



**Universidad
Zaragoza**

Proyecto Fin de Carrera

EVAULACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS DISTINTAS OPCIONES DE AUTOCONSUMO Y BALANCE NETO FOTOVOLTAICO

Autor

Mariángeles Aterido Galdón

Director/ Codirector

José Luis Bernal Agustín

Rodolfo Dufo López

Eina / Ingeniería Industrial 2014

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS DISTINTAS OPCIONES DE AUTOCONSUMO Y BALANCE NETO FOTOVOLTAICO

Resumen

Con este proyecto final de carrera se pretende dar una visión global de las diferentes opciones de autoconsumo y balance neto existentes en varios países, para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica. El balance neto es el mecanismo de autoconsumo por el cual la energía excedentaria vertida a la red se puede recuperar cuando la producción fotovoltaica no cubre toda la demanda. Existen diferentes opciones de balance neto regulados por la legislación vigente en distintos países: balance neto energético, balance neto económico, por periodos mensuales o anuales.

Se han analizado los borradores de los proyectos de Real Decreto (RD) sobre autoconsumo y balance neto existentes en España, y sus respectivos informes de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), a la espera de que se apruebe la ley. El primer borrador del RD sobre autoconsumo del gobierno contemplaba el balance neto energético anual, mientras que el primer informe de la CNE era partidario del balance neto económico anual; el segundo borrador no incentiva el autoconsumo debido al peaje de respaldo impuesto a la energía consumida de la propia instalación fotovoltaica ya que no contempla el balance neto, mientras que el segundo informe de la CNE se opone a dicho peaje de respaldo.

En este proyecto se comparan las diferentes opciones para autoconsumo en España, los modelos de los dos borradores y los dos informes de la CNE, aplicados a una instalación fotovoltaica con conexión a red de un consumidor convencional. Se realizan ensayos modificando los precios de los componentes más importantes y la ubicación. También se ensayan otros modelos como el balance neto energético y económico mensual, la opción de no necesitar préstamo para la instalación, y la modificación del interés y de la inflación.

Estos ensayos se realizan a través de la herramienta iHOGA, un programa informático que simulará los casos y, analizando los resultados y comparándolos entre sí, se obtendrán las conclusiones acerca de la viabilidad económica de los casos de ensayo.

Índice

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1 OBJETO	4
1.2 ALCANCE	4
2. SITUACIÓN DEL AUTOCONSUMO Y BALANCE NETO EN ALGUNOS PAÍSES	5
2.1 ALGUNAS DEFINICIONES	5
2.2 CONSIDERACIONES SOBRE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	7
2.3 BENEFICIOS DEL AUTOCONSUMO	8
2.4 EJEMPLOS REPRESENTATIVOS	8
2.5 REFLEXIONES	10
3. NORMATIVA EN ESPAÑA	11
3.1 INTRODUCCIÓN	11
3.2 PRIMER BORRADOR	12
3.2.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS	12
3.2.2 CONSIDERACIONES	13
3.3 PRIMER INFORME DE LA CNE	13
3.3.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS	12
3.3.2 CONSIDERACIONES	13
3.4 SEGUNDO BORRADOR	14
3.4.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS	14
3.4.2 CONSIDERACIONES	15
3.5 SEGUNDO INFORME DE LA CNE	15
3.5.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS	15
3.5.2 CONSIDERACIONES	16
3.6 CONCLUSIONES	16
4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A RED	17
4.1 PRECIOS, IMPUESTOS Y PEAJES A LA ELECTRICIDAD	17
4.2 PROGRAMA iHOGA	17
4.3 CASOS DE ESTUDIO	19
4.4 RESULTADOS	23
4.5 CONCLUSIONES	28
5 CONCLUSIONES	30
6 BIBLIOGRAFÍA	31
Anexos	32
1 Curvas horarias representativas de un día de cada mes. Simulación iHOGA	32
2 Flujos de caja. Resultados simulación	36
3 Simulaciones varias	37
4 Hojas de características	41

Introducción

1.1 Objeto

En este proyecto se han revisado las normativas sobre autoconsumo y balance neto en diferentes países para instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

Se han visto los beneficios que aporta el autoconsumo a la red y al usuario, y se ha realizado una reflexión sobre las políticas que deberían seguir los gobiernos para fomentar el autoconsumo.

Debido a los últimos proyectos de real decreto sobre balance neto y autoconsumo que el gobierno ha dado a conocer, se han realizado diversos ensayos de un caso de una residencia convencional con autoconsumo fotovoltaico aplicando esa posible normativa y las diversas correcciones de la CNE al respecto, a la vista de que se apruebe la ley. Se ha utilizado el programa informático iHOGA para la simulación del sistema, el cálculo de las distintas energías (energía autoconsumida, energía comprada a red, energía inyectada a red, y energía involucrada en el balance neto) y de la rentabilidad de la instalación, calculando el coste total del sistema trasladado al momento inicial de la inversión.

Finalmente, con los resultados logrados se han deducido las opciones mejores para el desarrollo del autoconsumo en España.

1.2 Alcance

A continuación se describe brevemente el contenido de este documento. En primer lugar se plantean los beneficios de la energía fotovoltaica, luego se analizan diferentes modelos de autoconsumo y balance neto en varios países representativos y se contemplan los beneficios del autoconsumo.

En el siguiente apartado se analizan los últimos proyectos de Real Decreto sobre autoconsumo y balance neto, y sus respectivos informes de la Comisión Nacional de la Energía, a la espera de que se apruebe una ley.

Por último se plantea el caso de estudio de una residencia convencional con autoconsumo fotovoltaico, y se analizan los resultados obtenidos con la simulación de diferentes casos aplicando los proyectos del RD e informes antes citados, y viendo cómo influye el préstamo a la instalación fotovoltaica, el precio de los paneles y del inversor o la ubicación. Se analizan los resultados obtenidos, comparándolos entre sí.

Finalmente se indican las conclusiones que se obtienen al analizar los resultados obtenidos.

2. Situación del autoconsumo y balance neto en algunos países.

2.1 Definiciones

Para poder entender los diversos modelos de retribución fotovoltaica existente en diferentes países, es necesario primero definir algunos términos.

Autoconsumo fotovoltaico (Self-consumption):

Posibilidad de que cualquier consumidor de electricidad conectado a un sistema fotovoltaico con la capacidad correspondiente a su consumo, use esa electricidad obtenida en el momento para su propio consumo y pueda verter a la red la que no necesite y obtener un valor por ello.

Balance neto (Net-metering):

Sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida, que permite a los consumidores la producción individual de energía para su propio consumo para compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda.

La electricidad no consumida genera unos derechos de consumo diferido con una duración en el tiempo, durante el cual, el propietario de esos derechos puede obtener electricidad a cambio de ellos (balance neto puro o energético). Cuando existe una prestación económica por la energía excedentaria se trata del balance neto económico o mixto.

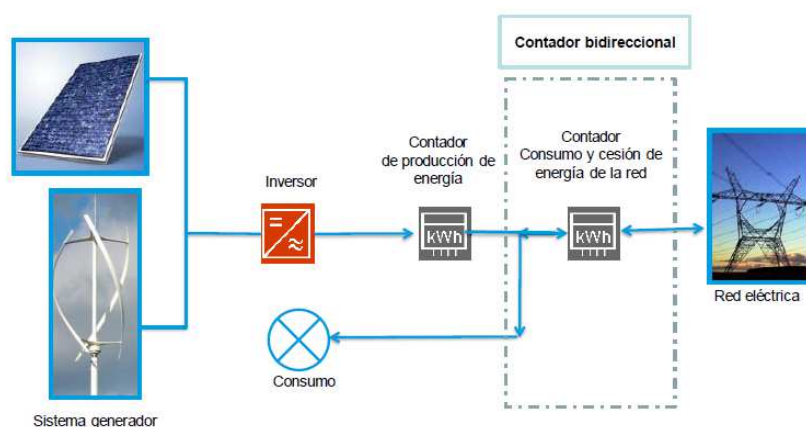


Figura 1. Esquema balance neto. Fuente: Piernavieja, 2012, Instituto Tecnológico de Canarias.

FIT (feed-in tariff):

Tarifa de inyección a red de la energía producida mediante energía renovable (toda la producción se inyecta y vende a la red).

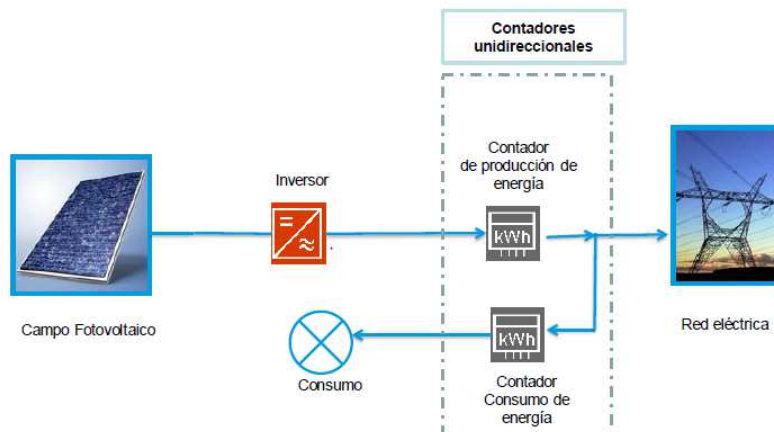


Figura 2. Esquema FIT. Fuente: Piernavieja, 2012, Instituto Tecnológico de Canarias.

