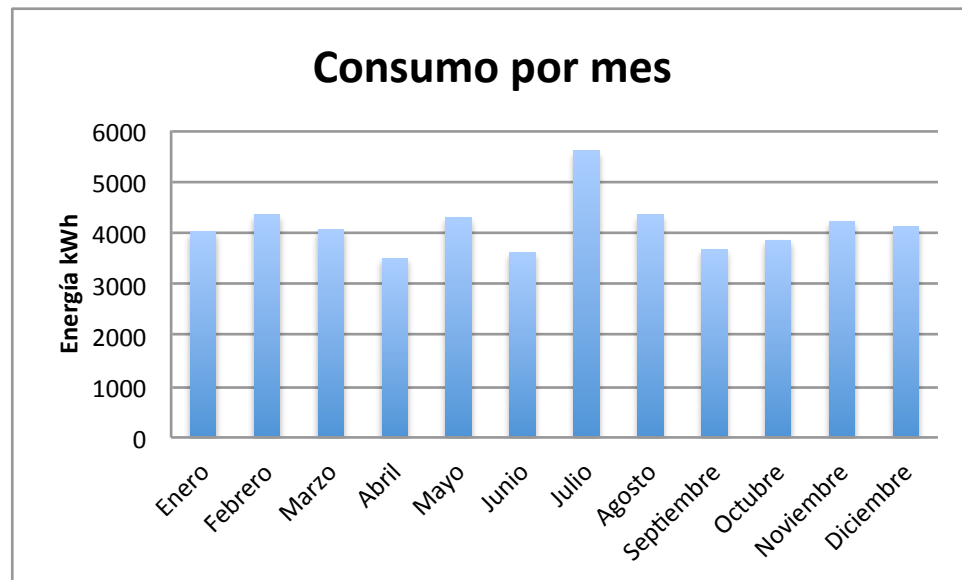


Gráfico 6. Consumo eléctrico mensual 16 viviendas.

5.2.3 Perfil de consumo

Exactamente de la misma manera que en el caso de la granja agrícola, a continuación el objetivo de este apartado es obtener de forma aproximada y con toda la información expuesta anteriormente un perfil de consumo por horas de un día, según el día de la semana de un mes y por mes en un año, de esta manera podemos tener representadas las 8760 horas de un año como perfil de consumo o perfil de carga.

Lo primero para poder tomar alguna referencia es estandarizar los días de la semana de un mes, por ejemplo, asumir que todos los martes del mes de marzo son iguales en cuanto a consumo. Esto se puede hacer sin llevar a gran error ya que en el fondo estamos intentando homogeneizar el tipo de consumo por día de la semana asumiendo así que la vida de una familia que habita en estos pisos sigue más o menos el mismo estilo de vida durante la semana laboral. Esta es una manera bastante usada

como buena aproximación de cálculo para simular perfiles de consumo, lo que se hace es contabilizar y agrupar todos los días de la semana por cada mes del año de 2015 del cual se dispone la facturación mensual de la compañía eléctrica, quedando de igual manera que en la tabla 7 del primer caso.

Una vez se tiene esta agrupación por días de la semana y con el objetivo de tener el consumo horario de todo el año 2015, hay que darle un peso a los días de la semana en primer lugar ya que días como el domingo no se consume de igual manera. De este modo tomamos como hipótesis que los sábados se consume el 70% que un día normal y que el domingo es del 70% también ya que en fin de semana se suele salir fuera de la propia vivienda y se consume por lo general menos. En definitiva se puede obtener el consumo estandarizado de un día de un mes (Tabla 31) y el consumo tipo por agrupación de días de la semana y mes (Tabla 32).

	Días/Mes	kWh/mes	kWh/día
Enero	28,3	4016	141,91
Febrero	25,6	4352	170,00
Marzo	28,3	4064	143,60
Abril	27,6	3504	126,96
Mayo	28	4288	153,14
Junio	27,6	3616	131,01
Julio	28,6	5600	195,80
Agosto	28	4352	155,43
Septiembre	27,6	3664	132,75
Octubre	28,3	3840	135,69
Noviembre	27,3	4224	154,73
Diciembre	28,6	4112	143,78

Tabla 35. Consumo estándar por día/mes bloque de vecinos.

	Consumo por día(kWh)						
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
Enero	567,63	567,63	567,63	709,54	709,54	496,68	397,34
Febrero	680,00	680,00	680,00	680,00	680,00	476,00	476,00
Marzo	718,02	718,02	574,42	574,42	574,42	402,09	502,61
Abril	507,83	507,83	634,78	634,78	507,83	355,48	355,48
Mayo	612,57	612,57	612,57	612,57	765,71	536,00	536,00
Junio	655,07	655,07	524,06	524,06	524,06	366,84	366,84
Julio	783,22	783,22	979,02	979,02	979,02	548,25	548,25
Agosto	777,14	621,71	621,71	621,71	621,71	544,00	544,00
Septiembre	531,01	663,77	663,77	531,01	531,01	371,71	371,71
Octubre	542,76	542,76	542,76	678,45	678,45	474,91	379,93
Noviembre	718,88	575,10	575,10	575,10	575,10	402,57	503,22
Diciembre	618,90	773,63	773,63	773,63	618,90	433,23	433,23

Tabla 36. Consumo estándar por tipo de día en un mes.

Con el reparto balanceado de los días de la semana, se procede a dar pesos a las horas del día en función de si es invierno o verano de forma cualitativa, en este caso no tenemos información de los tipos de periodos de consumo pero se estima una curva típica de una familia en la cual se trabaja. Para este paso se utiliza los datos de consumos por periodos facilitada en las tablas anteriores. De esta manera los porcentajes de consumo que se utilizan según sea invierno o verano serán los siguientes de la Tabla 37:

		Reparto por horas(Porcentual)																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Invierno	Enero	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,01
	Febrero	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,01
	Marzo	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,01
	Abril	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,01
	Mayo	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,01
Verano	Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,11	0,07	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,00
	Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,11	0,07	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,00
	Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,11	0,07	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,00
	Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,11	0,07	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,00
Invierno	Octubre	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,01
	Noviembre	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,01
	Diciembre	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,06	0,01	0,01	0,01

Tabla 37. Reparto del consumo diario en tanto por 1 de una familia.

Con estos porcentajes asignados por hora se puede obtener el consumo de cualquier día de la semana de un mes concreto con sus 24 horas del día quedando como ejemplo el consumo de un lunes de todos los meses del año referenciado en la siguiente tabla y la gráfica representativa:

Reparto por horas de los Lunes (kWh)																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	5,68	0,00	0,00	0,00	0,00	2,84	22,71	39,73	45,41	45,41	39,73	39,73	51,09	56,76	56,76	34,06	22,71	17,03	17,03	17,03	34,06	5,68	5,68	5,68
Febrero	6,80	0,00	0,00	0,00	0,00	3,40	27,20	47,60	54,40	54,40	47,60	47,60	61,20	68,00	68,00	40,80	27,20	20,40	20,40	20,40	40,80	6,80	6,80	6,80
Marzo	7,18	0,00	0,00	0,00	0,00	3,59	28,72	50,26	57,44	57,44	50,26	50,26	64,62	71,80	71,80	43,08	28,72	21,54	21,54	21,54	43,08	7,18	7,18	7,18
Abril	5,08	0,00	0,00	0,00	0,00	2,54	20,31	35,55	40,63	40,63	35,55	35,55	45,70	50,78	50,78	30,47	20,31	15,24	15,24	15,24	30,47	5,08	5,08	5,08
Mayo	6,13	0,00	0,00	0,00	0,00	3,06	24,50	42,88	49,01	49,01	42,88	42,88	55,13	61,26	61,26	36,75	24,50	18,38	18,38	18,38	36,75	6,13	6,13	6,13
Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,28	26,20	45,86	52,41	52,41	45,86	45,86	58,96	65,51	72,06	45,86	26,20	19,65	19,65	19,65	39,30	6,55	6,55	0,00
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,92	31,33	54,83	62,66	62,66	54,83	54,83	70,49	78,32	86,15	54,83	31,33	23,50	23,50	23,50	46,99	7,83	7,83	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,89	31,09	54,40	62,17	62,17	54,40	54,40	69,94	77,71	85,49	54,40	31,09	23,31	23,31	23,31	46,63	7,77	7,77	0,00
Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,66	21,24	37,17	42,48	42,48	37,17	37,17	47,79	53,10	58,41	37,17	21,24	15,93	15,93	15,93	31,86	5,31	5,31	0,00
Octubre	5,43	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71	21,71	37,99	43,42	43,42	37,99	37,99	48,85	54,28	54,28	32,57	21,71	16,28	16,28	16,28	32,57	5,43	5,43	5,43
Noviembre	7,19	0,00	0,00	0,00	0,00	3,59	28,76	50,32	57,51	57,51	50,32	50,32	64,70	71,89	71,89	43,13	28,76	21,57	21,57	21,57	43,13	7,19	7,19	7,19
Diciembre	6,19	0,00	0,00	0,00	0,00	3,10	24,76	43,32	49,51	49,51	43,32	43,32	55,70	61,89	61,89	37,13	24,76	18,57	18,57	18,57	37,13	6,19	6,19	6,19

Tabla 38. Reparto del consumo de un lunes de un mes en kWh, bloque de vecinos.

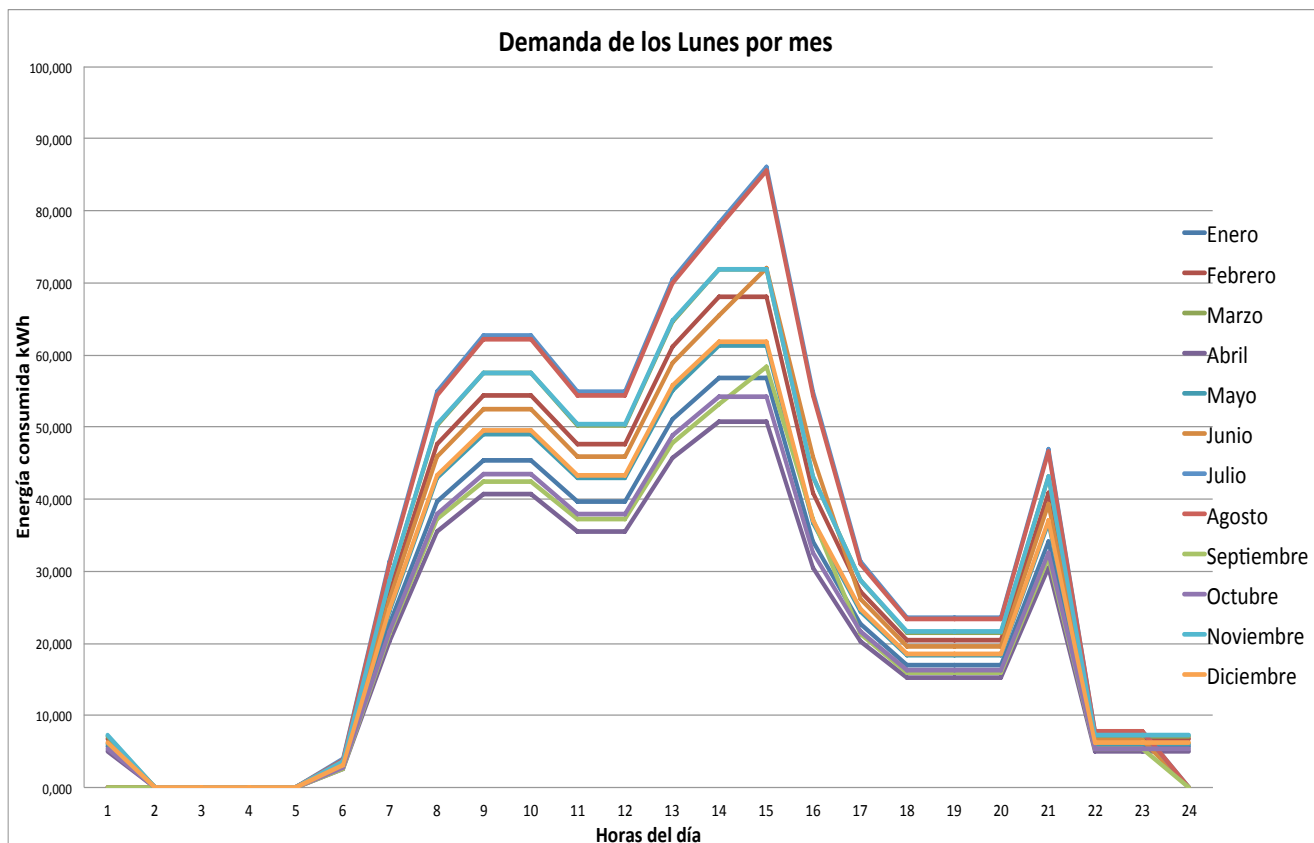


Gráfico 7. Consumo horario de un lunes (kWh).

5.2.4 Estudio fotovoltaico.

A continuación se realizará el cálculo de la instalación de placas solares fotovoltaicas y el cálculo de su potencial de generación para poder tomar decisiones sobre la instalación de autoconsumo elegida en esta ubicación.

Para la instalación de placas solares se tiene un techo plano dividido en dos partes iguales pudiéndose instalar las placas sin requerimientos de la inclinación del techo fija, así como la posibilidad de uso de ejes rotativos en función de la época del año. El techo destinado a la instalación es el que aparece en la siguiente figura, tiene una superficie total disponible por cada módulo del edificio de 136 m^2 , y en total 272 m^2 dividido en dos rectángulos de 8.4 m por 16.2 m más algunos rincones que no se tendrán en cuenta a priori.



Figura 27. Terreno disponible bloque de vecinos

5.2.4.1 Elección de las placas solares fotovoltaicas

Se vuelve a exponer la misma situación que en el primer caso, con la misma justificación:

Hay que elegir un fabricante de placas y un modelo en concreto para nuestra instalación, los fabricantes que se analizan son: ATERSA, Victron y Yingli(YGE). Para ello lo primero que vamos a hacer es elegir un modelo de cada marca para unas placas de unos 300W y posteriormente compararemos los características técnicas principales. De la empresa ATERSA se elige el modelo A-300P(TYCO 4.0), de Victron BlueSolar 290W y de la empresa Yingli Solar se elige el modelo YGE 72 Cell Series 2. La siguiente tabla recoge el resumen de los parámetros más significativos:

Fabricante:	ATERSA	Victron	YGE
Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)*			
Potencia Nominal (±5%)	300Wp	290W	300Wp
Eficiencia del modulo	15,42%	15,30%	15,55%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,21A	8,06A	8,37A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	36,52V	36V	35,8V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,89A	8,56A	8,86A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	44,97V	44,10V	45,2V
Parámetros térmicos			
Coeficiente de Temperatura de Isc (alfa)	0,04% /°C	0,045/°C	0,05% /°C
Coeficiente de Temperatura de Voc (beta)	-0,32% /°C	-0,34% /°C	-0,32% /°C
Coeficiente de Temperatura de P (gamma)	-0,43% /°C	-0,47% /°C	-0,42% /°C
Características físicas			
Dimensiones (mm ± 2mm)	1965x990x40mm	1956x992x45mm	1960/990/ 40mm
Peso (kg)	24kg	24kg	25,5kg
Área (m ²)	1,95	1,94	1,94
Tipo de célula	Policristalina 156 x 156 mm (6 pulgadas)	Policristalina	Silicio multicristalino / 156 mm x 156 mm
Células en serie	72(6x12)	72(6x12)	72
Cables	Cable Solar 4mm ² 1200mm	Cable Solar 4mm ² 900mm	1100mm / 4mm ²
Conectores	TYCO	MC4	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68
Rango de funcionamiento			
Temperatura	-40 °C a +85 °C	-40 °C a +80 °C	-40 °C a +85 °C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II	1000 V / CLASS II	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento	2400 Pa (130 km/h)	23m/s(82,8km/h)	2400 Pa (130 km/h)
Carga Máxima Nieve	5400 Pa (551 kg/m ²)	200kg/m ²	5400 Pa (551 kg/m ²)

Tabla 39. Comparativa parámetros placas solares.

Se han elegido marcas bastante usadas en el mercado como ATERSA y Yingli por tanto sus productos son productos bastante desarrollados, testados e instalados por España y el mundo. En cuanto a un aspecto de fiabilidad se puede hablar de igual a igual con las distintas placas. Ahora bien, en el análisis de parámetros difieren en algunos aspectos pero no en excesivo ya que se está hablando de placas de la misma categoría.

Las características están testadas ante pruebas en condiciones STS para los tres casos que es una manera de normalizar dichas pruebas. En cuanto a la potencia nominal

las tres dan el mismo rango. En la eficiencia del módulo las tres andan en torno al 15%, siendo la placa Yingli un poco mejor, seguida por ATERSA pero están las tres en el mismo orden de magnitud referencial. En tensiones e intensidades de cortocircuitos se comportan prácticamente de la misma manera. Es en los aspectos térmicos donde la placa ATERSA mejora en cierta manera a las demás ya que su porcentaje de pérdida de rendimiento por grado de temperatura es inferior que en los otros dos casos de manera que para temperaturas de trabajo altas empeorará en menor medida su generación frente a las demás. Las medidas físicas son muy semejantes rondando las tres una superficie de 1.94 m^2 , y el peso de unos 24kg. Las tres se componen de 72 células policristalinas, con una protección de 1000V. Un elemento que a veces se pasa por alto es la resistencia mecánica ante condiciones extremas de nieve o vientos fuertes, para ello ATERSA y la placa Yingli se comportan de la misma manera soportando vientos de 130km/h que son más propicios que tener grandes cantidades de nieve por la zona céntrica de España donde se van a instalar y su climatología predominante.

Una vez visto lo anterior habría que quedarse con la marca ATERSA y la marca Yingli por sus características, en cuanto a precios con una visión general de las dos marcas, ATERSA es más económica para estas placas. Además un aspecto muy importante que es parte de la sostenibilidad del proyecto y del interés de mantener los cercos del proyecto en España es que ATERSA es una empresa española con sus fábricas en España, más concretamente una de ellas en Valencia. Por tanto por características, precio y por valores éticos hacia la propia nacionalidad de la empresa(requisito no indispensable pero si detalle a tener en cuenta) se elige para este proyecto el módulo solar de ATERSA A-300P(TYCO 4.0).

5.2.4.2 Inclinación.

Hay varios métodos del cálculo de la inclinación óptima de las placas fotovoltaicas. Entre ellos se encuentra un método basado en la inclinación óptima anual y otro basado en el periodo de tiempo y uso de las placas.

El método de la inclinación óptima anual se muestra a través de una fórmula para obtener la máxima cantidad de radiación procedente del sol en un año completo por el módulo solar. Su base científica es un análisis estadístico sobre las radiaciones solares recibidas por distintas superficies con inclinaciones varias en distintos lugares en cuanto a coordenadas de latitud, aunque este método es empírico y poco analítico consigue grandes precisiones con la realidad, con esto se llega a lo siguiente:

$$\beta_{optimo} = 3.7 + 0.69 \cdot |\phi| = 31.20^\circ$$

Ecuación 4. Inclinación óptima anual.

Donde β es el ángulo de inclinación en grados (es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal) y ϕ es la latitud del punto de situación.

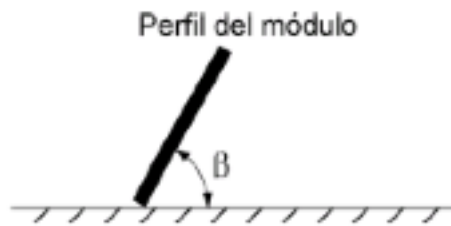


Figura 28. Inclinación según IDAE.

Por otro lado existe el ya explicado método en función del periodo de tiempo y uso, que calcula este ángulo óptimo en función de su uso y para el peor mes, esto se recoge en la siguiente tabla:

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{\text{opt}} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{\text{opt}} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno).	$\beta_{\text{opt}} = \phi + 10$

Tabla 40. Inclinación óptima según IDAE.

Con los datos de nuestra instalación quedaría:

	Inclinación óptima
Anual	$\Phi - 10^\circ = 39,865 - 10 = 29,8654^\circ$
Verano	$\Phi - 20^\circ = 39,865 - 20 = 19,8654^\circ$
Invierno	$\Phi + 10^\circ = 39,819 + 10 = 49,865^\circ$

Tabla 41. Inclinación óptima según IDAE para nuestra instalación.

Por último se va a utilizar el programa PVGIS por la European Comission que trata de un mapa interactivo donde podemos realizar cálculos sobre la localización exacta de nuestra instalación. En este programa, para las coordenadas descritas de nuestra localización, se utiliza la herramienta que optimiza la inclinación dando un ángulo de 34° para un ángulo fijo durante todo un año y que además tiene una posición libre como es nuestro caso. Para todo esto se realiza una comparativa utilizando la herramienta antes descrita para ver las diferencias temporales de invierno y verano con datos referenciales de 1kWp de manera que no son los datos de nuestra instalación pero servirán de referencia:

	Inclinación 34º		Inclinación 20º		Inclinación 50º		Variable	
	Ed	Em	Ed	Em	Ed	Em	Ed	Em
Enero	2,79	86,6	2,43	75,2	3,03	93,9	3,03	93,9
Febrero	3,78	106	3,39	95	3,99	112	3,99	112
Marzo	4,47	139	4,26	132	4,48	139	4,48	139
Abril	4,55	137	4,56	137	4,3	129	4,56	137
Mayo	4,72	146	4,94	153	4,23	131	4,94	153
Junio	5,02	151	5,37	161	4,37	131	5,37	161
Julio	5,3	164	5,63	175	4,64	144	5,63	175
Agosto	5,18	161	5,27	163	4,78	148	5,27	163
Septiembre	4,72	142	4,55	137	4,65	139	4,72	142
Octubre	4,01	124	3,67	114	4,16	129	4,01	124
Noviembre	3,18	95,3	2,77	83,1	3,43	103	3,18	95,3
Diciembre	2,65	82,1	2,27	70,3	2,9	90	2,65	82,1
Anual	4,2	128	4,1	125	4,08	124	4,2	128
Total un año		1530		1500		1490		1577,3

Tabla 42. Comparación de los kWh según la inclinación.

En la tabla anterior podemos comparar la simulación con el PVGIS de los kWh generados con los distintos ángulos de inclinación utilizados. Se puede corroborar lo antes calculado, para un ángulo de 20º se consigue la máxima producción en épocas de verano, para 50º es la inclinación óptima para periodos de invierno y 34 para meses de verano hasta fin de año. Y en el caso de tener que poner una inclinación óptima para todo el año se ve que 34º da la mejor de las producciones a nivel anual pero siempre un poco menos en cada época del año que en las otras opciones. De manera que en este proyecto se presenta la posibilidad variable igual que en primer caso de estudio, que cambia finalmente en tres ángulos uno de 50º para las épocas de invierno, un ángulo de 20 grados para épocas de verano y un ángulo de 34 grados para finales de año, lo cual nos ofrece la máxima generación por periodos de uso y también en el conjunto anual pero esa decisión corresponderá al resto de apartados contiguos.

5.2.4.3 Distancia mínima.

En este apartado se calcula la distancia mínima de separación entre las filas de las placas solares de la instalación para evitar el efecto de la sombra de unas placas con otras y tener la máxima irradiación incidente posible, además es importante destacar que no solo se deja esta distancia por la sombra creada por las otras placas sino que también es importante tener en cuenta el calor retenido en el entorno de las mismas que es necesario evacuar con convección natural ya que el rendimiento de las placas baja directamente proporcional a los grados de trabajo de las células. Si se usa el Pliego de Condiciones Técnicas IDAE, se define la distancia d , como una medida horizontal entre la proyección del modulo hasta el comienzo del siguiente. También se define la altura h que puede dar sombras sobre los demás módulos. Según este código se recomienda que sea esta altura y distancia mínima tal que se garanticen al menos 4 horas de irradiación en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a:

Recordando la ecuación 2 de este proyecto:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Ecuación 2. Distancia mínima entre filas de paneles.

En el caso de este proyecto se consideran los ángulos de inclinación para el solsticio de verano y de invierno como se vio en el apartado anterior de manera que la distancia mínima será la peor de ambas, se espera que para mayor inclinación, mayor distancia se deberá dejar. Los ángulos considerados para instalar las placas son 50° en invierno, 20° en verano y 34° en los últimos meses del año que además coincide para el ángulo óptimo. Finalmente se verá qué disposición se tomará.

- **Para inclinación 50°:**

Si el ángulo de inclinación son 50° y sabiendo que los paneles tienen de altura 1965mm y la ecuación 2 de la distancia mínima:

$$h = \text{sen}(50^\circ) * 1965 = 1505.27\text{mm}$$

$$d = \frac{1505.27}{\text{tag}(61^\circ - 39.865^\circ)} = 3893.93\text{mm} = 3.89\text{m}$$

Pero la distancia total no es 3.89m sino que de vértice a vértice hay d+proyección horizontal de la placa, siendo el total de **5.1m**.

- **Para inclinación 20°:**

Si el ángulo de inclinación son 20° y sabiendo que los paneles tienen de altura 1965mm y la ecuación 2 de la distancia mínima:

$$h = \text{sen}(20^\circ) * 1965 = 672.06\text{mm}$$

$$d = \frac{672.06}{\text{tag}(61^\circ - 39.865^\circ)} = 1738.54\text{mm} = 1.74\text{m}$$

Pero la distancia total no es 1.74m sino que de vértice a vértice hay d+proyección horizontal de la placa, siendo el total de **3.6m**.

- **Para inclinación 31°:**

Si el ángulo de inclinación son 34° y sabiendo que los paneles tienen de altura 1965mm y la ecuación 2 de la distancia mínima:

$$h = \text{sen}(34^\circ) * 1965 = 1098.81\text{mm}$$

$$d = \frac{1098.81}{\text{tag}(61^\circ - 39.865^\circ)} = 2842.47\text{mm} = 2.8\text{m}$$

Pero la distancia total no es 2.8 m sino que de vértice a vértice hay d+proyección horizontal de la placa, siendo el total de **4.4m**. Por tanto el peor de los casos será una distancia mínima de **5.1m**.

El problema está en que si se requiere una distancia de 5.1 metros de distancia mínima entre las filas de los paneles solares debido al espacio disponible solo podríamos instalar dos filas, lo cual nos reduce en gran medida la cantidad de paneles disponibles. En el caso de requerir 4.4 metros entre las filas entonces sí se puede introducir tres filas, lo cual mejora en gran cantidad el número de paneles a instalar. Y por la misma razón si instalamos las filas a 4.4 metros el ángulo de 20 grados también podrá ser instalado por requerir 3.6 metros, quedándonos así con la regulación de ángulos anualmente entre 20 y 34 grados según convenga.

5.2.4.4 Orientación.

La orientación del edificio no es orientación sur con ángulo 0 sino tiene orientación Sur-Este con un ángulo calculado de -20° en términos de geometría. Se podrían orientar los paneles a un ángulo 0 pero se perdería número de paneles solares a instalar. Para ello se va a contabilizar el número de paneles que se podrían instalar si orientamos los paneles a -20° . En este primer caso, se deja medio metro a cada lado de margen para que se pueda transitar, de manera que nos quedamos con una longitud total de unos 15 metros donde se pueden instalar 15 paneles de 990mm por fila. Además con la distancia mínima antes calculada de 4.4 metros podremos ver sendos casos en el siguiente apartado contemplando estas dos orientaciones y entonces se decidirá orientación y número de paneles.

5.2.4.5 Número de paneles posibles.

Según la geometría del tejado donde se van a instalar y sabiendo la distancia mínima que se debe mantener para no empeorar la eficiencia y rendimiento de la instalación, caben 46 paneles colocados dejando márgenes a los lados para poder realizar el mantenimiento apropiado. La decisión es instalar 41-42 paneles para dejar margen de sobra para inversores y posibles baterías en el lugar de completar los 46 posibles.

5.2.4.6 Cálculo de la estructura soporte.

Las estructuras soporte deben ser estructuras de suelo que puedan variar su ángulo de inclinación desde los 20° hasta los 34° calculados para verano e invierno respectivamente para poder captar el sol de la manera más óptima calculada aumentando así la propia eficiencia de la instalación. Además estas estructuras deben soportar las cargas y esfuerzos de peso y cargas de viento. Los soportes serán estructuras de la propia empresa suministradora de los paneles fotovoltaicos de ATERSA. Además de los esfuerzos, estas estructuras no deben producir sombras sobre los módulos. Dichas estructuras deben estar construidas con carril de perfil macho donde se fijarán las placas con perfil hembra al soporte. En el apoyo de la estructura con el suelo por la parte final del carril, se utilizará una rótula la cual posibilitará el cambio

de la inclinación de la estructura. Los perfiles o patas traseros donde apoya la estructura deben poder deslizarse para poder abatir la estructura con la inclinación deseada, estas patas o perfiles deben poseer dos toques o señales que indiquen la inclinación óptima para el periodo de invierno (34°) y para el periodo de verano (20°).

Recordando la Figura 12 del proyecto.

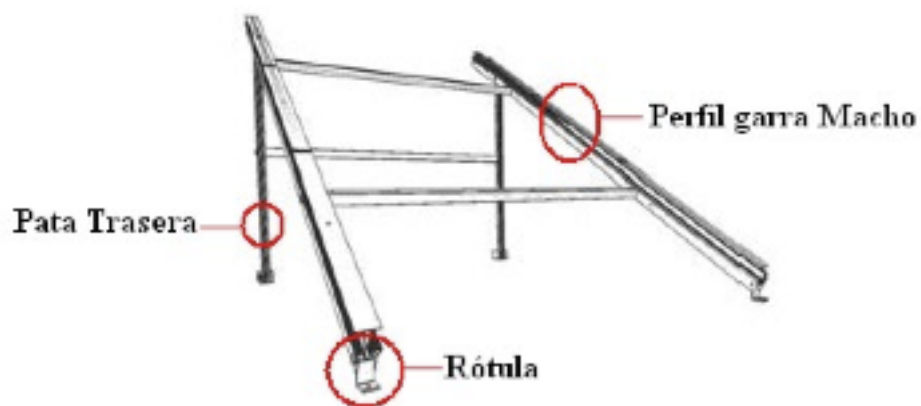


Figura 29. Estructura soporte módulos solares.

5.2.4.7 Inversor a instalar.

El inversor es uno de los componentes más importantes de diseño de la instalación de energía solar, además de un buen diseño por la propia eficiencia de la instalación, debe cumplir las Condiciones Técnicas del IDAE, de esta manera se han de calcular las tensiones e intensidades normales o en este caso máximas de producción del generador, dando en ese punto la máxima potencia posible en el funcionamiento e incluso su comportamiento ante situaciones no normalizadas como las condiciones STC de las hojas de características de las placas.

La tensión y corriente máximas o requeridas para un punto de potencia máxima son los elementos a tener en cuenta para el dispositivo electrónico que debe seguir el inversor en función del estado de las placas para poder conseguir una eficiencia óptima en cada punto. La tensión para este punto de potencia pico de los módulos hay que

calcularla en función de la distribución de los paneles si se encuentran en serie o en paralelo que siguiendo las ecuaciones de la electrotecnia clásica de la ley de ohm, divisores de tensión para elementos en serie y el divisor de intensidad para elementos en paralelo se obtiene lo siguiente:

En este caso se ha elegido instalar un inversor por rama ya que sino la potencia total es excesiva, siendo mejor la utilización de distintos inversores más adecuados a cada rama que uno general que sufra más. De manera que como ya se decidió en el apartado anterior tendremos dos ramas de 15 paneles y una de 11 paneles. Por ello se distingue:

- Ramas de 15 paneles:

$$V_{mppTOTAL} = V_{mpp} \cdot \text{Paneles}_{SERIE} = 36,52V \cdot 15\text{paneles} = 547,8 V$$

$$I_{mppTOTAL} = I_{mpp} \cdot \text{Ramas}_{Paralelo} = 8,21A \cdot 1rama = 8,21A$$

Además es interesante calcular esto mismo para la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo fotovoltaico.

$$V_{OCTOTAL} = V_{OC} \cdot \text{Paneles}_{SERIE} = 44,97V \cdot 15\text{paneles} = 674,55V$$

$$I_{SCTOTAL} = I_{SC} \cdot \text{Ramas}_{Paralelo} = 8,89A \cdot 1rama = 8,89A$$

- Ramas de 11 paneles:

$$V_{mppTOTAL} = V_{mpp} \cdot \text{Paneles}_{SERIE} = 36,52V \cdot 11\text{paneles} = 401,72 V$$

$$I_{mppTOTAL} = I_{mpp} \cdot \text{Ramas}_{Paralelo} = 8,21A \cdot 1rama = 8,21A$$

Además es interesante calcular esto mismo para la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo fotovoltaico.

$$V_{OCTOTAL} = V_{OC} \cdot Paneles_{SERIE} = 44,97V \cdot 11paneles = 494,67V$$

$$I_{SCTOTAL} = I_{SC} \cdot Ramas_{Paralelo} = 8,89A \cdot 1rama = 8,89A$$

A pesar de tener estos cálculos, se hace especial hincapié que los datos que se usan salen de las características del fabricante que son productos de ensayos en unas condiciones normalizadas para poder comparar entre unos y otros, este hecho nos afecta en que en el punto de instalación y según la época del año estas condiciones serán distintas. Podría hacerse algún cálculo para distintas temperaturas usando factores de corrección pero dicha profundidad de cálculo no es el objetivo de este proyecto.

En resumen las características del inversor deben cumplir:

- Inversor para 15 paneles:

Tensión máxima potencia	547,8 V
Intensidad máxima potencia	8,21A
Tensión circuito abierto	674,55V
Intensidad cortocircuito	8,89A

Tabla 43. Resumen características inversor 15 paneles.

- Inversor para 11 paneles:

Tensión máxima potencia	401,72V
Intensidad máxima potencia	8,21A
Tensión circuito abierto	494,67V
Intensidad cortocircuito	8,89A

Tabla 44. Resumen características inversor 11 paneles.

En este caso se requiere de un inversor con disponibilidad de instalación conectada a red. Con estas características, los inversores SMA son los inversores más desarrollados del mercado. Además están recomendados entre otros por la marca de los paneles solares ATERSA y en oferta económica no son desproporcionados. Por ello se elige el modelo SUNNY BOY 3000TL para la rama de 11 paneles y el modelo SUNNY BOY 5000TL para las ramas de 15 paneles que este caso son dos inversores. Las características extraídas directamente de la ficha técnica facilitada en la página web de la marca son:

Datos técnicos	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 4000TL/V	Sunny Boy 5000TL
Entrada (CC)				
Potencia máxima de CC (con $\cos \Phi=1$)	3200 W	4200 W	4200 W	5300 W
Tensión máx. de CC	550 V	550 V	550 V	550 V
Rango de tensión MPP	188 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V
Tensión nominal de CC	400 V	400 V	400 V	400 V
Tensión de CC mín./ tensión inicial	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada / por String	17 A / 17 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPP)/Strings por seguidor del punto de máxima potencia (MPP)	1 / 2	2 / A : 2, B : 2	2 / A : 2, B : 2	2 / A : 2, B : 2
Salida (CA)				
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W	3680 W	4600 W
Potencia aparente de CA máxima	3000 VA	4000 VA	4000 VA	5000 VA
Tensión nominal de CA; rango	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V
Frecuencia de red de CA; rango	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz
Corriente máx. de salida	16 A	22 A	22 A	22 A
Factor de potencia ($\cos \Phi$)	1	1	1	1
Fases de inyección / fases de conexión	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Rendimiento				
Rendimiento máx. / Rendimiento europeo	97,0 % / 96,3%	97,0 % / 96,4%	97,0 % / 96,4%	97,0 % / 96,5%

Figura 30. Características línea entrada y salida inversor SMA SUNNY BOY.

Para elegir estos inversores se atiende a las exigencias de la instalación que en gran medida son:

- La tensión máxima de entrada o tensión a circuito abierto es de 550V, superior a los 547,8V de nuestra configuración de placas para cortocircuito.
- La corriente de entrada máxima en el punto de máxima potencia es 17A que no es superada por los 8,89A para vacío.
- La potencia máxima, pico o nominal de la instalación es de 15 paneles por 300Wp de 4,5kWp que no supera los 5kW del modelo 5000 y 3,3kW que supera en 100W al modelo 3000 de 3200W lo cual es aceptable puesto que esta potencia solo será alcanzada para casos muy extremos siendo lo normal potencias inferiores e incluso el propio inversor puede soportar potencias máximas superiores según el fabricante, es decir, sabiendo que los paneles no suelen trabajar al 100% durante todo el año sino que trabajan por debajo de esta potencia pico, en realidad el inversor tiene margen.
- Además la tensión de salida es 230V monofásica con una frecuencia de 50Hz con pequeña incertidumbre y además con un rango posible de elección.
- Por último el precio de los inversores de esta marca son precios medios en mercado, es decir no son excesivos en comparación con el resto lo cual hay que tener en cuenta.

Además se contempla la posibilidad de introducir un sistema de almacenamiento de baterías, en ese caso se instalarán inversores que tengan la función de cargador de baterías y además tengan regulador en carga para alargar la vida útil de las propias baterías. En ese caso se instalarían dos inversores cargadores de la marca ATERSA, modelo QUATRO 5000VA que cada uno tiene una potencia pico de 6kW, de esta manera si se dividen los paneles en dos series iguales podrán repartirse la carga de 12,3kW en los dos ya que en casos muy extremos el sistema está dando la potencia pico y aun así los inversores podrían coger esa carga durante unos segundos según sus especificaciones técnicas hasta 7kW. Estos inversores cargan las baterías a 48V de

manera que el sistema de baterías debe ser de 48 V. Además el inversor cumple los requerimientos de tensión e intensidad en dos cadenas de 20 y 21 módulos en serie.

Regulador de Carga		Valor
Potencia Máxima de Panel		4000 W
Rango Voltaje MPPT		60-115 V
Voltaje Máx Voc		145 VDC
Amperios Máximos		60 A
Consumo Stand By		30 W
Cargador de Batería		
Voltaje de Batería		48 V
Voltaje en Flotación		54 V
Protección Sobrevoltaje		61 V
Corriente Máx. de Carga		60 A
Inversor		
Voltaje de Salida (+/- 5%)		230 V
Potencia Pico (3 segs)		7000 W
Eficiencia		93%
Tipo de Onda		Senoidal Pura
características Físicas		
Dimensiones mm (Largo x Alto x Ancho)		120 x 295 x 468
Peso (Kg)		11.0
Temperatura de Trabajo		0 - 55°C
Temperatura de Almacenamiento		-15 - 60°C

Figura 31. Características generales Inversor Cargador ATERSA.