Green Certificates ("certificados verdes"): Medida de apoyo a la generación renovables. Los certificados representan la energía generada mediante fuentes renovables y tiene un valor económico.

T-O-U tariff (Time-Of-Use):

Tarifa con discriminación horaria según el momento de inyección a red de la energía obtenida mediante fuentes renovables.

2.2 Consideraciones sobre la energía fotovoltaica

A estas alturas nadie duda de las grandes excelencias de las energías renovables, su generación es gratuita y no contaminan mientras producen electricidad.

Centrándonos en la energía solar fotovoltaica, podemos describir algunas de sus principales ventajas y las barreras a las que se enfrenta.

Las instalaciones fotovoltaicas se clasifican en dos grandes grupos, aisladas o con conexión a red.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas permiten obtener energía en los lugares más remotos del mundo donde no se tiene acceso a la red eléctrica. Muchos hogares han conseguido tener electricidad al menos para el alumbrado, un frigorífico (tan esencial para conservar los alimentos), sistemas de comunicaciones, etc., gracias a la energía solar. En la actualidad existen iniciativas de ayuda al desarrollo que subvencionan este tipo de instalaciones. Por ejemplo, el programa Euro Solar, financiado el 80% por la Unión Europea, llevó la electricidad mediante energías renovables a 600 comunidades aisladas latinoamericanas.

Los sistemas fotovoltaicos con conexión a red se diseñan para producir un ahorro en la factura del consumidor pero conducen a otros beneficios para todo el sistema eléctrico, como la menor dependencia energética del país, la descongestión de la red o la disminución de las emisiones de CO₂.

Una de las desventajas de las instalaciones fotovoltaicas es que dependen de los incentivos fiscales y de las subvenciones en muchos casos para ser rentables. Aunque en algunos países se ha conseguido la paridad con la red, todavía no son casos representativos. El uso de este tipo de sistemas sin ayudas suele compensar en algunas islas donde se dan dos situaciones ventajosas para la fotovoltaica: precios altos de la electricidad y un alto nivel de irradiación. Pero en otros lugares, el beneficio para el usuario depende de las políticas energéticas del país y del precio final de la instalación fotovoltaica.

La energía solar también se encuentra enfrentada a veces a los intereses de las compañías de energías eléctricas convencionales, como las centrales nucleares, de carbón, de gas natural, de fuel/gas, cogeneración...

Hasta la entrada de las energías renovables en el sector eléctrico, las eléctricas adecuaban la demanda base con las centrales de carbón y nuclear que están preparadas para operar al 100%, y cubrían los picos de demanda con las de gas, más modulables. Con la llegada de las renovables el mercado eléctrico empezó a cambiar. La energía eólica y la solar son fuentes intermitentes de energía y que tienen un vertido a la red preferente en Europa y algunos otros países. A mitad del día es justo cuando la producción de la energía solar es más fuerte y gracias a su prioridad de red cubre parte de la demanda en las horas puntas, las de mayor coste. En los picos de demanda es donde las eléctricas obtienen sus mayores beneficios, pero la solar ha hecho bajar los precios y disminuir los ingresos de las grandes empresas eléctricas que acaparan los mercados.

Una de las pegas que siempre se pone a las energías renovables es que son poco fiables, pero tenemos el caso de Alemania que cubre un 22% de su demanda total de electricidad con este tipo de energía, y que hasta la fecha no ha fallado, es más, Alemania tiene unas de las puntuaciones más altas de Europa en índice de fiabilidad.

2.3 Beneficios del autoconsumo

El autoconsumo premia directamente al consumidor al utilizar su propia energía para su consumo. Consigue una reducción de su factura eléctrica, hace al consumidor más consciente de su demanda energética y se vuelve más eficiente para conseguir el mayor aprovechamiento de su generación y, si las leyes lo permiten, puede obtener un beneficio económico de su excedente de energía al verterla a la red.

Un reto clave es la integración de las energías renovables en las redes eléctricas. El autoconsumo puede mejorar la capacidad de las redes existentes disminuyendo la carga de la red y las pérdidas, aumentando su estabilidad, y evita costes en el sistema como la inversión en la capacidad de la red o su mantenimiento.

Otros aspectos importantes que ya hemos destacado antes de las energías renovables, es que se consigue una menor dependencia energética del país, y se disminuye el impacto ambiental al ser menores las emisiones de CO₂.

A pesar de sus grandes ventajas, son los precios finales de la electricidad los que harán atractivo el autoconsumo en una política energética que se plantea a largo plazo sin incentivos.

El autoconsumo fotovoltaico conlleva grandes beneficios y debe formar parte de un futuro energético sostenible.

2.4 Ejemplos representativos

En la actualidad, están emergiendo diferentes modelos de autoconsumo basándose en sus características legales y monetarias. (Photon International, 2013; SunEdison, 2013; Yamamoto/ Solar Energy 86 (2012) 2678-2685; Darghouth et al./ Energy Policy 67 (2014) 290-300).

Las barreras jurídicas y económicas impiden despegar el autoconsumo en los cinco mercados eléctricos más grandes de Europa.

-Francia: Incentiva sólo la energía renovable inyectada a la red que puede optar a las ayudas del gobierno. El autoconsumo con los bajos precios de la electricidad para usuarios finales y sin subvenciones se hace poco atractivo.

Ahora mismo está fuera de juego por sus grandes barreras legales al autoconsumo.

-Italia: Es favorable al autoconsumo pero tiene unos trámites burocráticos complejos y pone un tope de 200 kW para instalaciones que opten al balance neto. Da la opción de elegir entre FIT o balance neto. Remunera económicamente el excedente a través de lo que denominan el "Scambio sul posto", aunque estos incentivos empezaron a disminuir ya en 2013.

-Alemania: Tiene un buen soporte económico y legal pero es restrictivo para instalaciones fotovoltaicas integradas en edificios y también para las instaladas en tejado. Fomenta el autoconsumo con un pago específico, "dedicated payment", que limita este tipo de remuneración a instalaciones inferiores a 500 kW en tejado.

-Reino Unido: Incertidumbre legal para el autoconsumo. Tienen un coste bajo de la electricidad y no concede ayudas al autoconsumidor.

Permite un pago a los sistemas de generación a pequeña escala, menores de 50 kW, (los sistemas más grandes reciben una remuneración menor). El pago es independiente del destino de la electricidad, ya sea consumida o inyectada a la red. Si la electricidad generada es vertida a la red, reciben una remuneración extra, por "pago a la exportación", que es significativamente menor que el precio que pagaría un usuario final residencial o comercial.

-España: Hablaremos de ella en el siguiente punto, de momento adelantamos que con el último borrador del RD de autoconsumo pendiente de aprobación se ha dado un paso hacia atrás no contemplando el balance neto (permitiendo únicamente el autoconsumo

instantáneo) y pretendiendo imponer un peaje de respaldo sobre la energía fotovoltaica generada autoconsumida, que desincentiva absolutamente este tipo de instalaciones.

Otros países en Europa que contemplan el balance neto son:

-Dinamarca: Balance Neto con tarifa preferente y eliminación del impuesto PSO, (Public Service Obligation), que pagan el resto de productores de energía renovable. Hace rentable el autoconsumo.

-Bélgica: Contempla el balance neto y los certificados verdes (green certificates).

En Europa existen sistemas de incentivos que consiguen que 3 de cada 5 casos sean un modelo de negocio para autoconsumo. Fundamentalmente, las tarifas que pagan los consumidores proporcionan diferentes niveles de incentivos económicos en los distintos países.

A medio-largo plazo, podría ser modificada la actual estructura de tarifa (pago de energía + coste de la red + cargos + impuestos), para asegurar la financiación de la red y los ingresos fiscales.

El balance-neto es un instrumento importante para fomentar el autoconsumo en otros mercados y podría facilitar la transición del FIT (feed-in tariff), a un mercado competitivo y beneficioso para el consumidor.

Fuera de Europa podemos señalar otros casos, tenemos el ejemplo de EE.UU. cuyo sistema de balance neto es ampliamente usado en 43 de sus 50 estados que tienen una política fotovoltaica.

-California, (EE.UU): Balance neto con tarifa TOU (time of use metering).

-Nueva Jersey, (EE.UU): Balance neto y certificados verdes.

-Colorado, (EE:UU): Tiene desde el 2004 la política de balance neto mejor considerada en todos los EE.UU.

Permite el balance neto, para sistemas sobredimensionados, hasta un 120% del consumo medio anual, del que pueden hacer uso todos los inversores.

En los siguientes países también podemos encontrar modalidades de balance neto:

-Japón: FIT para excedentes junto con tarifa TOU (time of use metering).

Las eléctricas tienen la obligación de comprar los excedentes de la energía generada por fotovoltaica durante al menos 10 años para instalaciones menores de 500 kW. También están incentivando la fotovoltaica en las horas punta con las llamadas tarifas TOU, que permiten la discriminación de precios según el momento del día.

-Tailandia: "Dedicated payment", pagos para incentivar el auto consumo.

-Namibia: Tiene un sistema de préstamos y subvenciones.

Con una densidad de población muy baja, se enfrenta a altos costes de una expansión de red. Para llevar la electricidad a más gente, el gobierno impulsó un plan de energía "off-grid", proporcionando préstamos subsidiarios por la compra de sistemas fotovoltaicos. Los propietarios pueden vender esta energía y ofrecen servicios de carga del móvil o de baterías, refrigeración de bebidas...

-México: Fomenta el autoconsumo pero su implementación es muy reciente todavía y le faltan incentivos como el FIT o los Green Certificates. Disponen de una tarifa plana de transmisión por el uso de la red eléctrica, " flat transmission fee", para la energía generada por las renovables, y también tienen prioridad de red. La fotovoltaica es competitiva en los lugares de alta irradiación de México pero el mayor problema que tiene es su complicada burocracia y la corrupción.

-Brasil: Modelo emergente de fomento de la fotovoltaica. Implanta el balance neto con un periodo de compensación de 12 meses.

El órgano regulador brasileño de la electricidad, ANEEL, ha propuesto una nueva medida para eliminar barreras administrativas y simplificar el proceso actual.

Se han reducido las tasas para autoconsumidores y para usuarios de la fotovoltaica. ANEEL estima que la fotovoltaica puede ser competitiva en más de 30 regiones del país con las tarifas ofrecidas a los consumidores.
















Tipo de autoconsumo	País															
Dedicated payment					SI								SI			
Pago a la exportación			SI													
FIT					SI						SI				SI	
Certificados Verdes	SI									SI					SI	SI
Balance Neto	SI	SI			SI				SI	SI	SI					
"Flat transmission fee"															SI	
Préstamos y subvenciones														SI		
Time-of-use Tariffs									SI			SI				
Sin fomento al autoconsumo							SI	SI								

Tabla 1. Modelos de autoconsumo. Fuente SunEdison y elaboración propia.

2.5 Reflexiones

A medio-largo plazo el mercado fotovoltaico está obligado a cambiar. La competitividad llegará a varios segmentos y países y los mecanismos de apoyo se eliminarán paulatinamente. Sin incentivos, la generación fotovoltaica será atractiva cuando suponga un ahorro para los consumidores, los cuales no siempre son capaces de sacar el máximo partido a su instalación fotovoltaica y consumir la electricidad en el momento.

La potencia fotovoltaica instalada debería basarse sólo en la potencia que los consumidores necesitan y en una comparación de costes de otras fuentes de generación distribuida.

El mercado fotovoltaico europeo está conducido por los incentivos legales en los diferentes países. El autoconsumo no está regulado en el conjunto de la Unión Europea y hay países miembros que lo apoyan y otros que lo obstruyen.

Para el desarrollo del autoconsumo, al margen de incentivos, las mejores condiciones en Europa se dan en España e Italia por el alto precio de la energía para usuarios finales combinado con una alta irradiación solar y bajo coste de producción fotovoltaica. Les sigue Alemania, que a pesar de su baja irradiación lo compensa con los precios elevados de la electricidad para el consumidor final. El problema de Alemania es el riesgo, porque si ocurriera un cambio en la tarifa y una bajada de impuestos para el consumidor, impactaría en la viabilidad del autoconsumo.

Fuera de la U.E, los mayores beneficios con la fotovoltaica se obtienen en California, donde la combinación de mecanismos como la tarifa TOU y el balance neto permiten la venta del exceso de electricidad en los picos de precio.

3. Normativa en España.

3.1 Introducción

España tiene el objetivo, junto con los demás estados miembros de la Unión Europea, de alcanzar para el 2020 el 20% del consumo total de energía demandada procedente de energías renovables. (Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, abril 2009).

Esta directiva europea pretende conseguir un ahorro energético y aumentar la eficiencia para reducir las emisiones de efecto invernadero y cumplir con el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático.

El desarrollo de las renovables desempeña un papel importante para asegurar el abastecimiento energético, el desarrollo tecnológico y de innovación, y ofrece oportunidades de empleo y desarrollo regional, especialmente en las zonas rurales y aisladas.

En el año 2013 la energía consumida en España procedente de fuentes renovables fue de un 14% del total, un 2% procedía de la solar, y sólo un 0,2% era solar fotovoltaica, como podemos observar en la siguiente figura.

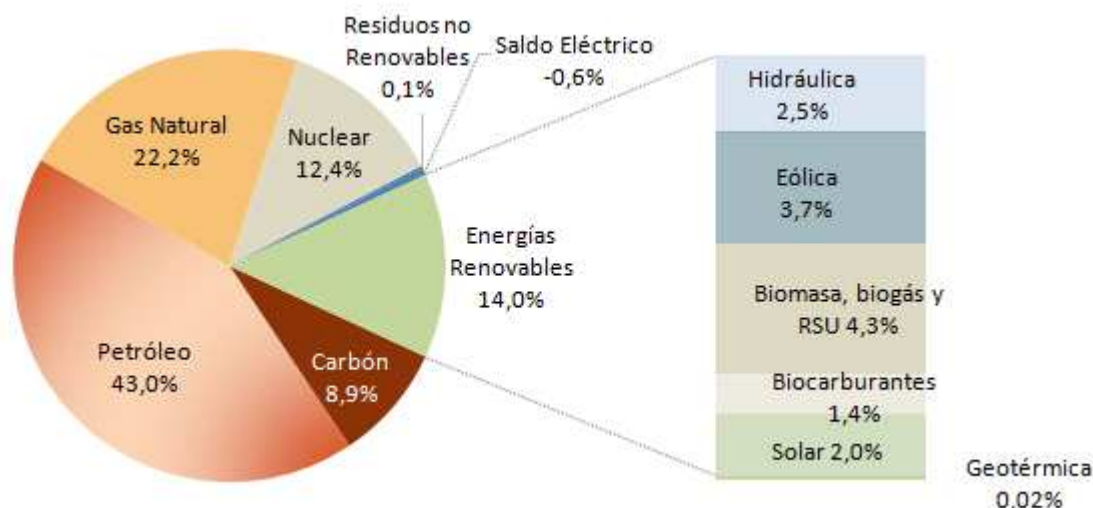


Figura 2. Consumos de energía primaria en España del año 2013. Fuente IDAE

En los últimos años, el marco normativo en España para la fotovoltaica ha cambiado mucho. El auge de la solar vino en los años de bonanza 2007 y 2008 con subvenciones y con una tarifa regulada de inyección ("Feed-in Tariff", FIT), para primar la producción de energía fotovoltaica, (RD 661/2007 y RD 1578/2008).

Luego vino el recorte del Real Decreto-Ley 14/2010 donde se establecen medidas urgentes para corregir el déficit tarifario del sector eléctrico que limita las horas de producción de las instalaciones. Con el RD 1699/2011 se regula la conexión a red de instalaciones de pequeña potencia. Posteriormente, en 2012 vino la moratoria por tiempo indefinido impuesta por el Real Decreto-Ley 1/2012 que paralizó desde enero de ese año la incorporación de nuevas instalaciones renovables bajo el esquema de tarifa regulada con la supresión de incentivos económicos para las mismas. Se produjo desde entonces el apagón fotovoltaico para el fomento de nuevas centrales (de manera inmediata quedaron abolidos los cupos y tarifas a las nuevas instalaciones fotovoltaicas a partir del año 2012). En la lista de espera se quedaron 280 MW fotovoltaicos, muchos de ellos llevaban varios años en trámites y otros incluso estaban construidos. El decreto sólo resolvió devolver el aval depositado, pero se perdieron los gastos derivados de la preparación o las inversiones ya

hechas de los proyectos que optaban a las dos primeras convocatorias de 2012, que se hubieran resuelto en abril y llevaban abiertas desde noviembre de 2011 (Photon 2/2012).

En España se ha cerrado la era de las construcciones de mega centrales hasta que aparezca un nuevo mecanismo que permita nuevas instalaciones sin fomento institucional.

También han aparecido dos borradores de proyecto de Real Decreto sobre balance neto y autoconsumo, en ellos y en las propuestas al respecto que hizo la Comisión Nacional de la Energía se centrarán los próximos puntos.

En noviembre de 2011 se publicó un proyecto de Real Decreto, el llamado "primer borrador", que regulaba el autoconsumo en instalaciones de hasta 100 kW de potencia con la modalidad de balance neto energético, y debería haberse resuelto en abril de 2012.

La Comisión Nacional de la Energía (CNE), publicó un informe sobre esta propuesta del RD en marzo 2012, criticándolo y proponiendo en su lugar el balance neto económico.