5.2.4.8 Cálculo de la producción total de energía solar.

En el caso de usar baterías en esta instalación se usarán las mismas que en el apartado de baterías del caso anterior de la granja agrícola. Su almacenaje sería de 30kWh dando así autonomía para la mitad del día ya que el consumo medio diario es de 70kWh. Estas baterías se plantean como un sistema de aprovechamiento de la energía generada. Por tanto las baterías serán batería Classic Tudor Solar. Se elige una batería de estas características llamada OPzS Solar Classic de 660Ah, se ponen 24 baterías dando un voltaje de 48V con una energía final de 31,68kWh pero para ser más realistas y teniendo en cuenta que este valor irá descendiendo por degradación se redondeará para el balance de energía a 30kWh.

5.2.4.9 Cálculo de la producción total de energía solar.

Una vez que se tiene las características de los paneles, número de paneles a instalar, orientaciones, inclinaciones por época del año, inversor y demás datos previamente calculados, se puede simular la instalación en el PVGIS. Se utilizará la inclinación óptimo para cada mes ya calculadas quedándonos con la columna “Variable”:

	Inclinación 34º		Inclinación 20º		Variable	
	Ed	Em	Ed	Em	Ed	Em
Enero	39,5	1230	34,5	1070	39,5	1230
Febrero	53,2	1490	48,1	1350	53,2	1490
Marzo	63,5	1970	60,7	1880	63,5	1970
Abril	64,8	1940	65	1950	65	1950
Mayo	67,7	2100	70,6	2190	70,6	2190
Junio	72,3	2170	76,9	2310	76,9	2310
Julio	76,3	2370	80,7	2500	80,7	2500
Agosto	73,8	2290	75,2	2330	75,2	2330
Septiembre	66,6	2000	64,5	1930	66,6	2000
Octubre	56,4	1750	52	1610	56,4	1750
Noviembre	44,7	1340	39,3	1180	44,7	1340
Diciembre	38,1	1180	32,7	1010	38,1	1180
Anual	59,8	1820	58,4	1780	57,29	1853,33
Total un año		21800		21300		22240

Tabla 45. Generación diaria y mensual media kWh para inclinación variable bloque vecinos.

El PVGIS nos da como salida para cada mes del año y con nuestros datos de instalación, la previsión de radiación solar en W/m^2 por mes elegido y mediante las medidas de unas ciertas horas. La salida del programa te da varias mediciones por cada hora de radiación solar de manera que para tener un perfil completo hora a hora de un mes hay que retocar la salida del PVGIS y hacer medias por cada hora para finalmente tener de cada día de un mes concreto el perfil medio de la radiación, resultando la siguiente tabla a modo de ejemplo y la siguiente gráfica que contiene todos los meses de un año.

Promedios		
Mes	Hora	W/m2
1	0:00	0
1	1:00	0
1	2:00	0
1	3:00	0
1	4:00	0
1	5:00	0
1	6:00	0
1	7:00	37
1	8:00	305,5
1	9:00	449,75
1	10:00	536,25
1	11:00	565,25
1	12:00	539,75
1	13:00	464,25
1	14:00	345,5
1	15:00	197,5
1	16:00	61
1	17:00	0

Tabla 46. Radiación mes enero hora a hora W/m^2 bloque de vecinos.

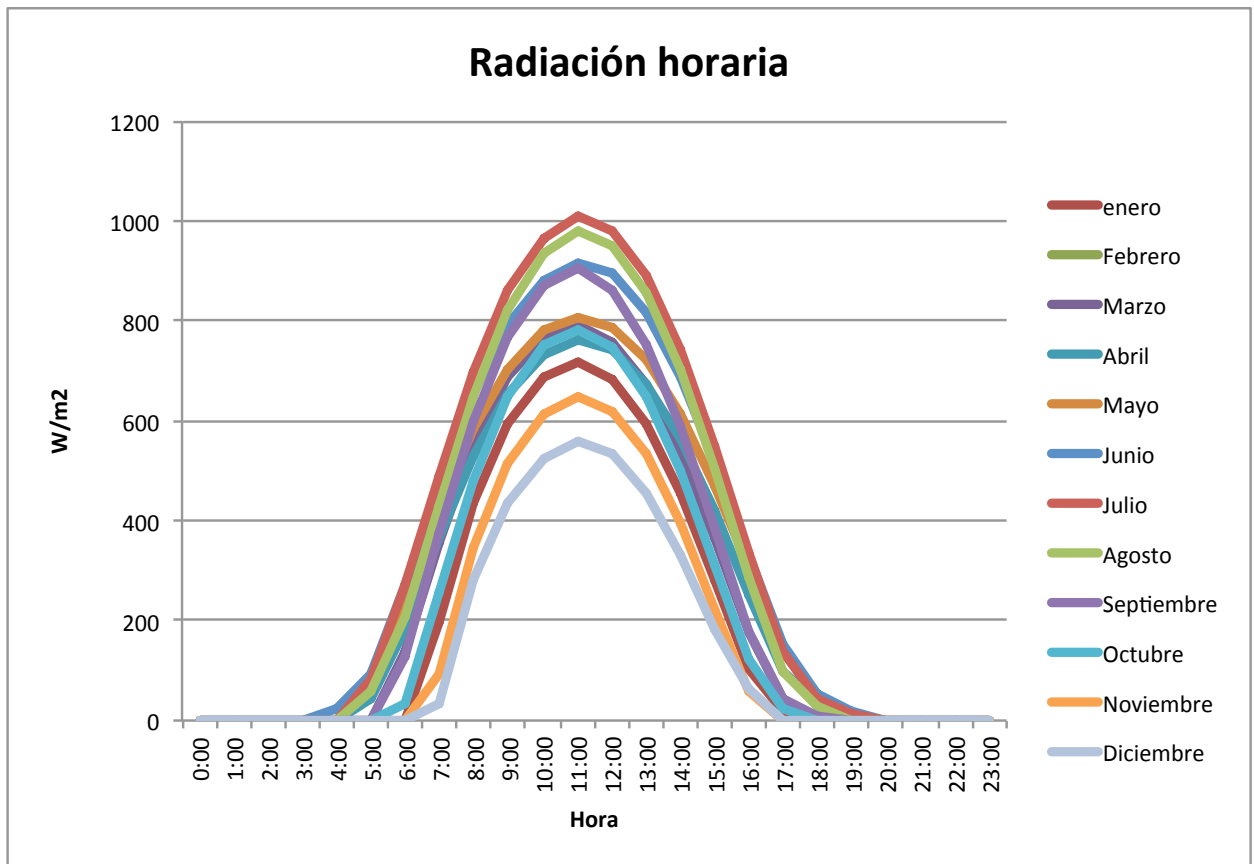


Gráfico 8. Radiación horaria por cada mes de un año W/m^2 bloque de vecinos.

Una vez que tenemos los W/m^2 para todos los meses por hora, se hace una estimación de los Wh/m^2 para todo el año que se calcula sumando los W por superficie de cada hora de un día de cada mes, multiplicando por los días de cada mes y sumando entre si, de manera que se tiene la siguiente ecuación:

Recordando la Ecuación 3:

$$E_{\text{generada}} \left(\frac{Wh}{m^2} \right) = \sum_{mes=1}^{mes=12} Dias_{mes} \cdot \sum_{hora=0}^{hora=24} Radiación \left(\frac{W}{m^2} \right)$$

Ecuación 3. Energía total por unidad de superficie.

Con estos datos se tiene la radiación solar anual pero lo que realmente se necesita son los Wh/Wp reales que no son los teóricos. Para ello existen estimaciones de un coeficiente denominado Performance Ratio (PR) muy utilizado en estimaciones de

energía solar. Este parámetro contiene las pérdidas de distintas índole como cableado, conexiones, transporte y estado de los paneles. Para este proyecto se elige un PR de 80%. Tras el PR elegido se tiene 25946,7kWh.

Igual que en el primer caso, después de todo esto se hace un balance de energía para todas las horas, para los 365 días del año.

Fecha	Hora	Mes	Día de la semana	Consumo	PVGenerado (PR)	Auto Instan	Sobrante	Consumo Red
01/01/15	1	1	4	0,710	0,00	0,00	0,00	0,71
	2	1	4	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
	3	1	4	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
	4	1	4	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	1	4	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
	6	1	4	0,355	0,00	0,00	0,00	0,35
	7	1	4	2,838	0,46	0,46	0,00	2,38
	8	1	4	4,967	3,76	3,76	0,00	1,21
	9	1	4	5,676	5,53	5,53	0,00	0,14
	10	1	4	5,676	6,60	5,68	0,92	0,00
	11	1	4	4,967	6,95	4,97	1,99	0,00
	12	1	4	4,967	6,64	4,97	1,67	0,00
	13	1	4	6,386	5,71	5,71	0,00	0,68
	14	1	4	7,095	4,25	4,25	0,00	2,85
	15	1	4	7,095	2,43	2,43	0,00	4,67
	16	1	4	4,257	0,75	0,75	0,00	3,51
	17	1	4	2,838	0,00	0,00	0,00	2,84
	18	1	4	2,129	0,00	0,00	0,00	2,13
	19	1	4	2,129	0,00	0,00	0,00	2,13
	20	1	4	2,129	0,00	0,00	0,00	2,13
	21	1	4	4,257	0,00	0,00	0,00	4,26
	22	1	4	0,710	0,00	0,00	0,00	0,71
	23	1	4	0,710	0,00	0,00	0,00	0,71
	24	1	4	0,710	0,00	0,00	0,00	0,71

Tabla 47. Balance energético solar kWh día 01/01/2015-Caso 2.

En este primer caso presentado en la tabla anterior tenemos la columna fecha, columna hora(se tienen las 24 horas del día), columna auxiliar que indica el mes, otra que indica el día de la semana(1-Lunes, 2-Martes,...,7-Domingo), columna consumo que representa la curva de demanda o consumo durante todas las horas del día en kWh, posteriormente columna de generación fotovoltaica corregida por el PR. A partir de aquí

son los datos de partida de la instalación de autoconsumo y del perfil del consumidor. La columna “Auto Inst” es la columna que indica que si generamos más energía o igual que la que se está demandando en ese momento, entonces se auto consume instantáneamente de la energía que proviene de las placas solares, si estamos en este caso y sobra energía generada, entonces el sobrante ante el no uso de baterías en este caso y elegir el modo de autoconsumo sin inyección a red, sería energía aprovechable para calentadores de agua u otros usos, sino será energía no aprovechada. En el caso de que la energía generada sea menor que la energía consumida, se auto consume todo lo generado y aparece la columna “Consumo Red” que indica la energía no generada en ese instante, esta en parte será abastecida con red. A modo de ejemplo a continuación se presenta otro día del año en un mes de alta generación fotovoltaica.

01/07/15	1	7	3	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
	2	7	3	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
	3	7	3	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
	4	7	3	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	7	3	0,000	1,01	0,00	1,01	0,00
	6	7	3	0,490	3,33	0,49	2,84	0,00
	7	7	3	3,916	6,05	3,92	2,14	0,00
	8	7	3	6,853	8,59	6,85	1,73	0,00
	9	7	3	7,832	10,60	7,83	2,77	0,00
	10	7	3	7,832	11,90	7,83	4,07	0,00
	11	7	3	6,853	12,39	6,85	5,54	0,00
	12	7	3	6,853	12,06	6,85	5,20	0,00
	13	7	3	8,811	10,93	8,81	2,12	0,00
	14	7	3	9,790	9,11	9,11	0,00	0,68
	15	7	3	10,769	6,76	6,76	0,00	4,01
	16	7	3	6,853	4,14	4,14	0,00	2,71
	17	7	3	3,916	1,68	1,68	0,00	2,23
	18	7	3	2,937	0,51	0,51	0,00	2,42
	19	7	3	2,937	0,18	0,18	0,00	2,75
	20	7	3	2,937	0,00	0,00	0,00	2,94
	21	7	3	5,874	0,00	0,00	0,00	5,87
	22	7	3	0,979	0,00	0,00	0,00	0,98
	23	7	3	0,979	0,00	0,00	0,00	0,98
	24	7	3	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 48. Balance energético solar kWh día 01/07/2015.

A modo de conclusión se representa la siguiente tabla:

Consumo	28545,78kWh
Generado	25946,65 kWh
Autoconsumido	18968,07 kWh
Energía que falta	9577,71 kWh
Sobrante	6978,58 kWh

Tabla 49. Balance energético solar final.

Finalmente la energía consumida de la red es 9.577,7 kWh y la energía consumida del sistema de autoconsumo es 18.968,07 kWh, además tenemos un sobrante de generación de casi 7.000 kWh que podrían ser aprovechados para otros usos.

En el caso de usar las baterías descritas con anterioridad todo el cálculo se hace de igual manera y con el mismo sistema de distribución de energía que en el caso 1 del proyecto donde la energía que no se autoconsume se manda a baterías hasta que estén cargadas y si hace falta energía se tira de baterías de forma prioritaria antes que de la red en este caso, donde la red en el caso anterior era el grupo electrógeno de emergencia. Con ello el resumen del sistema sería el siguiente:

Consumo	28545,78kWh
Generado	25946,65 kWh
Autoconsumido	24186,42 kWh
Energía que falta	4359,36 kWh
Sobrante	1760,23 kWh

Tabla 50. Balance energético solar final con baterías.

Con las baterías se aprovecha en mayor cantidad la energía generada, ahora el autoconsumo es de 24186,42 kWh superior al caso sin baterías y por tanto lo que se demanda a la red baja hasta 4359,36 kWh que es menos de la mitad del caso anterior. Para ello se instaló unas baterías con 30kWh de autonomía, se han hecho los cálculos y metiendo el doble tampoco se aumenta en gran medida como para amortizar la compra de esas baterías, por tanto se entiende que es razonable poner lo establecido. La decisión final de poner o no baterías se hará en el estudio económico.

5.2.5 Impacto medioambiental

Uno de los objetivos de este proyecto es el desarrollo sostenible y el correcto uso de los recursos naturales. Con la implantación de esta tecnología de autoconsumo se reduce el consumo de energía (kWh) generados por una estructura de energías no renovables y no limpias que emiten GEI entre otros contaminantes a la atmosfera. En este apartado se va a realizar un pequeño estudio de la cantidad de emisiones no generadas.

Para esto se debe entender que la energía generada en cada momento, en este caso en España, depende del Mix energético de cada momento, que para hacerse una idea, la media del año 2015 fue así: La fuente que más aportó fue la energía nuclear con un 21,9% de la generación anual, seguida por el carbón 20,3%, la eólica 19%, la hidráulica 11%, la cogeneración y otros 10,6%, el ciclo combinado 10,1%, la solar 5,1% y la térmica renovable 2% según Red Eléctrica de España en uno de sus informes anuales. Además esta misma fuente (REE) facilita un seguimiento preciso de cada día y cada hora de la estructura de generación de donde se pueden extraer gráficos como el siguiente:

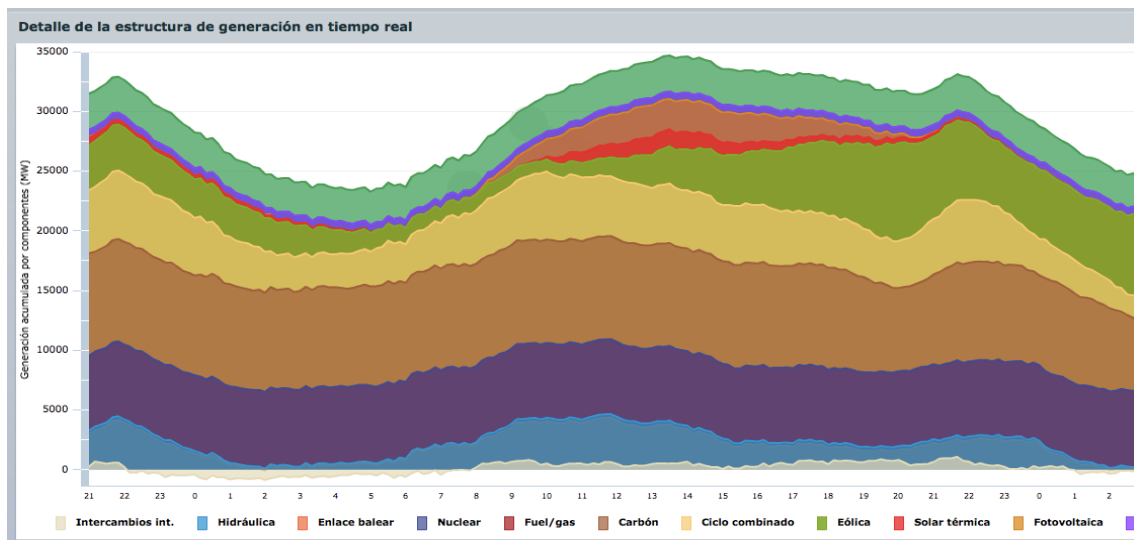


Figura 32. Estructura de generación horario España.

El gráfico anterior puede ayudar a entender que la generación en función de qué hora del día se encuentre tiene mayor cantidad de generación emisora de contaminantes

o menos. Por ejemplo, a las 7 de la mañana para un día del año 2015 se tiene que de hidráulica se genera un 9,3%, nuclear un 25,3%, carbón un 33%, ciclo combinado un 15,7%, térmica renovable 2,3%, fotovoltaica 0,1%, eólica 4,9% y cogeneración 9,4%. Pero si nos vamos a una hora central del día esta distribución cambia. Normalmente en las horas centrales del día el consumo aumenta respecto a la noche y por tanto la generación debe ser superior, tienen que entrar centrales de ciclo combinado para poder absorber los picos de consumo, de manera que es en estas horas cuando la generación aumenta y además los tipos de generación no limpia también aumenta. Todo esto se explica para entender que si se deja de consumir energía en esas horas centrales, se colabora en mayor medida a reducir las emisiones de contaminantes a la atmósfera. Ya que esto es algo muy variable, se cogen los datos medios del año 2015 como datos más recientes anuales para la distribución de tecnologías nombradas al principio de este apartado.

Las emisiones de contaminantes además depende de la tecnología usada, es decir, la energía solar emite 0 g/kWh generados mientras que el carbón o el gas emiten cantidades importantes y a tener en cuenta. Existen coeficientes que ayudan a calcular los kilogramos de cada contaminante por kWh de manera genérica, estos coeficientes los publican por meses entes como Red Eléctrica de España o WWF, donde esta última emite informes mensuales con tablas que nos indican esto mismo:

Año	Dióxido de carbono (kg/kWh)	Dióxido de azufre (g/kWh)	Óxidos de nitrógeno (g/kWh)
Oct-14	0,219	0,503	0,344
Nov-14	0,191	0,421	0,293
Dic-14	0,215	0,493	0,337
Media 2014	0,166	0,425	0,258
Ene-15	0,243	0,564	0,384
Feb-15	0,16	0,357	0,247
Mar-15	0,142	0,313	0,218
Abr-15	0,181	0,406	0,28
May-15	0,17	0,38	0,263
Jun-15	0,291	0,698	0,468
Jul-15	0,306	0,683	0,473
Ago-15	0,28	0,65	0,442
Sep-15	0,265	0,617	0,419
Oct-15	0,257	0,59	0,403
Nov-15	0,269	0,623	0,424
Dic-15	0,272	0,608	0,421
Media 2015	0,236	0,536	0,368
Ene-16	0,146	0,309	0,220
Feb-16	0,104	0,220	0,157
Mar-16	0,094	0,194	0,139

Tabla 51. Coeficientes emisión contaminantes por WWF.