En julio de 2013 se conoció un "segundo borrador" (que se supone definitivo), un proyecto de Real Decreto en el cual ya no se contemplaba el balance neto, sólo el autoconsumo y la aplicación de un peaje de respaldo a la energía generada y autoconsumida mediante fotovoltaica.

La respuesta de la CNE a la propuesta de RD sobre autoconsumo, "segundo informe", se conoció en septiembre del 2013, en la que se oponía al peaje de respaldo.

A fecha de hoy todavía no se ha aprobado ningún decreto para autoconsumidores fotovoltaicos con conexión a red.

En los siguientes puntos analizaremos el primer borrador del RD, el primer informe de la CNE, el segundo borrador del RD y el segundo informe de la CNE, que son los casos con diferentes opciones que hemos simulado en el programa iHOGA para poder compararlos entre sí y ver las distintas rentabilidades de los distintos modelos aplicados a un consumidor residencial con una pequeña instalación fotovoltaica.

3.2 Primer borrador

3.2.1 Principales características

El llamado primer borrador se refiere al "Proyecto Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto", de noviembre de 2011.

La novedad de este proyecto RD es la posibilidad de autoconsumo con balance neto, (figura 1), este esquema, como hemos visto antes, está ya implantado en muchos países.

Podemos destacar de él que:

- Se aplica a consumidores de energía eléctrica de potencia contratada no superior a 100 kW y obliga a suscribir un contrato de acceso con la compañía distribuidora.

- El consumidor cede a la comercializadora la energía generada en su red interior y que no puede consumir en ese instante. Este vertido a la red no conlleva una prestación económica, el esquema de balance neto que se aplica es energético.

- La cesión de energía a la red genera unos derechos de consumo diferido. Estos derechos podrán ser utilizados en cualquier momento con un plazo máximo de 12 meses desde el instante de generación del derecho (autoconsumo energético anual).

- La energía adquirida por el consumidor se compensará con los derechos adquiridos, mientras estén vigentes, y en el mismo periodo tarifario en que fue generado, hasta un saldo igual a los derechos de consumo acumulados.

- Incluye un coste por el servicio de balance neto que será fijado por la comercializadora y aplicado a la energía consumida diferida. Este coste no podrá sobrepasar un máximo fijado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

- El consumidor está obligado a pagar los peajes de acceso por la energía demandada a la red, ya sea consumida o diferida.
- Debe abonar como productor el peaje de acceso a la red por la energía vertida en ella, (peaje de acceso de generación).

PRIMER BORRADOR: USUARIO BALANCE NETO ENERGÉTICO

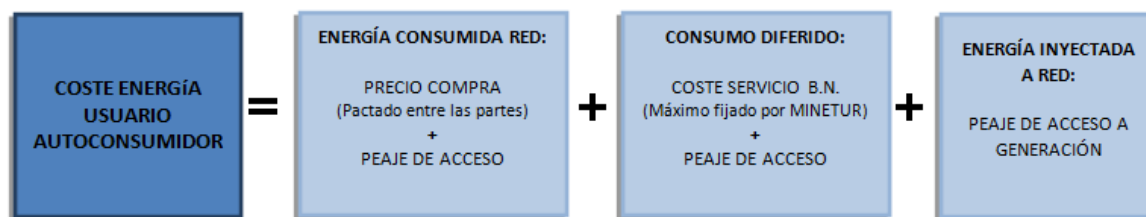


Figura 4. Esquema de costes "primer borrador".

3.2.2 Consideraciones

En este primer borrador únicamente se propone la adquisición del kilovatio hora como cambio al excedente vertido, sin remuneración económica. El derecho de consumo diferido, al poderse realizar sólo en la misma franja horaria, da a las compañías eléctricas completa libertad para negociar el valor de la energía vertida a la red durante el día.

El autoconsumidor paga dos veces por la misma energía en cuanto a peajes. Como productor está obligado a abonar esta tasa por kilovatio hora vertido a la red, (peaje de acceso a redes para generación), y como consumidor paga el peaje de acceso a red por kilovatio hora consumido.

Este primer borrador sería atractivo económicamente si no se cargase al productor-consumidor con demasiados costes. El beneficio para el usuario de balance neto radica en maximizar el autoconsumo instantáneo y minimizar la compra de energía a la comercializadora, tratando de que esto se haga en los periodos con las tarifas más favorables.

3.3 Primer informe de la CNE

3.3.1 Principales características

Cuando se nombra el primer informe de la CNE nos estamos refiriendo al "Informe de la Comisión Nacional de la Energía sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto" de marzo de 2012."

La CNE se muestra de acuerdo con el pago del peaje de acceso de toda la energía consumida procedente de la red de distribución, incluyendo en ella la derivada de los derechos de consumo diferido. Pretende que se revise la actual estructura de tarifas de acceso, sus términos fijos y variables, para no provocar un desequilibrio entre ingresos y costes del sistema.

Considera que el establecimiento de una tasa por la prestación del servicio de balance neto a las comercializadoras, no es competencia del estado, y que son las propias compañías las que deben decidirlo y pactarlo con el consumidor. Tampoco puede el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio establecer un precio máximo de este servicio.

La potencia instalada, como generador, debería ser siempre menor o igual que la potencia contratada, como consumidor, para que el usuario no se convierta en productor.

Propone definir una nueva figura legal, la del productor-consumidor con balance neto. Y lo más interesante de todo, considera que el mecanismo de balance neto no debería ser energético, sino económico. La energía excedentaria debe ser valorada igual que la neta consumida, cuyo valor unitario depende del momento en el que se produzca.

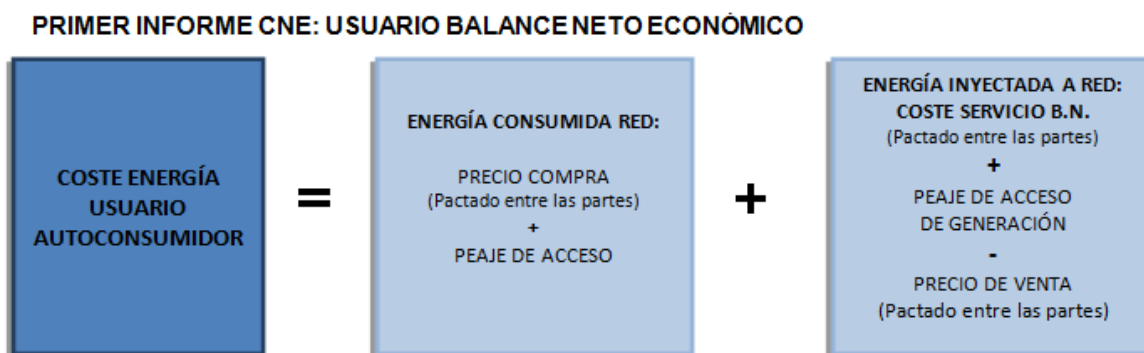


Figura 5. Esquema de costes del primer informe de la CNE.

3.3.2 Consideraciones

Este primer informe de la CNE mejora bastante la propuesta RD sobre balance neto introduciendo el intercambio económico por la energía vertida a la red, pero sigue manteniendo el doble pago de la tarifa de acceso, como consumidor y como generador.

El éxito del balance neto radica en los peajes con los que se agrave al usuario. El precio de la energía en el mercado diario supone un 40% del precio de la electricidad en el mercado residencial. La incorporación de más o menos peajes puede hacer que sea rentable generar energía con autoconsumo y un vertido a la red del excedente o no.

3.4 Segundo borrador

3.4.1 Principales características

El segundo borrador es el "Proyecto Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo", de julio de 2013.

Este es el último proyecto RD sobre autoconsumo que el gobierno ha publicado y que todavía está pendiente de aprobación. Es el más controvertido y podemos señalar los siguientes aspectos:

- Se elimina el balance neto, sólo se nombra el autoconsumo. La energía generada y no consumida en el instante que se vierta a la red, no llevará asociada ninguna prestación económica.

- Introduce el llamado peaje de respaldo para el usuario acogido a la modalidad de autoconsumo por la energía consumida procedente de la instalación de generación fotovoltaica de su red interior. Para el resto de la energía consumida proveniente de la red, deberá pagar el peaje de acceso y otros impuestos según normativa.

- Mantiene el peaje de acceso de generación sobre la energía producida que se inyecta en la red.

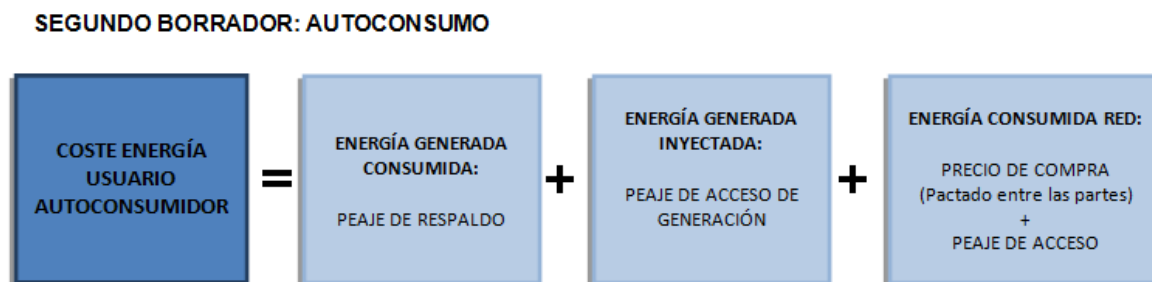


Figura 6. Esquema de costes "segundo borrador".