Con dichos coeficientes y el consumo de esta instalación se tiene:

Mes	Mes	Consumo(kW)	Dióxido de carbono(kg/kWh)	Dióxido de azufre (g/kWh)	Óxidos de nitrógeno (g/kWh)	Dióxido de carbono(kg)	Dióxido de azufre (g)	Óxidos de nitrógeno (g)
Enero	1	2008	0,243	0,564	0,384	487,944	1132,512	771,072
Febrero	2	2176	0,16	0,357	0,247	348,16	776,832	537,472
Marzo	3	2032	0,142	0,313	0,218	288,544	636,016	442,976
Abril	4	1752	0,181	0,406	0,28	317,112	711,312	490,56
Mayo	5	2144	0,17	0,38	0,263	364,48	814,72	563,872
Junio	6	1808	0,291	0,698	0,468	526,128	1261,984	846,144
Julio	7	2800	0,306	0,683	0,473	856,8	1912,4	1324,4
Agosto	8	2176	0,28	0,65	0,442	609,28	1414,4	961,792
Septiembre	9	1832	0,265	0,617	0,419	485,48	1130,344	767,608
Octubre	10	1920	0,257	0,59	0,403	493,44	1132,8	773,76
Noviembre	11	2112	0,269	0,623	0,424	568,128	1315,776	895,488
Diciembre	12	2056	0,272	0,608	0,421	559,232	1250,048	865,576
Total						5904,728	13489,144	9240,72

Tabla 52. Emisiones del consumo eléctrico del año 2015 por meses.

Esto significa que si esta instalación hubiese sido de autoconsumo completa, no se habría emitido lo siguiente:

Total	Dióxido de carbono(kg)	3041,30 kg
	Dióxido de azufre (g)	6954,95 g
	Óxidos de nitrógeno (g)	4762,04 g

Tabla 53. Resumen emisiones del consumo eléctrico del año 2015.

6 Presupuesto.

Para cada caso se va a detallar una tabla donde se recogen todos los materiales importantes a comprar con los precios conseguidos como precios razonables de compra pedidos a los propios fabricantes, materiales pequeños y mano de obra de forma estimativa para la instalación de las mismas.

6.1 Caso 1: Granja Agrícola.

En este caso se tiene la siguiente tabla de presupuesto que se realice tras pedir precios a distintos fabricantes como ATERSA, Exide, Kaiser y Enair. Los precios son precios orientativos que se pueden encontrar como precios razonables de mercado.

Además se han estimado los gastos en materiales de protección y cableado. En cuanto a la obra civil hay que tener en cuenta que ya existe una explanada acondicionada para su uso, solo se necesitaría realizar algunas excavaciones para la cimentación, transporte de material y mano de obra. La mano de obra se estima hablando con distintos montadores de sistemas de placas solares en unas 40 horas con un precio medio de 14€/hora de un operario, donde lo normal serán dos operarios 20 horas cada uno para hacer la instalación.

Los precios unitarios se dan sin contar con el IVA pero finalmente en la tabla se dan las cifras definitivas con IVA del 21%.

<u>Presupuesto</u>			
Sistema fotovoltaico			
Artículo	Cantidad	Precio Un.(Sin IVA)	Precio Total
Módulos fotovoltaicos ATERSA A-300P-300Wp	36 Ud.	€ 231,33	€ 8.327,80
Inversor/Cargador Trifásico Infisolar 3P 10kW, 48V.	1 Ud.	€ 4.345,00	€ 4.345,00
Estructura soporte ATERSA para 6 módulos A-300P de inclinación varibale con tortillería, canaletas para cables y montaje incluido	6 Ud.	€ 233,05	€ 1.398,30
Baterías Exide OPzS Solar Classic de 660Ah	24 Ud.	€ 181,77	€ 4.362,51
Grupo electrógeno Kaiser 6000 Trifásico diesel con ATS	1 Ud.	€ 1.043,25	€ 1.043,25
Sistema eólico			
Aerogenerador ENAIR 30-3kWp	1 Ud.	€ 5.514,83	€ 5.514,83
Inversor Enair GCI 3KW	1 Ud.	€ 653,08	€ 653,08
Cableado y sistemas de protección			
Interruptores Automáticos y Diferenciales	-	-	€ 300,00
Cableado	-	-	€ 300,00
Obra Civil			
Escavaciones y movimiento de tierras	4 horas	€ 50,00	€ 200,00
Materiales Varios	-	-	€ 300,00
Mano de obra Montaje	40 horas	€ 14,00	€ 560,00
TOTAL			
Total sin IVA			€ 27.304,77
IVA 21%			€ 5.734,00
Total con IVA			€ 33.038,77

Tabla 54. Presupuesto instalación Granja agrícola.

6.2 Caso 2: Bloque de viviendas.

En este caso se tiene la siguiente tabla de presupuesto que se realice tras pedir precios a distintos fabricantes como ATERSA, Exide y SMA. Los precios son precios orientativos que se pueden encontrar como precios razonables de mercado.

Además se han estimado los gastos en materiales de protección y cableado. En cuanto a la obra civil hay que tener en cuenta que es un tejado llano donde habrá que instalar las estructuras y montantes con soldadura y tornillería. La mano de obra se estima hablando con distintos montadores de sistemas de placas solares en unas 60 horas con un precio medio de 14€/hora de un operario, donde lo normal serán dos operarios 30 horas cada uno para hacer la instalación.

Los precios unitarios se dan sin contar con el IVA pero finalmente en la tabla se dan las cifras definitivas con IVA del 21%.

- Sin baterías:

<u>Presupuesto</u>			
Sistema fotovoltaico			
Artículo	Cantidad	Precio Un.(Sin IVA)	Precio Total
Módulos fotovoltaicos ATERSA A-300P-300Wp	41 Ud.	€ 231,33	€ 9.484,44
Inversor SMA SUNNY BOY 3000TL 3kW	1 Ud.	€ 1.137,60	€ 1.137,60
Inversor SMA SUNNY BOY 5000TL 5kW	2 Ud.	€ 1.386,09	€ 2.772,18
Estructura soporte ATERSA para 6 módulos A-300P de inclinación variable con tortillería, canaletas para cables y montaje incluido	7 Ud.	€ 233,05	€ 1.631,35
Contador/Analizador de redes	1 Ud.	€ 75,05	€ 75,05
Cableado y sistemas de protección			
Interruptores Automáticos y Diferenciales	-	-	€ 300,00
Canalizaciones	-	-	€ 150,00
Cableado	-	-	€ 300,00
Obra Civil			
Cimentaciones y anclado	4 horas	€ 14,00	€ 70,00
Materiales Varios	-	-	€ 300,00
Mano de obra Montaje	60 horas	€ 14,00	€ 840,00
TOTAL			
Total sin IVA			€ 17.060,62
IVA 21%			€ 3.582,73
Total con IVA			€ 20.643,35

Tabla 55. Presupuesto instalación edificio sin baterías.

- Con baterías:

<u>Presupuesto</u>			
Sistema fotovoltaico			
Artículo	Cantidad	Precio Un.(Sin IVA)	Precio Total
Módulos fotovoltaicos ATERSA A-300P-300Wp	41 Ud.	€ 231,33	€ 9.484,44
Baterías Exide OPzS Solar Classic de 660Ah	24 Ud.	€ 181,77	€ 4.362,48
Bancada para baterías	1 Ud.	€ 150,00	€ 150,00
Inversor/Cargador/Regulador ATERSA QUADRO 5000VA 48V	2 Ud.	€ 796,10	€ 1.592,20
Estructura soporte ATERSA para 6 módulos A-300P de inclinación variable con tortillería, canaletas para cables y montaje incluido	7 Ud.	€ 233,05	€ 1.631,35
Contador/Analizador de redes	1 Ud.	€ 75,05	€ 75,05
Cableado y sistemas de protección			
Interruptores Automáticos y Diferenciales	-	-	€ 400,00
Canalizaciones	-	-	€ 200,00
Cableado	-	-	€ 400,00
Obra Civil			
Cimentaciones y anclado	4 horas	€ 14,00	€ 70,00
Materiales Varios	-	-	€ 400,00
Mano de obra Montaje	70 horas	€ 14,00	€ 980,00
TOTAL			
Total sin IVA			€ 19.745,52
IVA 21%			€ 4.146,56
Total con IVA			€ 23.892,08

Tabla 56. Presupuesto instalación edificio con baterías.

7 Análisis de rentabilidad económica.

Esta parte es un apartado muy importante en cualquier proyecto, ya que por muy buena idea o tecnología que se emplee en un proyecto siempre hay que ver su viabilidad económica y su rentabilidad en sí mismo. Además en el caso de las instalaciones descritas en el propio proyecto se intentará ver más opciones o alternativas a utilizar para conseguir la máxima rentabilidad siempre dentro de un marco razonable y sin especulaciones.

Para empezar se explicarán algunos conceptos importantes en los estudios de viabilidad. La decisión de realizar inversiones consta en un fin de rentabilidad. No es lo mismo rentabilidad que beneficios ya que la rentabilidad siempre tiene en cuenta el capital aportando mientras que las inversiones no. El beneficio podría ser engañoso si una empresa obtiene beneficios menores pero con una rentabilidad mayor. Por tanto se define rentabilidad como la relación entre la cantidad de flujos de caja que recibirá en el tiempo y la cuantía de su inversión en el momento cero. En contraposición se debe tener en cuenta el riesgo como medida con la que se valora la incertidumbre del proyecto inversión. Los flujos de caja antes nombrados son los cobros/pagos(entradas y salidas de dinero efectivo). Así se tienen algunos métodos estáticos, métodos de aproximación para conocer la rentabilidad de un proyecto:

- *Pay back*, es el tiempo que transcurre desde la inversión inicial hasta que los flujos permiten recuperarlo. Su ventaja es la sencillez del cálculo. Como inconvenientes están la no consideración de los flujos de caja tras la recuperación lo que hace que no globalice la inversión.
- *Rendimiento de la inversión*, es el porcentaje que se recupera anualmente de la inversión inicial.

Por otro lado existen métodos dinámicos que consideran el valor actual y los flujos de caja anuales:

- *VAN o Valor Actual Neto*, es el valor actualizado de cobros y pagos de una inversión a una tasa de descuento. Su resultado representa lo que sobra o falta de la inversión una vez cubierto el coste de capital, es decir, lo que se gana una vez

que se ha pagado lo que cuesta la inversión y teniendo en cuenta una tasa de descuento donde el dinero futuro tiene menor valor que el dinero actual. Si el VAN es mayor que cero se acepta el proyecto ya que la inversión es rentable. Si es igual a cero se suele rechazar y si es negativo no se cubrirá la inversión así que se rechaza. Es un tanto complicado elegir la tasa de descuento en las inversiones ya que se debe elegir aquella inversión que de mayor interés económico desde el punto de vista de rentabilidad.

- *TIR o Tasa Interna de Rentabilidad*, es la tasa que hace que el VAN sea 0. Se conoce como la rentabilidad exacta de la inversión. Para determinar si una inversión es rentable o no, hay que comparar TIR con el coste de capital denominado en entornos financieros como k . Si TIR es mayor que k se acepta el proyecto, si es igual o menor se rechaza. Este indicador tiene como ventaja que tiene en cuenta la influencia del tiempo en el valor del dinero.
- *Tasa de descuento*, ya se ha nombrado en las definiciones anteriores al coste de capital, coste oportunidad, tasa, tasa de descuento, por ello es importante analizar su significado. La tasa de descuento es el tipo de interés que ayuda a poder interpretar o entender el dinero futuro a dinero actual o presente. Este tipo de interés es complejo de calcular o de acertar. Normalmente para este tipo de estudios de proyectos se hace una estimación denominándolo como coste de los recursos financieros que se utilizan para realizar dicha inversión. Estos mismos pueden ser recursos propios (capital propio aportado) o recursos externos/ajenos (préstamos bancarios, deudas, acreedores). Esta diferenciación lleva a distinguir a la tasa de descuento como coste de oportunidad para recursos propios o coste de la deuda para recursos ajenos, así como si fuese una mezcla de ellos se llama coste de capital. El coste de oportunidad es la rentabilidad que sería alcanzada con ese dinero en otra inversión o colocación en un plaza fijo, depósito bancario u otro producto de inversión con rentabilidad positiva. El coste de la deuda se calcula como el coste del préstamos, es paralelo a los intereses que se pagan por dicha deuda del tipo TAE más gastos bancarios. Por último el mix de ambos recursos financieros se calcula con el coste medio ponderador de capital entre los dos recursos utilizados.

7.1 Caso 1: Granja Agrícola.

Con los conceptos previos de las herramientas básicas para el análisis de rentabilidad de un proyecto se procede al estudio de rentabilidad del proyecto de instalación de autoconsumo para una granja agrícola.

La inversión inicial de este proyecto son 33.038,77€ con IVA incluido, este presupuesto recoge todos los elementos a comprar, placas, inversores, estructuras, aerogenerador, mano de obra y materiales para su instalación. Además de impuestos en concepto de tasas a pagar en industria para la legalización de las instalaciones y otras tasas varias valoradas en 500€. Se deberá realizar una reinversión ya que las baterías tienen una vida útil de 15 años al igual que varios componentes del propio inversor solar, por tanto por acortar un tanto esos años y marcar el meridiano de los 25 años, se realizará una reinversión a los 12 años para cambiar todas las baterías por una partida de 5.278,63€ los cuales seguramente serán inferiores ya que la tecnología mejora calidad y precio continuamente y más en el mercado de las baterías de almacenamiento pero por ser conservadores como mínimo será del mismo precio inicial. Además en esta reinversión se harán cambios de fungibles del inversor/cargador valorados en 1500€, siendo el total de 6.778,63€.

A la hora de definir los ingresos que darán los ingresos hay que tener en cuenta que esto es un proyecto que nos ahorrará pagar dinero por el consumo eléctrico por tanto se definirán los ingresos como el no pago de consumo eléctrico. Por ello, para calcular estos ingresos hay que fijarse en la curva de consumo de la instalación y el tipo de tarificación de la instalación hasta el momento. Esta tarificación como ya se explicó en los datos de la instalación usa una tarifa 3.0A trifásica con potencia de 19,8kW dividida en tres periodos, se recuerda la tabla resumen:

Península Ibérica		
	Invierno	Verano
P1-Punta	18-22h	11-15h
P2-Llano	8-18h	8-11h
	22-24h	15-24h
P3-Valle	0-8h	0-8h

Tabla 57. Horario de los periodos de tarifa 3.0A.

Además se tiene los precios de facturación medios diferenciados en término fijo y término variable:

	Términos	
Periodo	Potencia(€/kW)	Energía(€/kWh)
PP(P. Punta)	0,111585986	0,184114
PLL(P.Llano)	0,066951589	0,154286
PV(P.Valle)	0,044634397	0,120358

Tabla 58. Precios facturación 3.0A.

Con esto y la curva de consumo calculada en los primeros análisis, se utiliza los comandos =SI y comandos =Y de Excel para diferenciar hora a hora el tipo de periodo al que pertenece ese consumo y en función de si es mes de invierno o mes de verano entonces se calcula el precio fijo y el precio variable hora a hora. Finalmente se suman estos precios y se obtiene una columna de precio total, ejemplo:

Fecha	Hora	Mes	Consumo (kWh)	Precio fijo €	Precio Variable €	PRECIO TOTAL €
01/01/15	1	1	0,362	0,199	0,044	0,242
	2	1	0,000	0,199	0,000	0,199
	3	1	0,000	0,199	0,000	0,199
	4	1	0,000	0,199	0,000	0,199
	5	1	0,000	0,199	0,000	0,199
	6	1	0,000	0,199	0,000	0,199
	7	1	0,362	0,199	0,044	0,242
	8	1	2,531	0,199	0,390	0,589
	9	1	2,892	0,199	0,446	0,645
	10	1	3,977	0,199	0,614	0,812
	11	1	3,977	0,199	0,614	0,812
	12	1	3,977	0,199	0,614	0,812
	13	1	3,977	0,199	0,614	0,812
	14	1	3,977	0,199	0,614	0,812
	15	1	3,615	0,199	0,426	0,625
	16	1	1,808	0,199	0,142	0,341
	17	1	1,446	0,199	0,051	0,250
	18	1	1,085	0,199	0,061	0,259
	19	1	0,723	0,199	0,061	0,259
	20	1	0,362	0,199	0,061	0,259
	21	1	0,362	0,199	0,061	0,259
	22	1	0,181	0,199	0,033	0,232
	23	1	0,181	0,199	0,028	0,227
	24	1	0,362	0,199	0,056	0,255

Tabla 59. Ejemplo ahorro día 1 de enero.

El valor total de los ingresos en un año entero en concepto de ahorro en la factura de la luz por precio fijo y variable es de 3.724,7€/año. Además todas las comercializadoras ponen concepto de mantenimiento y otros conceptos valorados en 12€/mes que suman 144€/año, esto hace un total de 3.868,7€/año que más IVA del 21% es de 4681,127 €/año. Por tanto el precio de la energía por kWh será para 13980kWh consumidos en un año de 0,3348€/kWh*año y si referimos a la energía generada será un precio de 0,2156€/kWh*año. Teniendo estos dos números es correcto usar el precio del kilovatio consumido para nuestro análisis financiero. Por último se tendrá en cuenta una subida del precio de la energía eléctrica del 3% anual.

Otro gasto anual es el abastecimiento de combustible diesel para el grupo electrógeno de emergencia. En total se estiman 238 horas de suministro de emergencia y 358 kWh. Según las especificaciones del grupo Kaiser elegido, el consumo es de 2 litros por cada hora a plena carga, y sabiendo que normalmente esta a media carga o incluso menos se estima el consumo en 1 litro por cada hora siendo esto 238 litros de gasóleo B. Otra manera es aplicando los coeficientes del poder calorífico de un litro de gasoil que resulta de 10,18 kWh/litro o 0,0982 litros/kWh, esto nos lleva a un consumo idílico de 35,26 litros pero sabiendo que los grupos electrógenos de este tamaño tienen un 38% de rendimiento como valor estándar y recomendado, se tendría un consumo de 92,80 litros de gasoil. En definitiva el coeficiente que convierte los kWh entregados por el grupo electrógeno en litros de gasoil es 0,2584 litros/kWh. Con este número de litros de gasóleo B, hay que ponerle un precio, actualmente el precio del gasóleo B es 0,68€/litro pero es un precio a la baja de lo que normalmente se encuentra. Ya que esto no es un proyecto dedicado al estudio del precio de dicho combustible, se elige un precio histórico medio de 0,9€/litro. Además se contará con una subida del precio del mismo de un 0,5% anual.