3.4.2 Consideraciones

Este segundo borrador comienza diciendo que su objetivo es garantizar un suministro de calidad al menor coste, eliminar trabas, simplificar y acelerar los trámites, y a continuación introduce el peaje de respaldo a pagar por el autoconsumidor por la energía consumida de su propia instalación fotovoltaica, y lo justifica como una tasa debida a la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar el autoconsumo, añadiendo que debe hacer frente al igual que el resto de consumidores a los costes del sistema eléctrico.

Lo que no explica este proyecto de RD es que el autoconsumidor ya paga los peajes de acceso e impuestos por la energía consumida de la red, y un peaje de generación sobre su energía generada excedentaria vertida a la red, si a esto se le suma el peaje de respaldo, que es un 21% más caro que el peaje de acceso a la red eléctrica, mucho tendría que subir el precio de la energía para un usuario final para que realmente al autoconsumidor le compensara el pago de las tasas debido a su generación fotovoltaica.

En este segundo borrador no se contempla el balance neto, ni un consumo diferido, se obliga a los propietarios de la instalación fotovoltaica al autoconsumo instantáneo, pero con tantos sobrecargos que va a hacer imposible la rentabilidad para el autoconsumidor.

3.5 Segundo informe de la CNE

3.5.1 Principales características

Al segundo borrador le sigue en el tiempo el segundo informe de la CNE, "Informe de la Comisión Nacional de la Energía sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo", de septiembre de 2013.

La CNE ha sido muy crítica con el proyecto RD sobre autoconsumo al eliminar el mecanismo de compensación diferida en el tiempo (balance neto) entre producción y consumo, que fomentaba la eficiencia energética, y por introducir el peaje de respaldo al autoconsumidor, lo que le da un trato discriminatorio con respecto al resto de consumidores.

SEGUNDO INFORME CNE: AUTOCONSUMO SIN PEAJE DE RESPALDO

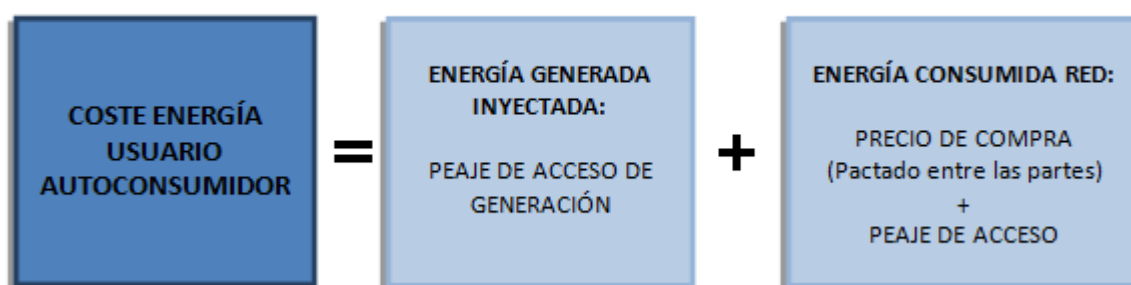


Figura 7. Esquema de costes del segundo informe de la CNE.

Propone eliminar el peaje de respaldo a la energía que es autoconsumida de forma instantánea sin llegar a ser inyectada al sistema, por su insuficiente justificación e imposibilitar el desarrollo del autoconsumo.

Está de acuerdo en mantener los peajes de generación por la energía excedentaria y vertida a la red.

Propone la revisión del actual sistema de peajes de acceso que se compone de un término variable por la energía consumida, y un término fijo por la potencia contratada, y establecer un término fijo por cliente para evitar la discriminación y garantizar que todos los consumidores y productores contribuyan a la cobertura de costes y servicios del sistema eléctrico.

3.5.2 Consideraciones

El peaje de respaldo hace inviable las modalidades de suministro y producción con autoconsumo y por eso debería eliminarse, tal y como propone la CNE, y volver a regular el autoconsumo con el sistema de balance neto.

3.6 Conclusiones

Las instalaciones fotovoltaicas con conexión a red para usuarios, bien sean residenciales o industriales, tienen como función reducir su consumo de la red y por lo tanto conseguir un ahorro en su factura.

En menos de dos años se han presentado dos modelos de proyectos de Real Decreto sobre autoconsumo, con sus respectivos informes de la Comisión Nacional de la Energía y no sabemos si aparecerá un tercer proyecto ya que de momento sigue sin ver la luz el Real Decreto.

Con el primer borrador la fotovoltaica para pequeñas instalaciones tuvo lugar con el anuncio del balance neto, aunque no contemplara una compensación económica como pretendía el primer informe de la CNE, sino una compensación de saldos de energía. Pero antes de que se llegara a aprobar, salió el segundo borrador empeorando la situación, no contemplando el balance neto e introduciendo un peaje de respaldo discriminatorio para el autoconsumo.

Si este segundo proyecto se aprueba y no se hace caso a las consideraciones de la CNE de eliminar el peaje de respaldo, el autoconsumidor actual tendrá que ver si le sale rentable el autoconsumo instantáneo con todas las tasas y peajes que conlleva, o si le sale más rentable desenchufar la instalación.

Después del auge de la solar en 2007 y 2008 con las primas a las renovables, el gobierno ha llevado a cabo una política restrictiva.

En estos momentos la prioridad del gobierno español está centrada en la reducción del déficit de tarifa del sector eléctrico, con una deuda que ascendía en mayo del 2013 a 26.000 millones de euros. Esto ha llevado al gobierno a imponer unos costes al autoconsumidor para que se haga responsable, al igual que el resto de consumidores, de los costes del sistema eléctrico por la energía que autoconsume. Pero los demás consumidores no ha invertido en una instalación fotovoltaica ni benefician al sistema con su propio consumo generado descongestionando la red, reduciendo pérdidas que aumentan la eficiencia, disminuyendo la dependencia energética del país o consiguiendo un menor impacto ambiental.

A la vista de la figura 2 podemos asegurar que España dista todavía del objetivo comunitario sobre renovables para el 2020, y con una fuerte dependencia de la energía extranjera, un 20%, superior a la media europea, no puede escudarse en el déficit tarifario para frenar las renovables, debe encontrar los mecanismos adecuados para su desarrollo e integración en la red. Para conseguirlo la energía fotovoltaica debe jugar un papel importante.

4. Instalación fotovoltaica con conexión a red

4.1 Precios, impuestos y peajes a la electricidad

En este apartado se hace un breve resumen de los Reales Decretos de Ley, Órdenes y proyectos de reales decretos donde aparecen los precios y peajes a pagar por los consumidores y productores de energía solar fotovoltaica que aplicaremos en el caso de estudio, consumidor con tarifa de último recurso (TUR), para instalaciones inferiores a 10 kW de potencia instalada, y sin discriminación horaria.

-BOE 235 de 1 de octubre de 2013 (TUR)

Término de potencia: TPU= 35,649473 euros/ kWh/año

Término de energía: TEU₀= 0,130845 euros/ kWh, (incluido el peaje de acceso para consumidor)

-Orden IET/1491/2013, 1 agosto

Peajes de acceso para consumidores de baja tensión

Peaje de acceso a la red: TEA= 0,053255 euros/ kWh

Se aplica a la energía consumida de la red

-RD 1544/2011, 16 noviembre

Peaje de acceso para productores de energía eléctrica.

Peaje de acceso de generación= 0,5 euros/ MWh

Se aplica a la energía inyectada a la red

-Ley 15/2012, 28 diciembre

Impuesto del valor de la producción de la energía eléctrica

Tipo de gravamen: IPVEE= 7%

Sobre el valor de la energía inyectada a la red antes de aplicar el IVA

-Ley 66/1997

Impuesto a la electricidad= 5,1127%

Se aplica al valor de la energía consumida de la red antes de aplicar el IVA

-Proyecto RD autoconsumo, julio 2013. (Segundo borrador)

Peaje de respaldo= 0,067568 euros/ kWh

Sobre la energía consumida procedente de la instalación fotovoltaica

4.2 Programa iHOGA

Es una herramienta informática para la simulación y optimización de sistemas híbridos de energías renovables mediante el uso de algoritmos genéticos.

En este proyecto se ha utilizado iHOGA para simular un sistema fotovoltaico con conexión a red.

La optimización se basa en la minimización de los costes totales del sistema a lo largo de su vida útil trasladados al momento actual de la inversión, denominado Coste total (VAN), por las siglas del Valor Actual Neto.



Figura 8. Esquema de la instalación.