El IPC es un índice a introducir en cualquier análisis financiero, actualmente el IPC en España toma valores negativos, en la siguiente figura sacada del INE y publicada por el periódico Expansión en el enlace siguiente sobre un análisis del IPC: <http://www.expansion.com/economia/2016/05/30/574be4a0268e3ee85c8b456b.html>

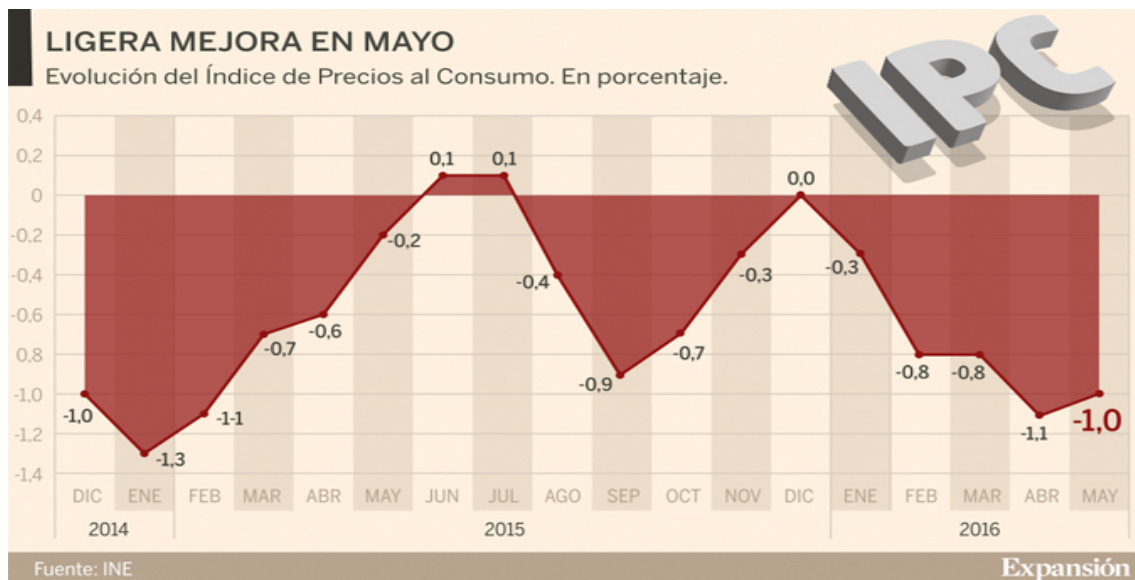


Gráfico 9. Evolución IPC últimos años.

Viendo esta tabla se puede hacer a la idea sin entrar en análisis complejos que este valor negativo del IPC rondará los próximos años, por ello se toma un valor de 0,5% negativo. A continuación la tasa de descuento que se tendrá en cuenta para calcular el VAN y el TIR en este análisis es de 3,5%. Este valor sale como ya se explicó en la introducción a que la posible rentabilidad máxima que puede alcanzar el dinero invertido para este proyecto fuera invertido en algún producto financiero distinto, sabiendo que hoy día los depósitos a plazo fijo que se están ofreciendo actualmente es de 0,6% y hace unos años se daban incluso el 4% sin mucho factor de riesgo, se toma un valor conservador de 3,5% ya que a mayor tasa de descuento, menor valor tendrán los flujos de caja futuros y más conservador saldrá este análisis, además es un número usado en proyectos solares españoles. Por último se tiene en cuenta un mantenimiento preventivo de 200€/año. A continuación se hace un resumen de los parámetros de entrada para el análisis siguiente:

DATOS CLIENTE	
GRANJA AGRÍCOLA	
Toledo	16/06/16

DATOS INSTALACIÓN	
Localidad	Toledo
Potencia pico	13,8 kWp
Consumo anual	13.990 kWh
Producción Anual	21.710 kWh
Perdidas anuales producción	0,50%
Presupuesto	33.038,77
Punto de conexión	0,00
Tasas / Impuestos	500,00
Coef. kWh/litro Gasoil	0,21 l/kWh
Precio Gasoleo B	0,85 €/litro
Energía autoconsumida	0,334 €/kWh

DATOS ENTRADA	
Incremento anual electricidad	3%
IPC	-0,5%
Incremento anual precio gasoleo	0,5%
Mantenimiento anual	200,00 €
Alquiler cubierta	0
Subvención	0

FINANCIACIÓN	
% Financiado	0%
Años	8
Cuotas	96
Cuota anual	- €
TAE	1,00%
Tasa de descuento	3,50%

Tabla 60. Datos de partida para estudio de rentabilidad.

Con todo esto podemos hacer un análisis desde el inicio hasta el año 25 de los flujos de caja del proyecto/inversión:

Año	0	1	2	3	4	5
Producción electricidad (kWh)	-	13.990	13.920	13.850	13.781	13.712

	Entradas (€)					
		0,334	0,344	0,354	0,365	0,376
Autoconsumo	-	4.672,66	4.788,78	4.907,78	5.029,73	5.154,72
Ahorro por ACS		-	-	-	-	-
Subvenciones						
Total	-	4.672,66	4.788,78	4.907,78	5.029,73	5.154,72

	Salidas(€)					
Inversiones por Capital Propio	33.038,77					
Tasas / Impuestos	500,00					
Mantenimiento	-	200,00	199,00	198,01	197,01	196,03
Consumo Gasoil		84,01	84,01	84,02	84,03	84,04
Préstamo		-	-	-	-	-
Total	- 33.538,77	- 284,01	- 283,01	- 282,03	- 281,05	- 280,07

	Resultados (€)					
Cash-Flow	- 33.538,77	4.388,65	4.505,76	4.625,75	4.748,69	4.874,65
Cash-Flow Acumulado	- 33.538,77	- 29.150,12	- 24.644,35	- 20.018,61	- 15.269,92	- 10.395,26

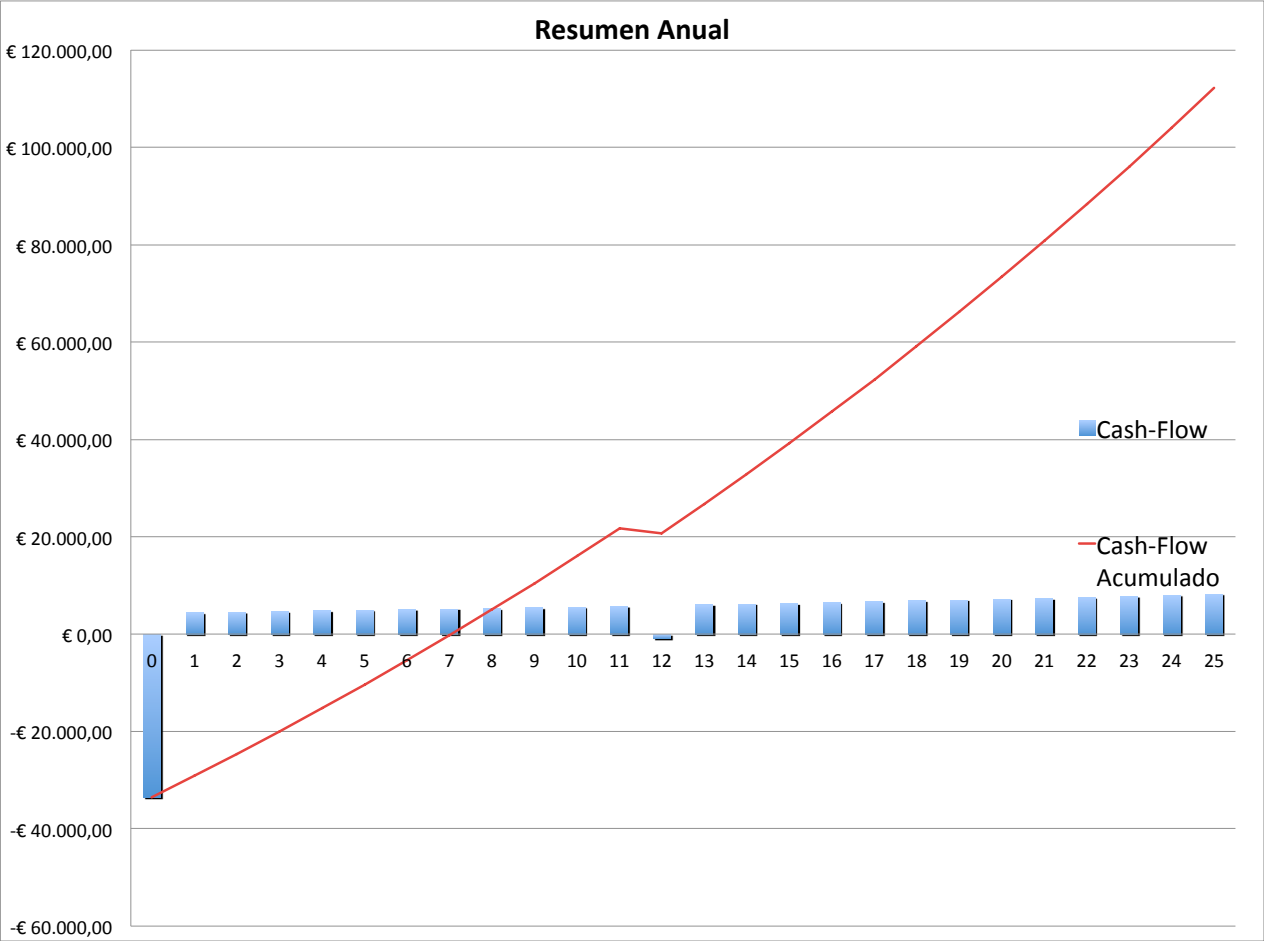
Tabla 61. Flujos de caja primeros 5 años.

10	11	12	13	14	15
13.373	13.306	13.240	13.173	13.107	13.042
0,436	0,449	0,462	0,476	0,490	0,505
5.827,83	5.972,65	6.121,07	6.273,18	6.429,07	6.588,83
-	-	-	-	-	-
5.827,83	5.972,65	6.121,07	6.273,18	6.429,07	6.588,83
6.778,63					
191,18	190,22	189,27	188,32	187,38	186,45
84,08	84,09	84,10	84,11	84,12	84,12
-	-	-	-	-	-
- 275,26 -	- 274,31 -	- 7.052,00 -	- 272,43 -	- 271,50 -	- 270,57
5.552,57	5.698,34	930,93	6.000,75	6.157,57	6.318,26
15.978,77	21.677,11	20.746,19	26.746,94	32.904,51	39.222,77
20	21	22	23	24	25
12.719	12.656	12.592	12.529	12.467	12.404
0,586	0,603	0,621	0,640	0,659	0,679
7.449,21	7.634,32	7.824,03	8.018,46	8.217,72	8.421,93
-	-	-	-	-	-
7.449,21	7.634,32	7.824,03	8.018,46	8.217,72	8.421,93
181,83	180,92	180,02	179,12	178,22	177,33
84,17	84,17	84,18	84,19	84,20	84,21
- 266,00 -	- 265,10 -	- 264,20 -	- 263,31 -	- 262,42 -	- 261,54
7.183,21	7.369,22	7.559,83	7.755,15	7.955,30	8.160,39
73.366,74	80.735,96	88.295,80	96.050,95	104.006,24	112.166,63

Tabla 62. Flujos de caja 1-25 años con reinversión.

Con todos los años se representa una gráfica que muestra el flujo de caja o cash flow y su acumulado:

Gráfico 10. Flujo de caja del proyecto 25 años.



Viendo la gráfica a primera vista se ve que el periodo de retorno es aproximadamente de 5 años. A continuación se representan los índices de rentabilidad principales usados en este estudio:

RESULTADO FINANCIERO	
VAN	56.025,79 €
TIR	14,38%
Pay-Back (años)	7
Ahorro acumulado	112.166,63 €

Tabla 63. Índices de rentabilidad caso 1.

El VAN es mayor que cero, por tanto el proyecto es rentable desde este índice puesto que no solo recuperas la inversión sino que a partir de recuperarla se gana dinero. El TIR es básicamente la tasa de descuento necesaria para que el VAN sea cero, esta tasa es del 14,38% muy superior al 3,5% que se estima por tanto el proyecto es rentable. El periodo de retorno o pay back son 7 años, un número de años bastante corto para la vida útil de una instalación de estas características. Por último el flujo acumulado final o ahorro acumulado sin aplicar tasas de descuento como en el caso del VAN es de 112.166,63€, esto no es un valor muy referencial puesto que no tienen en cuenta posibles factores pero al menos da una idea de que al final de la vida útil del proyecto el ahorro permitirá no solo haber rentabilizado esta inversión sino activar una nueva y futura inversión. Con todo ello se puede decir que este proyecto con estos datos de partida es rentable.

Otra idea para mejorar aún más el aprovechamiento de la instalación sin aumentar en sí la generación es, aprovechar toda la energía excedente que dan el sistema solar-eólico para calentar agua caliente sanitaria(ACS) o para un acumulador eléctrico para el lavado de maquinaria agrícola y usos varios en naves donde se está utilizando sistemas de calentadores de gasóleo B. La energía excedente en el año es de 7730kWh (sabiendo que se han aplicado factores altos que reducen el análisis de generación por tanto este número es inferior a lo que en la mayoría de los casos será), si se invierte en un acumulador eléctrico se podrá aprovechar esa energía aprovechando casi al 100% la generación de nuestra instalación. En este caso se considera que el acumulador necesario para estas operaciones debe ser de grandes dimensiones, al menos 300 litros. Con estas características tomamos de ejemplo un acumulador Cointra TNC 300 que se estima su inversión de compra e instalación referenciada por un instalador en 650€. El acumulador de 3.5kW de potencia según su catálogo calienta el agua de 10° a 40° en 2 horas y 30 minutos, por tanto si este trabaja unas 6 horas de media al día consumiría 7665 kWh al año, es decir podría aprovechar el 100% de la energía excedente ahorrándola en consumo de gasoil. Además los acumuladores mediante calderas de gasoil son un 30% menos eficientes que los eléctricos por tanto esa energía ahorra en

forma de litros de gasoil es incluso un 30% superior, con esta implementación el resumen del estudio de rentabilidad es el siguiente:

Año	0	1	2	3	4	5
Producción electricidad (kWh)	-	13.990	13.920	13.850	13.781	13.712

	Entradas (€)					
		0,334	0,344	0,354	0,365	0,376
Autoconsumo	-	4.672,66	4.788,78	4.907,78	5.029,73	5.154,72
Ahorro por ACS		1.806,57	1.806,66	1.806,75	1.806,84	1.806,93
Subvenciones						
Total	-	6.479,23	6.595,44	6.714,53	6.836,58	6.961,66

	Salidas (€)					
Inversiones por Capital Propio	33.688,77					
Tasas / Impuestos	500,00					
Mantenimiento	-	200,00	199,00	198,01	197,01	196,03
Consumo Gasoil		84,01	84,01	84,02	84,03	84,04
Préstamo		-	-	-	-	-
Total	- 34.188,77	- 284,01	- 283,01	- 282,03	- 281,05	- 280,07

	Resultados (€)					
Cash-Flow	- 34.188,77	6.195,22	6.312,42	6.432,50	6.555,53	6.681,59
Cash-Flow Acumulado	- 34.188,77	- 27.993,55	- 21.681,12	- 15.248,62	- 8.693,09	- 2.011,51

Tabla 64. Flujos de caja caso acumulador eléctrico.

DATOS INSTALACIÓN		
Localidad	Toledo	
Potencia pico	13,8	kWp
Consumo anual	13.990	kWh
Producción Anual	21.710	kWh
Perdidas anuales producción	0,50%	
Presupuesto	33.688,77	2,44 €
Punto de conexión	0,00	
Tasas / Impuestos	500,00	
Coef. kWh/litro Gasoil	0,21	l/kWh
Precio Gasoleo B	0,85	€/litro
Energía autoconsumida	0,334	€/kWh

RESULTADO FINANCIERO	
VAN	77.472,16 €
TIR	18,08%
Pay-Back (años)	5
Ahorro acumulado	146.175,21 €

Tabla 65. Índices de rentabilidad caso acumulador eléctrico.

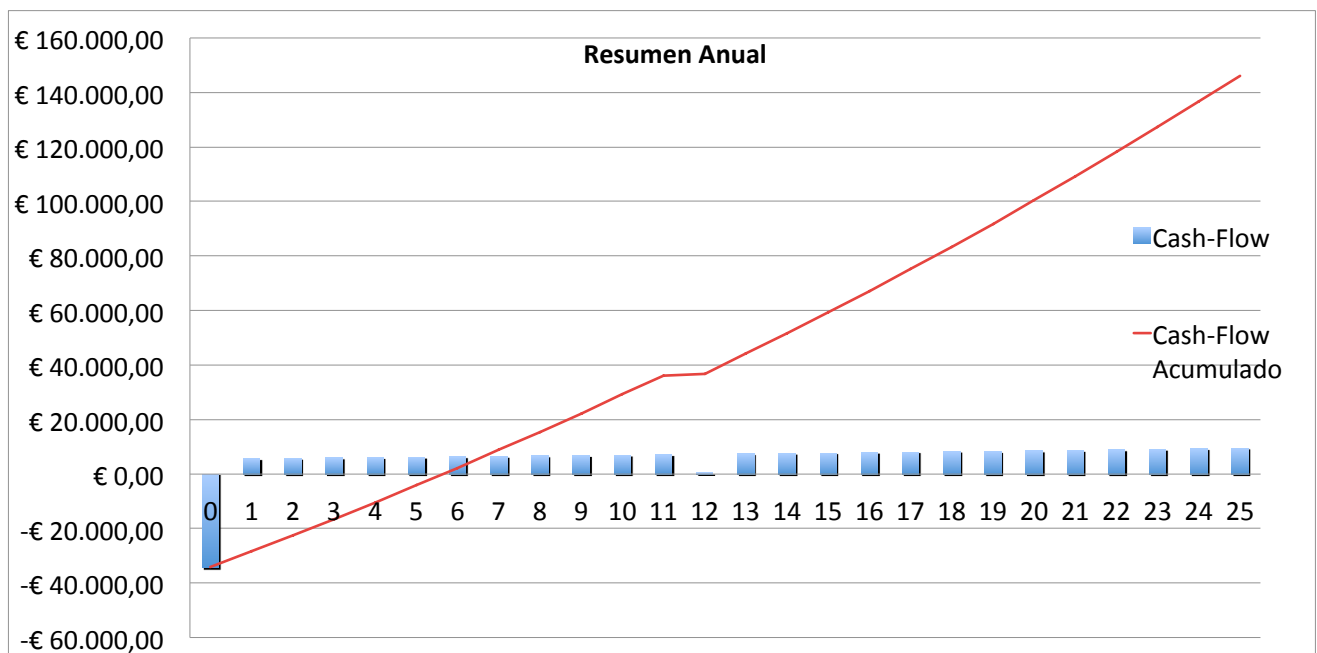


Gráfico 11. Flujo de caja del proyecto 25 años con acumulador.

El VAN es mayor que cero, 77.472,16€, por tanto el proyecto es rentable desde este índice puesto que no solo recuperas la inversión sino que a partir de recuperarla se gana dinero y además es sustancialmente mayor que en el primer caso por lo tanto esta nueva idea de aprovechamiento mejora la rentabilidad. El TIR es del 18,08% muy superior al 3,5% que se estima por tanto el proyecto es rentable y mayor que el caso anterior de 14,38%. El periodo de retorno o pay back son 5 años, un número de años inferior al anterior mejorando así su tiempo de amortización. Por último el flujo acumulado final o ahorro acumulado sin aplicar tasas de descuento como en el caso del VAN es de 146.175,21€, esto no es un valor muy referencial puesto que no tienen en cuenta posibles factores pero al menos da una idea de que al final de la vida útil del proyecto el ahorro permitirá no solo haber rentabilizado esta inversión sino activar una nueva y futura inversión. Con todo ello se puede decir que este proyecto con estos datos de partida es rentable.