El sistema de energía solar consta de unos paneles fotovoltaicos, un inversor, (convertor DC/AC), y un contador de energía. Al no haber baterías la energía sobrante se pierde o se vierte a la red.

El generador fotovoltaico está formado por módulos fotovoltaicos. Los paneles o módulos fotovoltaicos se encuentran conectados eléctricamente en serie, configurando una rama, para obtener la tensión nominal necesaria. Las ramas se conectan en paralelo para conseguir la potencia deseada.

El inversor transforma la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna con el voltaje y frecuencia adecuada para ser traspasada a la red, hace trabajar al campo fotovoltaico en su punto de máxima potencia, (MPPT, Maximum Power Point Tracking), supervisa la red de posibles averías y corta la conexión en caso de fallo, evitando el funcionamiento en isla. Se escoge en función del tamaño de la instalación, y supone entre un 10 y un 15% del coste total de la instalación, aunque con la tendencia a la baja de los precios de los paneles fotovoltaicos ese porcentaje está aumentando.

El programa consta de una base de datos para los diversos componentes de la instalación, y se pueden añadir elementos o modificar los existentes.

Introduciendo la ubicación del lugar de ensayo el programa puede dirigir a la web de la NASA donde encontrar los datos de irradiación mensuales promedio de ese lugar y luego poder introducirlos en el apartado de irradiación.


SSM
Homepage

Find A Different Location

Accuracy


Methodology

Parameters
(Units & Definitions)



ATMOSPHERIC
SCIENCE
DATA CENTER

NASA Surface meteorology and Solar Energy: [RETScreen](#) Data



Latitude 41.66 / Longitude -0.86 was chosen.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	41.66
Longitude	°E	-0.86
Elevation	m	626
Heating design temperature	°C	-1.70
Cooling design temperature	°C	28.26
Earth temperature amplitude	°C	21.33
Frost days at site	day	35

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	4.0	75.1%	1.89	94.8	3.5	3.6	421	0
February	5.4	67.7%	3.03	94.7	3.6	5.7	343	3
March	8.8	56.5%	4.32	94.6	3.5	10.2	278	27
April	11.5	51.8%	5.20	94.2	3.5	14.0	195	64
May	16.4	46.3%	5.97	94.3	3.0	20.2	75	200
June	21.2	40.9%	6.70	94.5	2.8	26.3	13	336
July	23.7	41.0%	6.77	94.6	3.0	29.1	0	429
August	23.3	46.2%	5.80	94.5	2.9	27.6	1	416
September	19.4	50.5%	4.53	94.6	2.8	22.5	18	282
October	14.6	58.6%	3.03	94.6	3.1	16.0	108	149
November	8.6	69.8%	2.07	94.5	3.3	8.7	276	24
December	5.2	75.7%	1.59	94.7	3.5	4.7	386	3
Annual	13.5	56.7%	4.24	94.6	3.2	15.7	2114	1933
Measured at (m)					10.0	0.0		

Figura 9. Irradiación, web NASA

Después de dar al programa todos los datos económicos para el cálculo del Coste Total (VAN): costes de la instalación, interés del mercado, inflación esperada, periodo de estudio, cantidad prestada, interés del préstamo y su duración, y los datos relativos a la compra y venta de electricidad, el programa, con una modalidad determinada de balance neto, nos da la rentabilidad esperada, indicando además la inclinación de los paneles óptima para ese caso.

4.3 . Casos de estudio

Se ha establecido para la mayoría de los casos Zaragoza como lugar de ensayo, y se ha calculado la rentabilidad de la instalación aplicando los dos proyectos de RD y las respectivas propuestas de la CNE explicadas anteriormente. Se han tenido en cuenta además otros casos que incluyen el balance neto mensual (en lugar de anual) de balance neto económico y balance neto energético.

También se han hecho diferentes ensayos modificando el precio de adquisición del inversor (suponiendo que este disminuyera en un futuro próximo si aumentase su producción), y bajando el precio de adquisición de los módulos (se espera que sigan bajando conforme la tecnología sigue madurando).

Se ha contemplado también el caso de no necesitar un préstamo para costear la instalación fotovoltaica, y con esta base se ha ensayado además la opción de un inversor más barato.

Otro de los casos de ensayo se centra en disminuir el interés y aumentar o decrecer la inflación para comprobar diversas situaciones que de podrían dar en el futuro.

Más adelante veremos también qué pasaría si la residencia estuviera en Almería, Las Palmas de Gran Canaria, Sevilla o Palma de Mayorca, lugares dónde la irradiación puede ser mayor.

Como lo que interesa en este proyecto es obtener la rentabilidad de una instalación fotovoltaica para uso residencial, se han escogido datos generales de consumo de lo que sería un hogar típico de potencia contratada de 4,6 kW (correspondiente a ICP de 20 A).

De la base de datos se ha obtenido un perfil genérico del consumo medio horario de una residencia convencional, donde el consumo medio horario es distinto para cada mes (figura 10). Nótese que el consumo que aparece para cada hora del día del día medio de cada mes se refiere al consumo medio de esa hora. Por ejemplo, en enero de las 14 a las 15 h el consumo que aparece en la figura es de 400 W. Eso significa que, de media, en enero entre las 14 y 15 h se consumió 400 W de potencia media, es decir, $400 \text{ W} \cdot 1\text{h} = 400 \text{ Wh}$ de energía. Sin embargo lo habitual es que esos 400 Wh no se consuman en forma de 400 W de potencia constante durante una hora, sino que dentro de esa hora habrá intervalos de tiempo en que se consuman por ejemplo 3500 W, otros intervalos en que se consuman por ejemplo 300 W, otros intervalos en que no haya casi nada de consumo de potencia, etc., pero el valor medio de consumo de potencia de esa hora es de 400 W.

Mes	0-1h	1-2h	2-3h	3-4h	4-5h	5-6h	6-7h	7-8h	8-9h	9-10h	10-11h	11-12h	12-13h	13-14h	14-15h	15-16h	16-17h	17-18h	18-19h	9-20
ENERO	335	220	167	125	120	120	140	190	255	270	285	300	320	355	400	410	400	395	420	47
FEBRERO	335	220	167	125	120	120	140	190	255	270	285	300	320	355	400	410	400	395	420	47
MARZO	311,2	211,2	162,7	127,5	122	122	138,7	180,5	235,2	251,2	267	281,5	299,5	329,2	366,2	372,5	362,5	355,2	373	411
ABRIL	287,5	202,5	158,5	130	124	124	137,5	171	215,5	232,5	249	263	279	303,5	332,5	335	325	315,5	326	353
MAYO	263,7	193,7	154,2	132,5	126	126	136,2	161,5	195,7	213,7	231	244,5	258,5	277,7	298,7	297,5	287,5	275,7	279	295
JUNIO	240	185	150	135	128	128	135	152	176	195	213	226	238	252	265	260	250	236	232	23
JULIO	240	185	150	135	128	128	135	152	176	195	213	226	238	252	265	260	250	236	232	23
AGOSTO	240	185	150	135	128	128	135	152	176	195	213	226	238	252	265	260	250	236	232	23
SEPTIEMB	263,7	193,7	154,2	132,5	126	126	136,2	161,5	195,7	213,7	231	244,5	258,5	277,7	298,7	297,5	287,5	275,7	279	295
OCTUBRE	287,5	202,5	158,5	130	124	124	137,5	171	215,5	232,5	249	263	279	303,5	332,5	335	325	315,5	326	353
NOVIEMB	311,2	211,2	162,7	127,5	122	122	138,7	180,5	235,2	251,2	267	281,5	299,5	329,2	366,2	372,5	362,5	355,2	373	411
DICIEMBRE	335	220	167	125	120	120	140	190	255	270	285	300	320	355	400	410	400	395	420	47

Figura 10. Consumos medios mensuales para cada hora del día (W).

Consumo de electricidad total de la instalación = 2369,10 kWh/año, correspondiente a un valor medio de 6,49 kWh/día.

Los modelos escogidos para inversor y panel fotovoltaico, sin seguidor solar, son los que se adecúan al consumo del hogar. En el anexo se encuentran las hojas de especificaciones de los elementos utilizados.

En las siguientes tablas resumimos los principales datos de la instalación.

Zaragoza		DATOS ECONÓMICOS INSTALACIÓN FV	
Irradiación media diaria superficie horizontal	4,41 kWh/m ²	Interés del mercado (precio del dinero)	4%
Irradiación total anual sup.horizontal	1612,97 kWh/m ²	Inflación general esperada	2%
		Periodo de estudio	25 años
RED AC CONVENCIONAL		Préstamo(cuota constante, sistema francés)	80%
Consumo residencial medio	6,49 kWh/día	Interés del préstamo	7%
Tensión DC	200 V	Duración del préstamo	10 años
Tensión AC	230 V	Cableado, instalación y costes variables iniciales	300€ fijo + 2% sobre coste inicial
Potencia contratada	4,6 kW		
Coste total instalación	3.000 €		
Mantenimiento	100€/ año		

GENERADOR FOTOVOLTAICO		INVERSOR	
modelo	Atersa SiP A135P, 12 V	modelo	Sunny Boy 1200 VA
potencia unitaria pico	135 Wp (potencia pico)	potencia	1200 VA
número de paneles	12	coste	1.075 €
potencia pico instalada	1620 Wp	vida útil	10 años
coste unitario	170 €		
coste fijo de operación y mantenimiento	40€/ año		
Inflación anual esperada del precio de los paneles	2%		
vida útil	25 años		

Tabla 2. Datos de la Instalación

Se ha elegido el generador fotovoltaico de esta potencia porque la energía generada total en el año es similar a la consumida total en el año por nuestra vivienda. Un generador más grande no tendría sentido porque la energía de más que se produjera en el año no sería compensada con la consumida.(En el balance neto no se puede inyectar a la red más energía de la consumida).

El inversor es de potencia nominal algo menor que la potencia pico del generador fotovoltaico ya que normalmente el generador nunca llega a su potencia pico, sino menos, además los inversores permiten cierta sobrecargas.

COMPRA DE ENERGÍA A LA RED:

Términos variables de energía en función del consumo:

Precio de la energía: 0,07223 €/ kWh

Peaje de acceso: 0,053255 €/ kWh

Término fijo en función de la potencia instalada:

Potencia instalada: 5 kW

Potencia contratada: 4,6 kW (ICP de 20 A)

Coste del término de potencia: 35,65 €/kW/año

Inflación anual del precio de la energía: 3%

Peaje de acceso: 0,067568 €/ kWh

Impuestos totales sobre el coste de la electricidad: 27,18%

(Impuesto electricidad + IVA: [Total energía consumida * (1+5,1127)] * (1+0,21) =

Total energía consumida * (1+0,2718))

Los impuestos totales sobre el coste de la electricidad se aplican sobre todos los costes: Energía, peajes de acceso, peaje de respaldo, término de potencia y peaje de acceso de generación por la inyección de electricidad a la red.

VENTA DE ENERGÍA A LA RED:

Precio de venta: 0,050215 €/ kWh

Pactado con el comercializador, en este caso se ha obtenido una media del precio de la electricidad en el mercado libre del año 2013 de las horas centrales del día donde hay mayor producción fotovoltaica. (CNE, Precio final medio de cada hora de los días de cada mes de los comercializadores libres + consumidor directo en el mercado eléctrico).

Peaje de acceso de generación: 0,000535 €/ kWh, (incluye el impuesto a la generación del 7%)

Límite potencia de venta a la red: 4,6 kW (La potencia de venta a red no puede sobrepasar la capacidad de la instalación convencional AC)

Inflación anual del precio de la energía: 3%

Impuestos totales sobre los ingresos de venta de la electricidad: 21%

Los impuestos totales sobre ingresos de la venta de electricidad se aplican sobre todos los ingresos obtenidos por la venta de energía a la red, (a la compañía eléctrica se le factura por el precio de la electricidad vendida más este impuesto).

Para los ensayos de casos con el primer borrador, se aplica el esquema de costes vistos en la figura 4. Lo mismo con el primer informe de la CNE, segundo borrador, y segundo informe de la CNE, que se sigue el esquema comentado anteriormente de las figuras 5, 6 y 7 respectivamente.

Los resultados más importantes que obtenemos con la simulación de los casos en iHOGA, son el Coste Total (VAN), la inclinación óptima de los paneles y los años de amortización.

Fórmula que hemos utilizado para el cálculo del Coste Total (VAN):

Coste Total (VAN) =

$$\begin{aligned} & \Sigma(\text{Costes de instalación}) + \Sigma_{j=1}^{N_{rep}} \Sigma(\text{Costes de reposición del inversor}) \frac{(1+g)^{A \cdot j}}{(1+i)^{A \cdot j}} + \\ & \Sigma_{j=1}^N (\text{Coste anual mantenimiento}) \frac{(1+g)^j}{(1+i)^j} + \Sigma_{j=1}^N (\text{Coste anual compra E}) \frac{(1+f)^j}{(1+i)^j} + \\ & \Sigma_{j=1}^N (\text{Coste anual peajes de acceso}) \frac{(1+f)^j}{(1+i)^j} + \\ & j=1N(\text{Coste anual peajes de generación})(1+f)^j(1+i)^j + j=1N(\text{Coste anual peajes de} \\ & \text{respaldo})(1+f)^j(1+i)^j - j=1N(\text{Ingresos anuales venta E red})(1+f)^j(1+i)^j; \end{aligned}$$

Dónde:

$g = 2\%$, inflación esperada para operación y mantenimiento de la instalación y para el precio de reposición del inversor (se reponen cada A años, cuando finaliza su vida útil, un total de N_{rep} veces durante la vida del sistema, por ejemplo, si la vida útil del sistema es 25 años y la vida del inversor es 10 años, se repondrá un total de $N_{rep}=2$ veces, a los 10 años y a los 20 años)

$i = 4\%$, interés del mercado, precio del dinero

$f = 3\%$; inflación esperada de los precios de la electricidad

$A = 10$; número de años de vida útil del inversor

$N = 25$ vida útil de la instalación de generación

En la ecuación anterior debe tenerse en cuenta que:

- El “Coste anual compra E” es la energía total obtenida de la red multiplicada por el precio de compra de la energía (precio del kWh, sin contar peajes de acceso), más impuestos.
- El término “Ingresos anuales venta E red” depende del tipo de balance neto:
 - Si el balance neto es energético: es la energía inyectada a la red tal que no supere a la comprada de la red (balance neto), multiplicada por el mismo precio de compra de la energía (precio de compra del kWh, sin contar peajes de acceso), más impuestos. De esta forma, toda la energía involucrada en el balance neto (la inyectada a red que luego se obtiene de la red) se cuenta como costes de compra pero la misma energía también se cuenta como ingresos de venta, al mismo precio, y por tanto cancelándose ambos conceptos.
 - Si el balance neto es económico: es la energía inyectada a la red tal que su importe no supere al importe de la obtenida de la red (balance neto), multiplicada por el precio de venta de la energía (precio del kWh, sin contar peajes de generación), más impuestos.
- El término “Coste anual peajes de respaldo” solo se aplica en el caso del 2º borrador del RD (en el resto de casos no se contempla su aplicación).

Si obtuviéramos un Coste Total (VAN) negativo significaría que habríamos obtenido beneficios globales (nunca será el caso si el generador fotovoltaico es de un tamaño razonable respecto del consumo, ya que se trata de cubrir unas necesidades de consumo de energía eléctrica, que tienen un coste y por tanto el Coste Total será positivo, es decir, costes globales)..

Para el cálculo de la amortización real hemos hecho lo siguiente:

Con los flujos de caja de cada año de vida útil de la instalación calculamos el Coste Total (VAN) acumulado, y lo comparamos con el Coste Total (VAN) acumulado de ese año que hemos calculado para el caso de que no hubiera paneles fotovoltaicos, caso sólo red.

En primer año j en el que se cumple que el Coste Total (VAN) acumulado del caso sólo red del año $j \geq$ Coste Total (VAN) acumulado del caso con PV del año j , ese es el año de la amortización de la instalación.

Cuando la instalación no se amortiza en toda su vida útil, hemos realizado un cálculo aproximado de la amortización.

$$\text{Cálculo aprox. amortización} = \frac{\text{Coste Inicial de la inversión}}{\text{Coste energía 1er año caso sólo red} - \text{Coste energía 1er año de nuestro caso}}$$

De la simulación obtenemos también la energía total consumida por el usuario, la consumida de la red y la de su propia generación (autoconsumida), así como la energía generada por sus paneles fotovoltaicos y la energía vertida a la red.

4.4 Resultados

Todos los casos analizados se comparan para el cálculo de la amortización que hemos explicado en el anterior apartado con el de sólo red, es decir, lo que nos costaría nuestro consumo si no tuviéramos la instalación fotovoltaica, durante los 25 años de vida.

Caso sólo red:

Coste Total (VAN)= 9005 €

Coste nivelado de la electricidad (*levelized cost of energy*): 0.16 €/kWh.

Donde el coste nivelado de la electricidad (*levelized cost of energy*) se calcula como:

$$\text{Coste nivelado de la electricidad (€/kWh)} = \frac{\text{Coste Total (VAN)}(\text{€})}{\text{Energía anual consumida} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) \cdot 25 \text{ años}}$$

A continuación se muestra un resumen de los casos ensayados con los datos descritos anteriormente. Los resultados que hemos extraído son el Coste Total (VAN), el coste nivelado de la electricidad con el caso de ensayo, la inclinación óptima del panel y el año en el que se amortiza la instalación.

La mayoría de los casos, y si no se especifica lo contrario ,se han realizado con un interés del mercado $i=4\%$, una inflación general $g=2\%$ y una inflación de de la electricidad $f=3\%$.

En las tablas se marcan los resultados que dan un Coste Total (VAN) menor o igual que el caso de sólo red calculado con sus mismos datos económicos, (interés del mercado, inflación general y la inflación esperada de la electricidad) es decir, los casos en que valdría la pena económicamente invertir en paneles fotovoltaicos para autoconsumo.