Un caso muy importante a la hora de analizar un proyecto son posibles financiaciones y subvenciones. El Gobierno a través de IDAE como organismo intermediario, se encarga de gestionar un fondo económico del Fondo Europeo de

Desarrollo Regional (FEDER) con el objetivo de financiar proyectos de desarrollo urbano de forma sostenible mejorando la eficiencia energética y/o el uso de energías renovables. Los proyectos deben estar en unas ciertas comunidades, en este caso Castilla-La Mancha que sí lo está, debe ser con un cierto criterio y en este caso cumple los criterios de edificación e industria, debe englobarse en alguna sección que sería proyecto de eficiencia energética y gestión de ahorro de energía, por último debe asegurar el retorno de la inversión y que incluya un desarrollo sostenible. Este fondo llamado fondo Jessica cuyo finalización termina a finales de junio de 2016 a la espera de una ampliación del plazo, por tanto este proyecto en este momento podría aprovecharse de esta financiación. Las condiciones económicas financieras son, financiación hasta el 70% elegible de la inversión, amortización hasta 15 años de lo financiado (se eligen 10 años) y el tipo de interés es el Euribor+0,75% al Euribor+4% según las garantías aportadas y la calificación crediticia, que en este caso es buena BBB por la presentación de avales bancarios y estudio económico del retorno de la inversión, por tanto se aportaría el Euribor+1%. En el momento que estamos el Euribor se encuentra en junio de 2016 entorno al -0.018%, en los últimos meses toma un valor negativo cercano a 0 o 0, por tanto el tipo de interés en este caso sería 0,982%. La opción que se toma en este proyecto es que el Euribor como mínimo es 0 ya que intereses negativos es un dato meramente anecdótico y que pocas veces se dará dando entonces un tipo de interés del 1% en un plazo de devolución de 10 años.

FINANCIACIÓN	
% Financiado	75%
Años	10
Cuotas	120
Cuota anual	2.604,90 €
TAE	1,00%
Tasa de descuento	3,50%

RESULTADO FINANCIERO	
VAN	77.085,04 €
TIR	38,56%
Pay-Back (años)	2
Ahorro acumulado	139.568,01 €

Tabla 66. Índices de rentabilidad caso financiado.

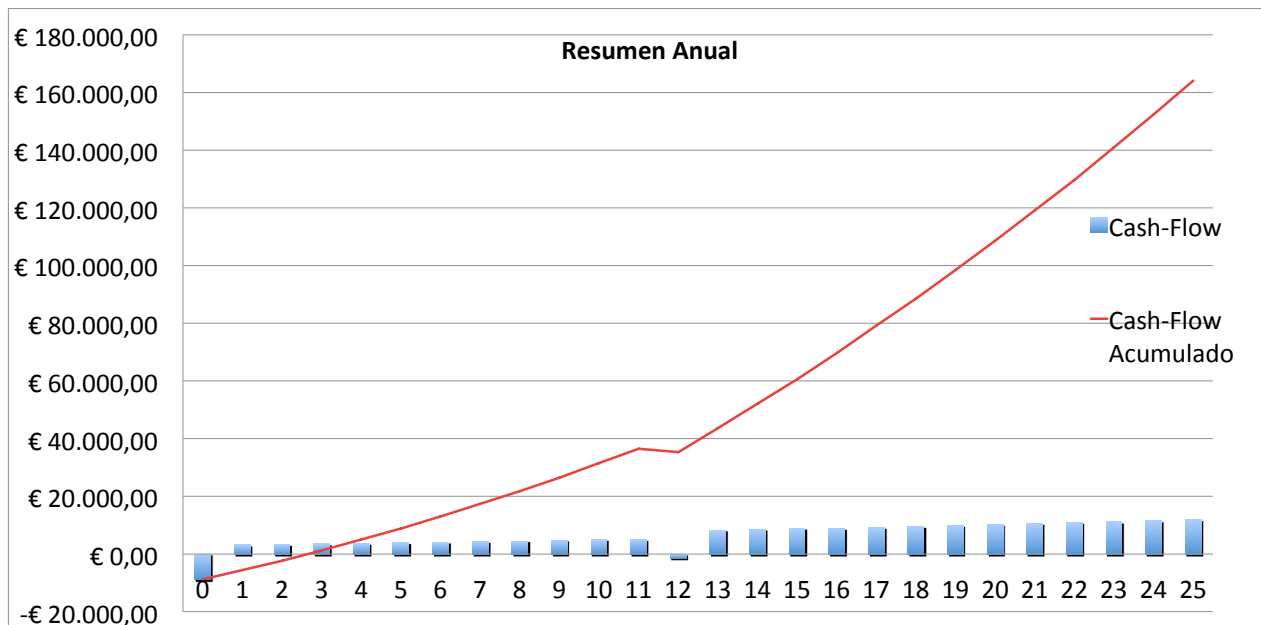


Gráfico 12. Flujo de caja del proyecto 25 años con acumulador.

El VAN es mayor que cero e inferior en pequeña medida al caso anterior sin financiación ya que en este caso hay que pagar los intereses del préstamo aunque sean pequeños, 77.085,04€, por tanto el proyecto es rentable desde este índice. El TIR es del 38,56% muy superior al 3,5% que se estima por tanto el proyecto es rentable y el doble que el caso anterior de 18,08% lo cual hace esta opción muy viable. El periodo de retorno o pay back son 2 años, desde el primer momento se recupera la inversión inicial y se empieza a ahorrar dinero atrayendo esto a muchos posibles clientes hacia estas instalaciones ya que esto hace posible que la inversión inicial no sea un problema. Por último el flujo acumulado final o ahorro acumulado sin aplicar tasas de descuento como en el caso del VAN es de 139.568,01€, esto no es un valor muy referencial puesto que no tienen en cuenta posibles factores pero al menos da una idea de que al final de la vida útil del proyecto el ahorro permitirá no solo haber rentabilizado esta inversión sino activar una nueva y futura inversión. Todo esto se ve a la perfección en el gráfico anterior.

La opción de la financiación sin duda es la más conveniente y rentable puesto que la inversión inicial para el cliente es mucho más asequible, además las condiciones financieras aumentan y en definitiva el proyecto es más rentable, que no solo se debe a la financiación en sí sino a este tipo de financiación con un tipo de interés bajo y con un amplio plazo de cuotas. Ahora sí, hay que ser realista ante esta posibilidad, esto existe en este instante pero el proyecto puede ser que se lleve a cabo más adelante donde estas financiaciones ni existan, por tanto es una opción que se debe estudiar en el momento que se vaya a realizar el proyecto, ver como se encuentran esos fondos de financiación en ese momento y estudiar las condiciones del momento y los tipos de interés del momento. A día de hoy es la mejor opción pero no siempre existirá por tanto queda a disposición de la situación de cada momento.

Como resumen se presenta la siguiente gráfica que contiene el cash flow acumulado de las tres opciones presentadas:

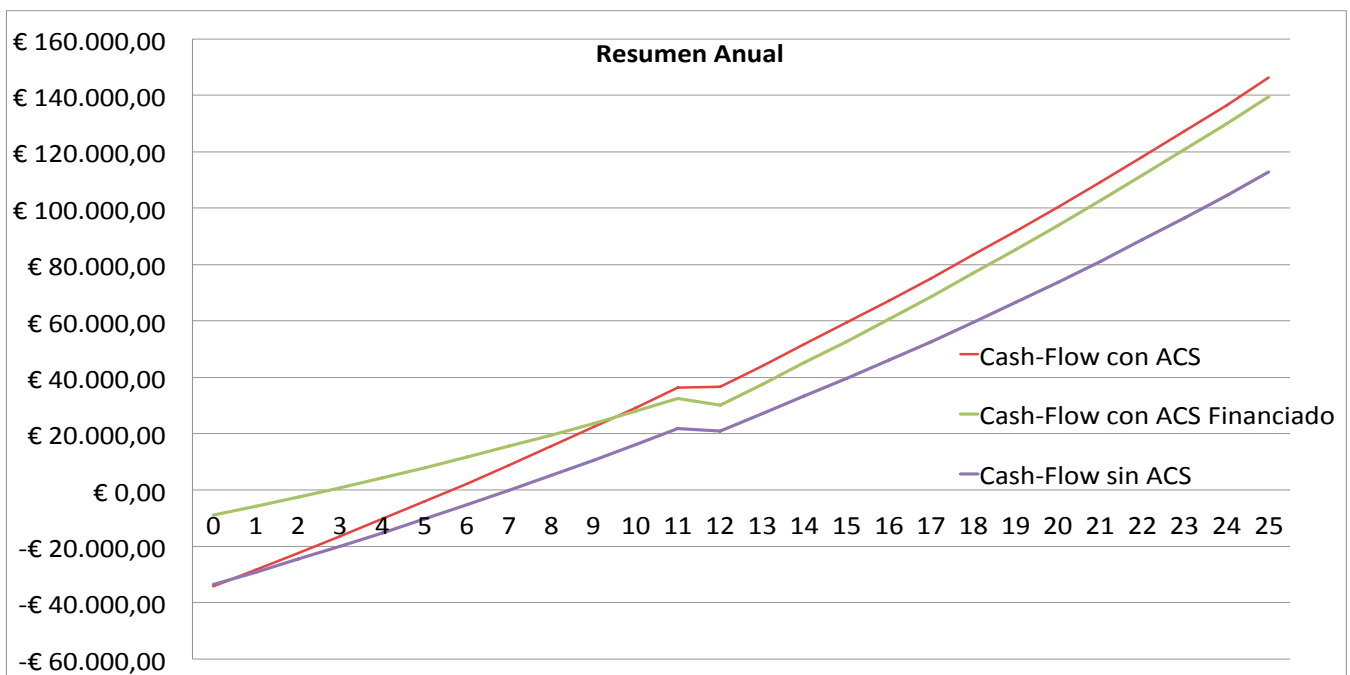


Gráfico 13. Flujo de caja del proyecto 25 años con tres opciones.

Rentabilidad Caso 1			
	Sin ACS	Con ACS	Con ACS+Financ.
VAN	56.025,79 €	77.472,16 €	77.085,04 €
TIR	14,38%	18,08%	38,56%
Pay-Back (años)	7	5	2
Ahorro acumulado	112.166,63 €	146.175,21 €	139.568,01 €

Tabla 67. Resumen resultados financieros caso 1.

7.2 Caso 2: Bloque de viviendas.

La inversión inicial de este proyecto son 20.643,35€ con IVA incluido, este presupuesto recoge todos los elementos a comprar, placas, inversores, estructuras, mano de obra y materiales para su instalación. Además de impuestos en concepto de tasas a pagar en industria para la legalización de las instalaciones y otras tasas varias valoradas en 500€. Se deberá realizar una reinversión ya que los inversores necesitan renovar fungibles que tienen una vida útil de 15 años, se realizará una reinversión a los 12 años para cambiar los inversores por una partida de 4.730,83€ cuya cuantía seguramente será inferior ya que la tecnología mejora calidad y precio continuamente. En el caso de tener baterías la reinversión sería de unos 6000€ ya que los inversores en este caso tienen menor precio los elegidos y las baterías también habría que cambiarlas.

A la hora de definir los ingresos que darán los ingresos hay que tener en cuenta que esto es un proyecto que nos ahorrará pagar dinero por el consumo eléctrico por tanto se definirán los ingresos como el no pago de consumo eléctrico. Por ello, para calcular estos ingresos hay que fijarse en la curva de consumo de la instalación y el tipo de tarificación de la instalación hasta el momento. Esta tarificación es la PVPC 2.0 A con 4,6kW de potencia contratada, que como todas se divide en facturación por potencia contratada y facturación por potencia consumida. La de potencia contratada comprende los conceptos de, facturación por peaje de acceso y la facturación por margen de comercialización fijo. El importe de peaje de acceso es de 38,043426 €/kW y año, y el importe del margen fijo de comercialización es de 4€/kW y año, es decir un total de 42,043426€/kW y año. La facturación de energía consumida comprende también la facturación por peaje de acceso según consumo y la facturación por coste de la energía. El importe medio del año 2015 y muy similar al actual por peaje de acceso es de 0,044027€/kWh y el del coste de la energía es de 0,073652 €/kWh, en total de la energía variable es 0,11768€/kWh. Pero además se va a plantear la posibilidad de cambiar el tipo de facturación hasta el momento de PVPC 2.0A que es por defecto sin diferenciación de periodos y el precio es más o menos constante, por la tarifa PVPC 2.0

DHA y potencia 3,5kW en vez de 4,6kW donde se diferencian dos periodos. Cada periodo va desde las 23 de la noche hasta las 11 de la mañana y el otro va desde las 11 de la mañana a las 23 de la noche. La diferencia es que en el periodo valle el precio medio es de 0,06412 €/kWh y en el periodo punta es de 0,13085 €/kWh, esto hace que si nuestra generación es energía solar, su producción potencial será en las horas intermedias del día cuando el precio de la electricidad es superior y por las noches y madrugadas cuando no se tiene generación estamos consumiendo energía más barata, esto supondrá un aprovechamiento mayor de nuestra instalación a coste cero. Además de todo eso se incluye un impuesto a la electricidad sobre el producto de electricidad suministrado que ronda normalmente el 5,10% y por último el IVA del 21%.

Según el Real Decreto 900/2015 este tipo de instalaciones no están permitidas ya que la instalación de autoconsumo tiene que pertenecer al propio consumidor, es decir solo puede haber un consumidor y propietario de la instalación o que la instalación esté a nombre de la comunidad y alimente solo los servicios comunes. A pesar de ello se supondrá para este proyecto la posibilidad de su instalación y se seguirán los precios y normas del Real Decreto ya que a pesar de imposibilitar esta opción es un caso muy interesante para el futuro de las comunidades de vecinos en edificios de ciudad, no solo por el impacto económico evidente sino por su aporte a la sostenibilidad social, económica y medioambiental. Al aplicar el Real Decreto supone unos costes adicionales a la energía autoconsumida de manera que se realizará el estudio de rentabilidad aplicando el Real Decreto y sin aplicarlo para ver la variación de lo mismo. Para el estudio se va a tomar como si los 16 vecinos fuesen un solo consumidor.

La aplicación del Real Decreto obliga a pagar dos conceptos a las instalaciones de autoconsumo que son, los costes del sistema eléctrico (retribución a las energías renovables, sobre-coste de electricidad en las islas, pagos para puntas de demanda, gestión de los residuos nucleares, retribución de la CNMC...) y además cargos de otros costes del sistema (función de respaldo). Estos costes se resumen a día de hoy al pago de un término fijo y un término variable. El término variable apunta a la energía generada autoconsumida, de la cual se eximen las instalaciones de hasta 10kWp de potencia contratada, del cual los vecinos del bloque de viviendas se ahorran por tener contratado 3,5 kW pico y de autoconsumo menos. Gracias a esta exención se evita

perder entre un 15% y un 30% el ahorro de la instalación. El término fijo de potencia no se aplica salvo en instalaciones superiores a 100kWp y en el caso de uso de baterías de acumulación, ¿por qué?, el decreto habla que para modalidades tipo 1 (la dada en cuestión) como tipo 2, la aplicación de cargos de término fijo se realiza sobre la diferencia entre potencia de aplicación de cargos (potencia pico utilizada por el consumidor) y la potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso y se considerará nulo si es 0 o negativo. Esto hace que siempre se demande menos potencia que la que se contrata por tanto esto hace que sea 0 para consumidores domésticos. En el caso del uso de baterías o sistemas de acumulación la norma dicta que se aplicarán estos conceptos de término fijo a la suma de la potencia máxima registrada en el contador más la potencia máxima generada, por tanto si sería aplicable este término, se estudiará la rentabilidad con baterías y sin ellas.

El primer caso es sin uso de baterías y teniendo en cuenta la tarificación 2.0 DHA con distinción de dos periodos a lo largo de un día, por cumplir con todas las condiciones no se paga ningún recargo por la instalación de autoconsumo pero si el término de potencia fijo por tener contratado la tarifa PVPC. El resultado es el siguiente, expresando un precio unitario de la energía que tiene en cuenta que lo que se paga por consumir de la red es el termino variable y el termino fijo dividido como si fuese termino variable.

Precio Total Ahorrado	Precio Total Pagar
€ 2.734,285	€ 3.524,669
Impuesto a la electricidad y alquiler equipos 6%	
€ 2.898,342	€ 3.736,149
IVA 21%	
€ 3.506,994	€ 4.520,740
Precio kWh Ahorrado	Precio kWh de Red
€ 0,185	€ 0,472

Tabla 68. Precio de la energía sin baterías bloque de viviendas.

Con los mismos supuestos que en estudio de rentabilidad del caso de la granja:

DATOS CLIENTE		
BLOQUE DE VECINOS		
Toledo	16/06/16	

DATOS INSTALACIÓN		
Localidad	Toledo	
Potencia pico	12,3	kWp
Energía Autoconsumida	18.968	kWh
Energía consumida de Red	9.578	kWh
Perdidas anuales producción	0,50%	
Presupuesto	20.643,35	1,68 €
Punto de conexión	0,00	
Tasas / Impuestos	500,00	
Energía autoconsumida	0,185	€/kWh

DATOS ENTRADA		
Incremento anual electricidad	3%	
IPC	-0,50%	
Incremento anual precio gasoleo	0,50%	
Mantenimiento anual	200,00 €	
Alquiler cubierta	0	
Subvención	0	

Tabla 69. Datos de partida, sin baterías bloque de viviendas

Con ello se obtiene el siguiente resultado que se explicará más adelante:

RESULTADO FINANCIERO	
VAN	46.463,27 €
TIR	17,24%
Pay-Back (años)	5
Ahorro acumulado	89.044,80 €

Tabla 70. Resultado financiero, sin baterías bloque de viviendas

A continuación se realiza lo mismo con las baterías sabiendo que la potencia contratada es de 3,5kW y que se tiene que pagar el precio fijo del RD del autoconsumo

que para este caso sería de 8,9891 €/kW y año para tarifas DHA 2.0, la potencia total que se tiene que pagar por este suplemento son los 12,3kW instalados de energía solar que se dividen equitativamente a nivel de facturación entre los 16 vecinos de manera que al término fijo pagado anteriormente en la factura se le añade un término fijo anual de los 8,9891 por los 12,3 kW instalados que reducirá el beneficio obtenido como precio de kWh ahorrado. La razón de esta aplicación ya se explicó pero radica en el uso de baterías de acumulación. Esto lleva al resumen siguiente:

Precio Total Ahorrado	Precio Total Pagar
€ 3.283,001	€ 2.865,388
Impuesto a la electricidad y alquiler equipos 6%	
€ 3.479,981	€ 3.037,311
IVA 21%	
€ 4.210,776	€ 3.675,146
Precio kWh Ahorrado	Precio kWh de Red
€ 0,222	€ 0,384

Tabla 71. Precio de la energía con baterías bloque de viviendas

Y con estos datos y el presupuesto de la inversión de las baterías se tienen los siguientes resultados:

DATOS INSTALACIÓN		
Localidad	Toledo	
Potencia pico	12,3 kWp	
Energía Autoconsumida	24.186 kWh	
Energía consumida de Red	4.359 kWh	
Perdidas anuales producción	0,50%	
Presupuesto	23.892,08	1,94 €
Punto de conexión	0,00	
Tasas / Impuestos	500,00	
Energía autoconsumida	0,222 €/kWh	
RESULTADO FINANCIERO		
VAN	81.183,06 €	
TIR	23,14%	
Pay-Back (años)	4	
Ahorro acumulado	147.947,02 €	

Artemia Aparicio Sáez Puente Escuela Superior de Ingeniería ICAI
Tabla 72. Resultado financiero, con baterías bloque de viviendas

Finalmente se contempla la misma posibilidad de financiación del caso anterior con una financiación del 75% al 1% de interés a 10 años que facilita el Gobierno, a pesar de que son financiaciones temporales y que hoy día existen pero a la hora de realizar el proyecto puede o no existir. Su resultado final sería el siguiente:

RESULTADO FINANCIERO	
VAN	80.908,52 €
TIR	54,62%
Pay-Back (años)	1
Ahorro acumulado	143.261,20 €

Tabla 73. Resultado financiero, con baterías y financiación bloque de viviendas

Para poder ver de un vistazo la diferencia entre ellas se representa el siguiente gráfico del flujo de caja acumulado:

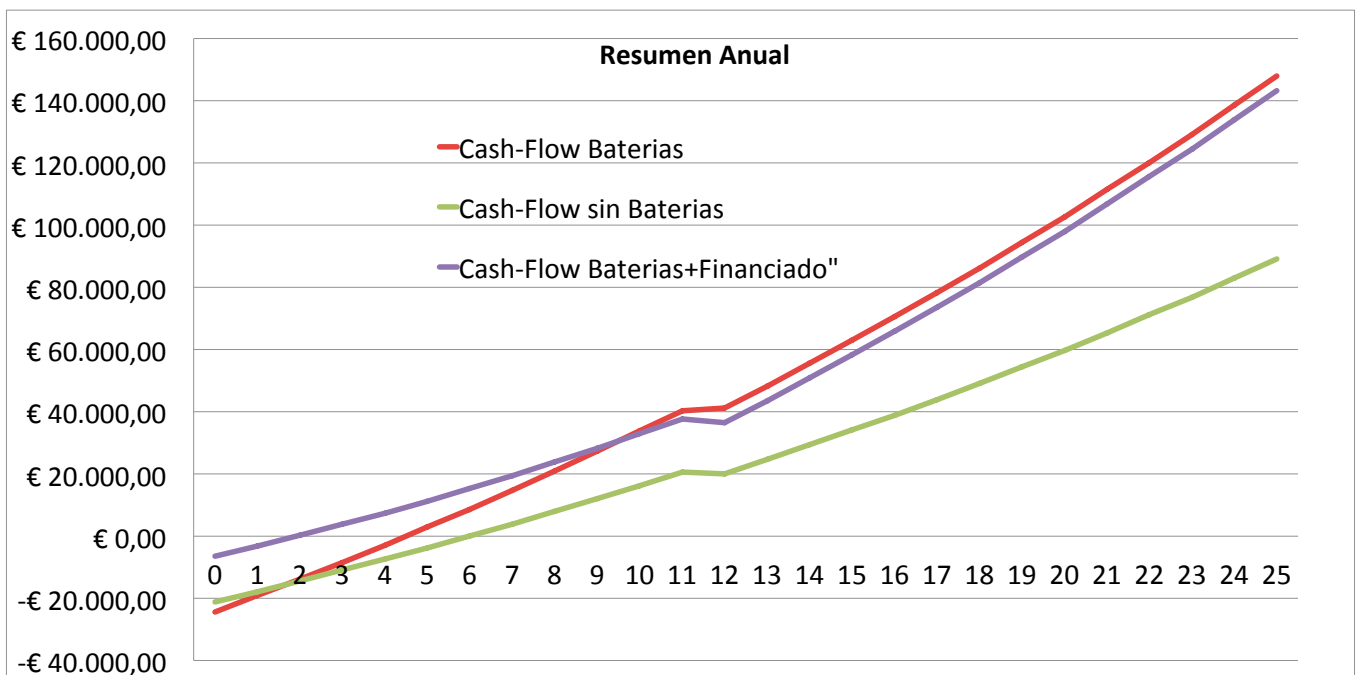


Gráfico 14. Flujo de caja del proyecto 25 años con tres opciones, bloque de viviendas.

Con todo ello vemos que las tres opciones cumplen las condiciones de rentabilidad, el VAN es superior a cero, en el caso de uso de baterías es el mejor de los casos demostrando así que el uso de baterías es rentable. El TIR adquiere valores muy superiores a la tasa de descuento estipulada en un 3,5% adquiriendo de igual manera en el caso de las baterías un valor superior, y en el caso de la financiación aún mayor. El periodo de retorno se encuentra entre 4 y 5 años con el uso de baterías o no, por tanto para unas viviendas que deben permanecer al menos los 25 años de la vida del proyecto ese periodo es bastante asequible para una inversión. Con todo esto la opción que se elegiría desde un punto de vista muy realista y basado en confiar en lo inamovible que son los beneficios que puede dar tu instalación y no en la situación o ayudas del Estado, la mejor opción es el uso de baterías sin financiación y a partir de ahí todas las subvenciones o financiaciones posibles serán un extra que se aporte.

Rentabilidad Caso 2			
	Sin Baterías	Con Baterías	Con Bate.+Financ.
VAN	46.463,27 €	81.163,06 €	80.908,52 €
TIR	17,24%	23,14%	54,62%
Pay-Back (años)	5	4	1
Ahorro acumulado	89.044,80 €	147.947,02 €	143.261,20 €

Tabla 74. Resumen resultados financieros caso 2.

8 Conclusiones

Actualmente el Real Decreto denominado 900/2015 aprobado en octubre de 2015 expone la exigencias que las instalaciones de autoconsumo tienen que cumplir, define las dos tipologías de autoconsumo que son la de tipo 1 (autoconsumo para instalaciones que no inyectan energía a la red eléctrica) y tipo 2 (instalaciones con inyección de energía generada excedente a la red). El RD fija las condiciones técnicas y económicas para ambos tipos y además limita algunos aspectos. Las instalaciones de autoconsumo no pueden sobrepasar en la suma de toda la instalación de 100 kWp, además el titular propietario del sistema de autoconsumo solo puede ser el propietario de la instalación que se aprovecha de ella, es decir no puede haber una instalación compartida por varios usuarios, esto anula la posibilidad de sistemas de autoconsumo en vecindarios o comunidades de vecinos. Por otro lado el RD fija que estas instalaciones tienen que pagar por el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución, por los costes del sistema, puntas de demanda y por la función respaldo que realiza la red eléctrica cuando se demanda energía, esto lo divide en un cargo variable a la energía autoconsumida (del que se eximen instalaciones de tipo 1 con potencia inferior a 10 kWp) y término fijo que se eximen instalaciones de tipo 1 sin sistemas de acumulación. Estos costes hacen que la rentabilidad de inyectar energía a la red excedente descienda ya que hay que pagar un variable por la autoconsumida y por la devuelta a la red y además exige pagar un coste fijo que reduce aún más esta rentabilidad. Por último a destacar de esta legislación es que las instalaciones aisladas quedan fuera de estas exigencias y la posibilidad de instalar sistemas de acumulación de energía. En otros países se utiliza el sistema de balance neto o net metering que mide la diferencia entre energía consumida menos inyectada a la red dando un saldo positivo de energía cuando se inyecta más que se consume pudiendo adquirir un beneficio económico o una saldo negativo donde se tenga que pagar a final de periodo por esa energía demandada.

A la hora de diseñar una instalación de autoconsumo eléctrico se presentan varias energías a las que recurrir, la energía solar fotovoltaica, la energía minieólica, la energía de biomasa y la geotérmica. La energía solar en territorios como es la Península Ibérica da buenos resultados ya que la irradiación solar es intensa y durante muchas

horas al día, es la energía por excelencia a la hora de instalar en tejados de viviendas, naves o terrenos carentes de uso, además de ser de las tecnologías más desarrolladas a nivel particular donde se logran grandes avances en precio y eficiencia. La energía minieólica se empieza a implantar como una energía al mismo alcance tecnológico que la solar para este tipo de instalaciones en zonas rurales y aisladas donde la altura de los aerogeneradores no son un problema, dependiendo de la zona y situación de su instalación se adquiere energía limpia y aprovechable para el consumo particular pero cabe destacar que la imprevisibilidad y poca constancia del viento hace de ella una energía difícil de regular. La biomasa es una energía técnicamente eficiente y de fácil instalación puesto que su combustible orgánico puede comprarse o aprovecharse como desechos forestales o agrícolas, su problema es el almacenamiento del propio combustible que es amplio y no siempre se dispone del espacio, además es una energía renovable por la procedencia del combustible pero no limpia puesto que basa su principio en la combustión. La energía geotérmica es una energía donde sus rendimientos mejoran como aprovechamiento de calor o ACS (agua caliente sanitaria y/o calefacción), de la misma manera que la energía solar térmica, más que en la generación eléctrica puesto que para la generación eléctrica se requieren pozos de gran profundidad para los que una vivienda o instalación pequeña no es viable económicamente. En definitiva, las energías más usadas por el autoconsumo eléctrico son la solar fotovoltaica y la minieólica en zonas con vientos aprovechables y con bajo impacto en su instalación.

Para estudiar la rentabilidad de estos sistemas se propone en este proyecto el diseño de dos tipos de instalaciones y se realiza su estudio financiero. En un primer caso, el estudio de la granja agrícola, las instalaciones de autoconsumo eléctrico aisladas permiten el uso de las dos tecnologías anteriormente nombradas (solar y minieólica) de tal manera que la dependencia energética puede ser perfectamente viable, además implementan el uso de baterías de acumulación que mejoran dicha independencia. En este estudio se diseña el número de paneles y su generación con coeficientes que reducen bastante lo teórico, además se instala un aerogenerador debido al potencial eólico medio/elevado del lugar y un sistema de acumulación que da independencia para al menos un día de autonomía y un grupo electrógeno de diesel para

mejorar la autonomía como sistema de emergencia. Todo esto se presupuesta y se analiza desde el punto de vista económico. Finalmente se concluye que es rentable este sistema en forma de mix energético, además es interesante el aprovechamiento de la energía generada que no se consume o almacena, en sistemas de acumulación de agua caliente lo cual mejora aún más la rentabilidad del proyecto.

El otro caso es el bloque de viviendas con 16 vecinos, sistema de autoconsumo de tipo 1 por el Real Decreto 900/2015 que aprovecha la energía como un aporte o reducción del consumo eléctrico en todas las viviendas, esto quiere decir que no devuelve o inyecta energía a la red, por tanto en los momentos de generación superior al consumo es energía no aprovechada. En este proyecto se ha analizado la posibilidad de instalar baterías que mejoran este aprovechamiento reduciendo casi a la mitad la demanda eléctrica de la red. Su uso tras el pago de los impuestos y cargos adicionales que implica el uso de sistemas de almacenamiento instaurados por el Real Decreto, sigue mejorando la rentabilidad del proyecto frente a la versión inicial del simple uso de energía solar fotovoltaica. También hay que decir que no existe la posibilidad de instalar energía minieólica ya que no cumpliríamos con la normativa de la edificación donde prohíbe la instalación de elementos sobresalientes desde la altura final civil.

Para los dos casos de estudio se contempla la posibilidad de financiar los proyectos que permite que la inversión inicial no sea un problema, mejora así el periodo de retorno aunque empeora en pequeña medida el VAN de la inversión, a pesar de ello los intereses que aportan las financiaciones actuales son muy bajos por lo que el flujo final acumulado y el VAN se reducen en muy pequeña medida. La conclusión final de estas financiaciones es la complejidad burocrática innegable para su consecución, además la existencia de estas financiaciones es temporal y puede que no siempre existan por tanto su uso quedaría a la opción de la persona que vaya a realizar su instalación de manera que es un extra a la hora de invertir que siempre debe ser bienvenido.

La conclusión final de este proyecto es que las instalaciones de autoconsumo son rentables siempre y cuando se diseñen para abastecer el consumo preciso y no sobredimensionado para buscar la generación excedente, puesto que vender energía tal y como se encuentra la legislación la rentabilidad de esa opción baja considerablemente.

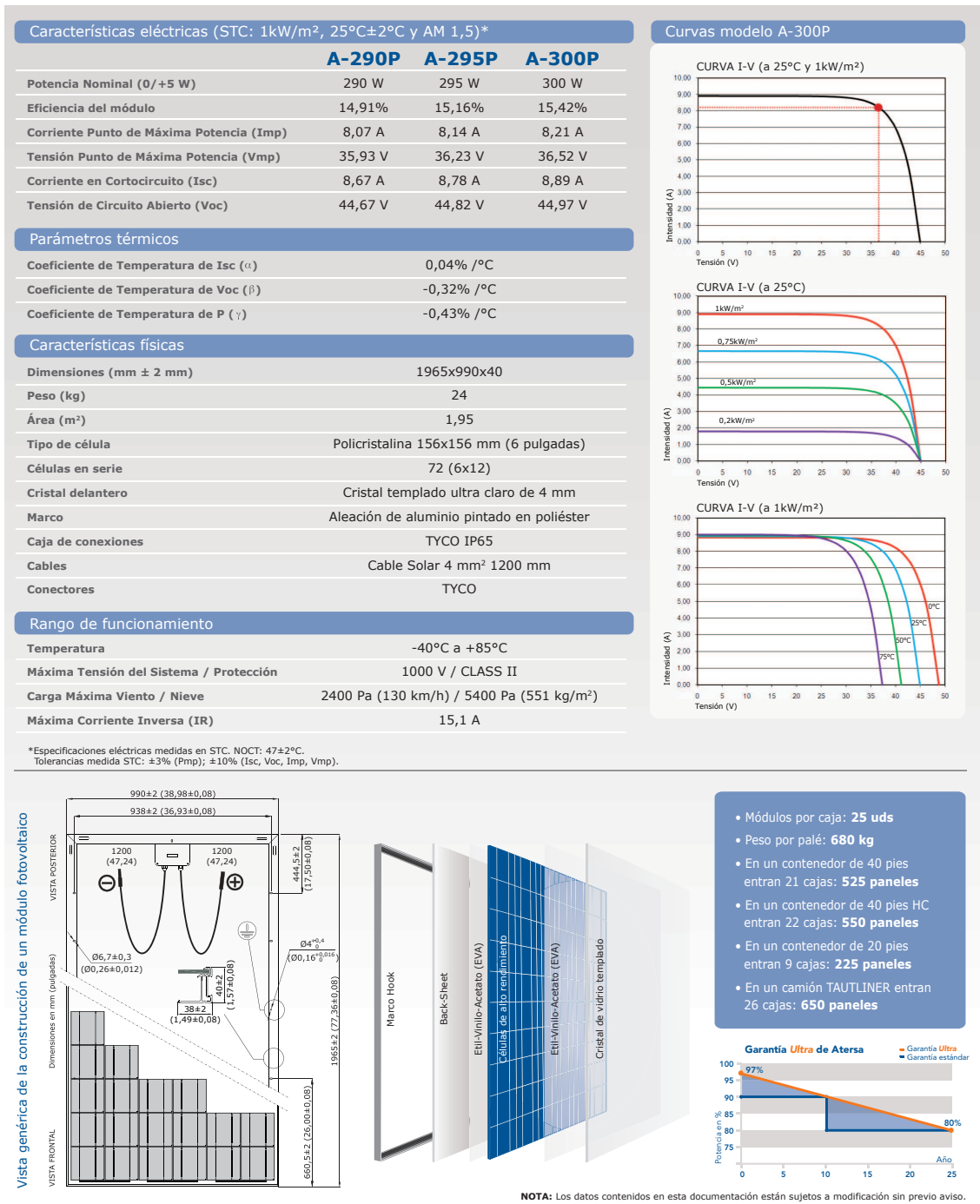
Pero las instalaciones que usen como reducción de su consumo darán una rentabilidad tangible tanto en sistemas aislados como en no aislados con consumo de red. Las instalaciones de autoconsumo como elemento de eficiencia energética, como elemento de ahorro económico y como elemento de ayuda al desarrollo sostenible es una opción recomendada.

9 Bibliografía

- [1] BOE, *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.*
- [2] REE, *Servicios de Ajuste del Sistema, avance 2015.*
- [3] IDAE, *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red-Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica.*
- [4] IDAE, *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red-Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica.*
- [5] IDAE. Fondo de Financiación -F.I.D.A.E.:
<http://www.idae.es/index.php/recategoria.3957/id.833/reلمenu.408/mod.pags/mem.detalle>.
- [6] ENAIR. <http://www.enair.es/energia/minieolica>.
- [7] ATERSA. <http://www.atersa.com/home.asp>.
- [8] REE. Precios de la energía. <https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=12-06-2016>.
- [9] SMA Solar Technology. Solar Systems. <http://www.sma-iberica.com/es.html>.
- [10] Atlas IDAE. Eolic Conditions <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>.
- [11] PVGIS. Solar Software. <http://photovoltaic-software.com/pvgis.php>.
- [12] Sig-Pac. Visor Satélite. <http://sigpac.mapa.es/fega/visor/>.
- [13] *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, Miguel Moro Vallina , S.A. ediciones paraninfo, 2010
- [14] EOI. *Análisis de Inversiones y Proyectos de Inversión.*
http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:67225/componente67223.pdf.
- [15] APPA. Asociación de Empresas de Energías Renovables. www.appa.es.

10 Anexos

10.1 Paneles ATERSA A-300P



10.2 Inversor InfiniSolar 3P

InfiniSolar On-grid Inverter with Energy Storage Selection Guide

MODEL	InfiniSolar 2KW	InfiniSolar Plus 3KW	InfiniSolar 5KW	InfiniSolar Plus 5KW	InfiniSolar 3P 10KW
PHASE	1-phase in / 1-phase out				3-phase in / 3-phase out
MAXIMUM PV INPUT POWER	2250 W	4500 W	5000 W	10000 W	14850 W
RATED OUTPUT POWER	2000 W	3000 W	5000 W	5000 W	10000 W
MAXIMUM CHARGING POWER	1200 W		1500 W	4800 W	9600 W
GRID-TIE OPERATION					
PV INPUT (DC)					
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	300 VDC / 350 VDC	360 VDC / 500 VDC		720 VDC / 900 VDC	720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	80 VDC / 120 VDC	116 VDC / 150 VDC		225 VDC / 250 VDC	320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range	120 VDC ~ 320 VDC	250 VDC ~ 450 VDC	277 VDC ~ 450 VDC	250 VDC ~ 850 VDC	400 VDC ~ 800 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A		2 / 2 x 10 A	2 / 2 x 18.6A
GRID OUTPUT (AC)					
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	208/220/230/240 VAC			230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Voltage Range	88 - 127 VAC*	184 - 265 VAC*			184 - 265 VAC* per phase
Nominal Output Current	18 A	13 A	21 A	21 A	14.5A per phase
Power Factor	> 0.99				
EFFICIENCY					
Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)	95%	96%			
European Efficiency@ Vnominal	94%	95%			
OFF-GRID OPERATION					
AC INPUT					
AC Start-up Voltage/Auto Restart Voltage	60 - 70 VAC / 85 VAC	120 - 140 VAC / 180 VAC			120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase
Acceptable Input Voltage Range	80 - 130 VAC	170 - 280 VAC			170 - 280 VAC per phase
Maximum AC Input Current	30 A			40 A	
PV INPUT (DC)					
Maximum DC Voltage	350 VDC	500 VDC	500 VDC	900 VDC	900 VDC
MPP Voltage Range	150 VDC ~ 320 VDC	250 VDC ~ 450 VDC	277 VDC ~ 450 VDC	250 VDC ~ 850 VDC	400 VDC ~ 800 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A	1 / 1 x 18 A	2 / 2 x 10A	2 / 2 x 18.6A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)					
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	202/208/220/230/240 VAC	220/230/240 VAC	202/208/220/230/240 VAC	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Waveform	Pure Sinewave				
Efficiency (DC to AC)	90%	93%			91%
HYBRID OPERATION					
PV INPUT (DC)					
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	300 VDC / 350 VDC	360 VDC / 500 VDC	360 VDC / 500 VDC	720 VDC / 900 VDC	720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	80 VDC / 120 VDC	116 VDC / 150 VDC	116 VDC / 150 VDC	225 VDC / 250 VDC	320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range	150 VDC ~ 320 VDC	250 VDC ~ 450 VDC	277 VDC ~ 450 VDC	250 VDC ~ 850 VDC	400 VDC ~ 800 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A	1 / 1 x 18 A	2 / 2 x 10A	2 / 2 x 18.6A
GRID OUTPUT (AC)					
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	202/208/220/230/240 VAC	220/230/240 VAC	202/208/220/230/240 VAC	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Voltage Range	88-127 VAC*	184 - 264.5 VAC*			184 - 264.5 VAC* per phase
Nominal Output Current	18 A	13 A	21 A	21 A	14.5 A per phase
AC INPUT					
AC Start-up Voltage / Auto Restart Voltage	60 - 70 VAC / 85 VAC	120 - 140 VAC / 180 VAC			120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase
Acceptable Input Voltage Range	80 - 130 VAC	170 - 280 VAC			170 - 280 VAC per phase
Maximum AC Input Current	30 A			40 A	
BATTERY MODE OUTPUT (AC)					
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	202/208/220/230/240 VAC	220/230/240 VAC	202/208/220/230/240 VAC	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Efficiency (DC to AC)	90%	93%			91%
BATTERY & CHARGER					
Nominal DC Voltage	48 VDC				
Maximum Charging Current	Default 25A, 5A - 25A (Adjustable)		Default 30 A, 5A - 30A (Adjustable)	Default 60A, 5A - 100A (Adjustable)	Default 60A, 10A - 200A (Adjustable)
GENERAL					
PHYSICAL					
Dimension, D X W X H (mm)	107 x 438 x 480			204.2 x 460 x 600	167.5 x 500 x 622
Net Weight (kgs)	15.5		16	29	45
INTERFACE					
Communication Port	RS-232/USB			RS-232/USB and CAN Interface	
Intelligent Slot	Optional SNMP, Modbus and AS-400 cards available				
ENVIRONMENT					
Humidity	0 ~ 90% RH (No condensing)				
Operating Temperature	0 to 40°C			-10 to 55°C	
Altitude	0 ~ 1000 m**				

10.3 Baterías GNB Exide

Type	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C ₁₂₀ 1.85 Vpc 25 °C Ah	Length (l) max. mm	Width (b/w) max. mm	Height* (h) max. mm	Installed length (L) max. mm	Weight incl. acid approx. kg	Weight acid** approx. kg	Internal resistance mOhm	Short circuit current A	Terminal	Pole pairs
OPzS Solar 190	NVSL020190WC0FA	2	190	105	208	395	115	13.7	5.20	1.45	1400	F-M8	1
OPzS Solar 245	NVSL020245WC0FA	2	245	105	208	395	115	15.2	5.00	1.05	1950	F-M8	1
OPzS Solar 305	NVSL020305WC0FA	2	305	105	208	395	115	16.6	4.60	0.83	2450	F-M8	1
OPzS Solar 380	NVSL020380WC0FA	2	380	126	208	395	136	20.0	5.80	0.72	2850	F-M8	1
OPzS Solar 450	NVSL020450WC0FA	2	450	147	208	395	157	23.3	6.90	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 550	NVSL020550WC0FA	2	550	126	208	511	136	26.7	8.10	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 660	NVSL020660WC0FA	2	660	147	208	511	157	31.0	9.30	0.56	3650	F-M8	1
OPzS Solar 765	NVSL020765WC0FA	2	765	168	208	511	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1
OPzS Solar 985	NVSL020985WC0FA	2	985	147	208	686	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1
OPzS Solar 1080	NVSL021080WC0FA	2	1080	147	208	686	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1
OPzS Solar 1320	NVSL021320WC0FA	2	1320	212	193	686	222	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2
OPzS Solar 1410	NVSL021410WC0FA	2	1410	212	193	686	222	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2
OPzS Solar 1650	NVSL021650WC0FA	2	1650	212	235	686	222	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2
OPzS Solar 1990	NVSL021990WC0FA	2	1990	212	277	686	222	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2
OPzS Solar 2350	NVSL022350WC0FA	2	2350	212	277	836	222	108	33.7	0.24	8500	F-M8	2
OPzS Solar 2500	NVSL022500WC0FA	2	2500	212	277	836	222	114	32.7	0.22	9300	F-M8	2
OPzS Solar 3100	NVSL023100WC0FA	2	3100	215	400	812	225	151	50.0	0.16	12800	F-M8	3
OPzS Solar 3350	NVSL023350WC0FA	2	3350	215	400	812	225	158	48.0	0.14	14600	F-M8	3
OPzS Solar 3850	NVSL023850WC0FA	2	3850	215	490	812	225	184	60.0	0.12	17000	F-M8	4
OPzS Solar 4100	NVSL024100WC0FA	2	4100	215	490	812	225	191	58.0	0.11	17800	F-M8	4
OPzS Solar 4600	NVSL024600WC0FA	2	4600	215	580	812	225	217	71.0	0.11	18600	F-M8	4
OPzS Solar 280	NVSL060280WC0FA	6	294	273	204	358	283	41.0	13.0	2.68	2283	F-M8	1
OPzS Solar 350	NVSL060350WC0FA	6	364	381	204	358	391	56.0	20.0	2.39	2800	F-M8	1
OPzS Solar 420	NVSL060420WC0FA	6	417	381	204	358	391	63.0	20.0	1.96	3106	F-M8	1
OPzS Solar 70	NVSL120070WC0FA	12	82.7	273	204	358	283	35.0	15.0	18.1	688	F-M8	1
OPzS Solar 140	NVSL120140WC0FA	12	139	273	204	358	283	45.0	14.0	9.26	1314	F-M8	1
OPzS Solar 210	NVSL120210WC0FA	12	210	381	204	358	391	64.0	19.0	6.46	1884	F-M8	1

Type	C ₆ 1.75 Vpc	C ₁₀ 1.80 Vpc	C ₁₂ 1.80 Vpc	C ₂₄ 1.80 Vpc	C ₄₈ 1.80 Vpc	C ₇₂ 1.80 Vpc	C ₁₀₀ 1.85 Vpc	C ₁₂₀ 1.85 Vpc	C ₂₄₀ 1.85 Vpc
OPzS Solar 190	122	132	134	145	165	175	185	190	200
OPzS Solar 245	159	173	176	190	215	230	240	245	260
OPzS Solar 305	203	220	224	240	270	285	300	305	320
OPzS Solar 380	250	273	277	300	330	350	370	380	400
OPzS Solar 450	296	325	330	355	395	420	440	450	470
OPzS Solar 550	353	391	398	430	480	515	540	550	580
OPzS Solar 660	422	469	477	515	575	615	645	660	695
OPzS Solar 765	492	546	555	600	670	710	750	765	805
OPzS Solar 985	606	700	710	770	860	920	970	985	1035
OPzS Solar 1080	669	773	784	845	940	1000	1055	1080	1100
OPzS Solar 1320	820	937	950	1030	1150	1230	1295	1320	1385
OPzS Solar 1410	888	1009	1024	1105	1225	1305	1380	1410	1440
OPzS Solar 1650	1024	1174	1190	1290	1440	1540	1620	1650	1730
OPzS Solar 1990	1218	1411	1430	1550	1730	1850	1950	1990	2090
OPzS Solar 2350	1573	1751	1770	1910	2090	2200	2300	2350	2470
OPzS Solar 2500	1667	1854	1875	2015	2215	2335	2445	2500	2600
OPzS Solar 3100	2080	2318	2343	2520	2755	2910	3040	3100	3250
OPzS Solar 3350	2268	2524	2550	2740	2985	3135	3280	3350	3520
OPzS Solar 3850	2592	2884	2915	3135	3430	3615	3765	3850	4040
OPzS Solar 4100	2775	3090	3125	3355	3650	3840	4000	4100	4300
OPzS Solar 4600	3099	3451	3490	3765	4100	4300	4500	4600	4850
OPzS Solar 280	203	206	229	250	296	304	287	294	338
OPzS Solar 350	245	257	284	311	374	383	355	364	424
OPzS Solar 420	284	309	322	354	420	432	408	417	482
OPzS Solar 70	55.0	51.5	63.7	69.4	78.4	79.8	81.0	82.7	92.9
OPzS Solar 140	95.4	103	108	118	141	145	136	139	162
OPzS Solar 210	131	154	162	177	206	217	203	210	234

* Includes installed connector, the above mentioned height can differ depending on the used vent(s).

** Acid density d₄₀ = 1.24 kg/l

Terminal and torque



12 Nm for blocks;
20 Nm for cells

Data is also valid for dry charged version.
Change »W« (Wet) to »D« (Dry) in the part number.
E.g.:

> filled and charged: NVSL120070 W COFA

> dry charged: NVSL120070 D COFA

10.4 Aerogenerador ENAIR

ENAIR 30

see in action with

MODELO
Enair 30

PESO
130 kg

LARGO
2,9 m

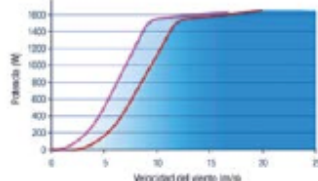
DIÁMETRO
3,2 / 4,1 m



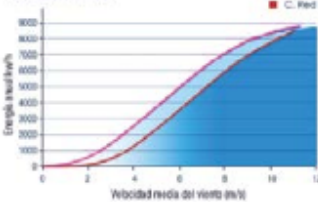



CURVAS DE RENDIMIENTO

Curva de potencia



Producción anual






Con una velocidad de viento medio situado en la nominal de unos 10 - 12 m/s. El modelo Enair 30 es capaz de generar hasta 30 kwh/dia.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO MODELO ENAIR 30	
Número de hélices	3
Material hélices	Fibra de vidrio con resinas epoxi
Generador	250 RPM 24 polos imanes de neodimio
Potencia	3000 W
Potencia nominal curva	1500 W
Voltaje	24 / 48 / 220
Clase de viento	IEC / NVN I - A (en proceso de certificación)
Dímetro	3,2m (Conex. a Red) - 4,1m (Carga Baterías)
Sentido de giro	Horario
Área barrida	8,1-13,2m²
Peso	130Kg
Aplicaciones	Conexiones Aisladas a Baterías Conexión a la red eléctrica
Viento para arrancar	2 m/s
Velocidad nominal	10-12 m/s
Vel. regulación del paso variable	14 m/s
Velocidad soportada	Más de 60 m/s
Rango de generación eficiente	De 2 a más de 60 m/s
Tipo	Rotor horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo Timón de Orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo, centrífugo
Transmisión	Directa
Freno	Eléctrico
Controlador	Opción de conexión a red y carga de baterías
Inversor	Efficiencia 95%; algoritmo MPPT
Ruido	Reducido al mínimo; debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones de trabajo. 1% más en DB que el ruido ambiente del viento. Diseño totalmente sellado, con cataforesis en elementos de metal, más pintura
Protección anti-corrosión	Resistente a UV
Torre	12, 15 y 18 m, abatible, atirantada o de celosía

Mínimo Ruido:
El ruido está entorno a un 1% por encima del ruido ambiente, siendo prácticamente inapreciable para nuestro oído.

Máxima Eficiencia:
Funciona con una simple brisa de 2 m/s y continua funcionando a más de 40 m/s sin perder eficiencia de productividad.

Anticorrosivo:
Tratado con cataforesis, se convierte en un conjunto, anticorrosivo y antisalino ideal para islas y costas.

Hermético:
Sellado herméticamente en todas sus juntas, para evitar filtraciones de humedades y micropartículas que arrastra en aire. Evita deterioros en zonas de costas o desiertos donde hay mucha arena.

Robusto:
Para poder soportar, fuertes vientos y ofrecer una **larga vida de operación** toda las piezas del equipo, están sobredimensionadas.

Producción **óptima**

incluso a más de **165 km/h**

10.5 Inversor eólico ENAIR



Inversor Eólico



GCI-3K-6K

Características

- Salida monofásica (3k-5k)/ trifásica(6k)
- Eficiencia máxima superior al 97%
- Curva de potencia eólica programable (40 puntos)
- Tecnología de inversor controlado por PWM
- Algoritmo de control para conexión a red específico para aerogeneradores
- Diseño compacto y ligero para una instalación sencilla por una única persona
- IP65, diseño atractivo
- Interface RS485 WIFI GPRS
- Numerosas funciones de protección.

MODELO	GCI-3K-W	GCI-5K-W	GCI-6K-W
ENTRADA (CC)			
Máxima tensión de entrada	600V		1000V
Tensión de entrada para la puesta en marcha		40V	
Rango de tensión MPP	30-540V		30-810V
Tensión nominal	300V		400V
Corriente máxima de entrada	20A	25A	30A
Cantidad de MPP/Strings por entrada MPPT		1/1	
SALIDA (CA)			
Potencia nominal	3kW	5kW	6kW
Potencia máxima	3.3kW	5kW	6.6kW
Tensión nominal de red Rango de tensión	230 V		380V/400V/480V
Rango de tensión	180 ~ 270 (ajustable)		313~470V(ajustable)
Número de fases	Monofásica		Trifásica
Corriente nominal salida	13A	21.7A	9.1A / 8.7A / 7.2A
Corriente máxima	15.7A	23.8A	10.5A / 10.0A / 7.9A
Factor de potencia de salida		>0.99	
Corriente de la red THD		Total THD<4%	
Corriente de inyección (DC)	<20mA	<50mA	<20mA
Frecuencia nominal		50/60Hz	
EFICIENCIA			
Max. Eficiencia	>96.5%	>97%	>97.5%
Euro. Eficiencia	>96.4%	>96.5%	>96.8%
MPPT. Eficiencia	>99.9%	>99.9%	>99.9%
PROTECCIÓN			
Protección contra polaridad inversa (CC)		•	
Interruptor para cada MPPT (CC)		•	
Cortocircuito (CA)		•	
Sobrecorriente de salida (CA)		•	
Sobre voltaje de salida-varistor (CA)		•	
Monitorización de toma a tierra		•	
Monitorización de red		•	
Protección anti-isla		•	
Protección de temperatura		•	
Switch integrado (CC)		•	
DATOS GENERALES			
Tamaño	520W+385H+150D (mm)	400W+740H+170D (mm)	430W+600H+220D (mm)
Peso	16 kg	23 kg	27 kg
Topología		Sin transformador	
Consumo en estado de reposo		<6W (sin viento)	
Rango de temperatura de trabajo		-25°C ~ 60°C	
Grado de protección		IP65	
Rango de frecuencia (Hz)		47-52 or 57-62 (ajustable)	
Ruido (típico)		<30 dBA	
Refrigeración		Auto convección	
Max. altitud de trabajo sin pérdidas		2000m	
Vida útil		>20 years	
Supervisión		Protección anti-isla V _{AC} F _{AC} de acuerdo con, UL 1741, G59/2, AS4777, VDE0126-1-1	
Humedad del entorno de trabajo		0 ~ 95%	
EMC		EN61000-6-1:2007 / EN6100-6-3:2007	
OTRAS CARACTERÍSTICAS			
Display		LCD, 2 x 20Z.	
Interface (RS485/Bluetooth/Wifi/GPRS)	• / • / - / -	• / • / - / -	• / - / • / •
Garantía		5-10 Años	
Certificados y aprobaciones		CE, UL1741, G83/1, AS4777, VDE0126-1-1	
• De serie • Opcional			

10.6 Inversor SMA

INVERSORES *SUNNY BOY 3000TL / 4000TL / 5000TL*

Datos técnicos	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 4000TL/V	Sunny Boy 5000TL
Entrada (CC)				
Potencia máxima de CC (con $\cos \Phi=1$)	3200 W	4200 W	4200 W	5300 W
Tensión máx. de CC	550 V	550 V	550 V	550 V
Rango de tensión MPP	188 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V
Tensión nominal de CC	400 V	400 V	400 V	400 V
Tensión de CC mín./ tensión inicial	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada / por String	17 A / 17 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPP)/Strings por seguidor del punto de máxima potencia (MPP)	1 / 2	2 / A : 2, B : 2	2 / A : 2, B : 2	2 / A : 2, B : 2
Salida (CA)				
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W	3680 W	4600 W
Potencia aparente de CA máxima	3000 VA	4000 VA	4000 VA	5000 VA
Tensión nominal de CA; rango	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V
Frecuencia de red de CA; rango	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz
Corriente máx. de salida	16 A	22 A	22 A	22 A
Factor de potencia ($\cos \Phi$)	1	1	1	1
Fases de inyección / fases de conexión	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Rendimiento				
Rendimiento máx. / Rendimiento europeo	97,0 % / 96,3%	97,0 % / 96,4%	97,0 % / 96,4%	97,0 % / 96,5%
Dispositivos de protección				
Protección contra polarización inversa (CC)	•	•	•	•
Seccionador de carga de CC ESS	•	•	•	•
Resistencia al cortocircuito (CA)	•	•	•	•
Monitorización del cortocircuito a tierra	•	•	•	•
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	•	•	•	•
Con separación galvánica / unidad de monitorización de corriente de fallo sensible a la corriente universal	- / •	- / •	- / •	- / •
Clase de protección / categoría de sobretensión	I / III	I / III	I / III	I / III
Datos generales				
Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm.	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180
Peso	22 kg	25 kg	25 kg	25 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emisiones de ruido (típicas)	≤ 25 dB(A)	≤ 29 dB(A)	≤ 29 dB(A)	≤ 29 dB(A)
Consumo característico nocturno	<0,5 W	<0,5 W	<0,5 W	<0,5 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según CEI 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Clase climática (según CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
Características				
Conexión de CC: SUNCLIX	•	•	•	•
Conexión de CA: terminal de tornillo / conector / terminal de muelle	- / - / •	- / - / •	- / - / •	- / - / •
Display: línea de texto / gráfico	- / •	- / •	- / •	- / •
Interfaces: RS 485 / Bluetooth®	○ / •	○ / •	○ / •	○ / •
Garantía 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940, RD 1663, G83/1-1, PPC, AS4777, EN 50438*, C10/C11, PPDS, KEMCO (sólo SB 3000TL-20)			

10.7 Grupo Electrógeno Kaiser

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Potencia Nominal	5.000W
Potencia Máxima	6.000W
Voltaje	380V 50Hz
Dimensiones	92 x 53 x 68 centímetros
Alternador	Imán permanente sin escobillas
Depósito de aceite	1.1 litros
Motor	Monocilíndrico, 4 tiempos, OHV eje horizontal refrigerado por aire
Salida	15amp 3x240v
Tipo de aceite	SAE 10W30
Capacidad del deposito	20 litros
Peso Neto	165 kilos
Combustible	Diésel
Peso bruto	170 kilos
Nivel de ruido	63 decibelios
Funcionamiento	10 horas (dependiendo de la carga)
Tipo de Generador	Diesel