Respecto a la amortización mostrada en las tablas, los casos con Coste Total (VAN) menor o igual al del caso de solo red suelen tener valores de amortización relativamente

bajos (10-15 años en general), aunque el Coste Total (VAN) no es muy inferior. Esto se debe a la forma en que se ha calculado la amortización, si bien hay que tener en cuenta que en años posteriores hay un coste importante, correspondiente a la reposición del inversor (en el año 20 se repone por segunda vez). Por tanto, esta “amortización” no da una idea de cuándo se obtendrían ya beneficios, debido como se ha comentado al importante coste de reposición del inversor en el año 20. La forma correcta de comparar inversiones es mediante el VAN y no mediante la amortización, si bien esta última puede darnos una idea de cuándo se igualan los VAN acumulados.

CASO SÓLO RED	VAN (€)	€ / kWh
i=4 g=2 f=3	9.005	0,15
i=4 g=3 f=3	9.254	0,16
i=3 g=3 f=3	10.074	0,17
i=3 g=2 f=3	9.782	0,16
i=2 g=4 f=3	11.455	0,19
i=4 g=2 f=4	9.535	0,16

Tabla 3. Casos sin instalación fotovoltaica.

Siendo i= interés del mercado, g= inflación general, f= inflación de la electricidad.

Resultados con el inversor inicial de 1075€:

CASOS PARA INVERSOR 1075€	Coste Total (VAN) (€)	Coste nivelado electricidad (€ / kWh)	Inclinación Óptima (º)	AMORTIZACIÓN (años)
1 borrador	9.617	0,16	30	14
1 CNE	10.485	0,18	30	16
2 borrador	14.058	0,24	40	99
2 CNE	12.046	0,20	40	24
1 borr sin préstamo	9.186	0,16	30	13
1 CNE sin préstamo	10.054	0,17	30	15
2 borr sin préstamo	13.618	0,23	40	99
2 CNE sin préstamo	11.615	0,20	40	19
BN energético mes	10.189	0,17	50	16
BN económico mes	10.583	0,18	40	16
ALMERIA 1 borrador	9.223	0,16	30	14
ALMERIA 1 CNE	10.016	0,17	30	15
ALMERIA 2 borrador	13.970	0,24	30	89
ALMERIA 2 CNE	11.878	0,20	30	24
CANARIAS 1 borrador	9.194	0,16	30	14
CANARIAS 1 CNE	9.881	0,17	30	15
CANARIAS 2 borrador	13.934	0,24	40	85
CANARIAS 2 cne	11.810	0,20	40	23
MAYORCA 1 borrador	9.231	0,16	40	14
MAYORCA 1 CNE	10.037	0,17	40	15
MAYORCA 2 borrador	13.979	0,24	40	90
MAYORCA 2 CNE	11.896	0,20	40	24
SEVILLA 1borrador	9.240	0,16	30	14
SEVILLA 1 CNE	10.146	0,17	30	16
SEVILLA 2 borrador	13.988	0,24	30	91
SEVILLA 2CNE	11.916	0,20	30	24

Tabla 4. Inversor 1075 €

Resultados con el inversor inicial y un menor coste de los paneles fotovoltaicos:

Inversor 1075 €. Modulo PV 0,79c€/W	Coste Total (VAN) (€)	Coste nivelado electricidad (€ / kWh)	Inclinación Óptima (º)	AMORTIZACIÓN (años)
1 borrador	8.654	0,15	30	6
1 CNE	9.522	0,16	30	13
2 borrador	16.095	0,22	40	75
2 CNE	11.083	0,19	40	17

Tabla5. Inversor 1075. Paneles de 0.79 c€/W.

Resultados para inversor de 1075€ variando el interés del mercado y la inflación general.

CASOS PARA INVERSOR 1075€	Coste Total (VAN) (€)	Coste nivelado electricidad (€ / kWh)	Inclinación Óptima (º)	AMORTIZACIÓN (años)
1borr i=4, g=3	9.924	0,17	30	15
1CNE i=4, g=3	10.792	0,18	30	17
2borr i=4, g=3	14.365	0,24	40	99
2CNE i=4, g=3	12.352	0,21	40	25
1borr i=3, g=3	10.862	0,18	30	15
1CNE i=3, g=3	11.844	0,20	30	16
2borr i=3, g=3	15.886	0,27	40	99
2CNE i=3, g=3	16.609	0,23	40	25
1borr i=3, g=2	10.512	0,18	30	14
1CNE i=3, g=2	11.493	0,19	30	16
2borr i=3, g=2	15.553	0,26	40	99
2CNE i=3, g=2	13.259	0,22	40	23
1borr i=2, g=4	12.405	0,21	30	15
1CNE i=2, g=4	13.522	0,23	30	16
2borr i=2, g=4	18.122	0,31	40	99
2CNE i=2, g=4	15.531	0,26	40	25

Tabla 6. Inversor 1075€ variando "i", "g".

Si bajasen los precios de los inversores y pudiéramos comprar uno por 700€, estos son los resultados que obtendríamos:

CASOS PARA INVERSOR 700€	Coste Total (VAN) (€)	Coste nivelado electricidad (€ / kWh)	Inclinación Óptima (º)	AMORTIZACIÓN (años)
1 borrador	8.283	0,14	30	10
1 CNE	9.151	0,15	30	12
2 borrador	12.725	0,21	40	88
2 CNE	10.712	0,18	40	17
1borr sin préstamo	7.900	0,13	30	9
1CNE sin préstamo	8.768	0,15	30	10
2borr sin préstamo	12.341	0,21	40	24
2CNE sin préstamo	10.329	0,17	40	15

Tabla7. Inversor 700€

Si todavía bajasen aún más los precios de los componentes fotovoltaicos y llegara el precio del inversor a los 530€, tendríamos las siguientes consecuencias en nuestros casos de estudio.

CASOS PARA INVERSOR 530€	Coste Total (VAN) (€)	Coste nivelado electricidad (€ / kWh)	Inclinación Óptima (º)	AMORTIZACIÓN (años)
1 borrador	8.342	0,14	30	9
1 CNE	9.210	0,16	30	13
2 borrador	12.783	0,22	40	23
2 CNE	10.770	0,18	40	16
1borr sin préstamo	7.980	0,13	30	9
1 CNE sin préstamo	8.848	0,15	30	11
2borr sin préstamo	12.421	0,21	40	25
2CNE sin préstamo	10.408	0,18	40	14
BN energético mes	8.914	0,15	50	12
BN económico mes	9.308	0,16	40	13
ALMERIA 1borrador	7.948	0,13	30	7
ALMERIA 1 CNE	8.740	0,15	30	12
ALMERIA 2borrador	13.694	0,21	30	75
ALMERIA 2 CNE	10.603	0,18	30	16
CANARIAS 1borrador	7.918	0,13	40	7
CANARIAS 1CNE	8.606	0,15	30	12
CANARIAS 2 borrador	12.658	0,21	40	72
CANARIAS 2 CNE	10.535	0,18	40	15
MAYORCA 1 borrador	7.956	0,13	40	7
MAYORCA 1 CNE	8.762	0,15	40	12
MAYORCA 2 borrador	12.703	0,21	40	75
MAYORCA 2 CNE	10.620	0,18	40	16
SEVILLA 1 borrador	7.965	0,13	30	7
SEVILLA 1 CNE	8.871	0,15	30	12
SEVILLA 2 borrador	12.713	0,21	30	76
SEVILLA 2 CNE	10.641	0,18	30	16

Tabla 8. Inversor de 530€.

En la siguiente tabla combinamos la opción del precio del inversor más barato y un menor precio de los módulos fotovoltaicos:

Resultados con el inversor más barato variando el interés del mercado y la inflación general.

CASOS PARA INVERSOR 530€	Coste Total (VAN) (€)	Coste nivelado electricidad (€ / kWh)	Inclinación Óptima (º)	AMORTIZACIÓN (años)
1borr i=4, g=3	8.569	0,14	30	9
1CNE i=4, g=3	9.437	0,16	30	13
2borr i=4, g=3	13.010	0,22	40	83
2CNE i=4, g=3	10.988	0,19	40	17
1borr i=3, g=3	9.394	0,16	30	9
1CNE i=3, g=3	10.375	0,18	30	13
2borr i=3, g=3	14.417	0,24	40	83
2CNE i=3, g=3	12.141	0,20	40	16
1borr i=3, g=2	9.131	0,15	30	8
1CNE i=3, g=2	10.113	0,17	30	12
2borr i=3, g=2	14.155	0,24	40	25
2CNE i=3, g=2	11.878	0,20	40	16
1borr i=2, g=4	10.702	0,18	30	8
1CNE i=2, g=4	11.820	0,20	30	13
2borr i=2, g=4	16.419	0,28	40	82
2CNE i=2, g=4	13.829	0,23	40	16

Tabla 9. Inversor 530€ variando "i", "g".

En la siguiente tabla combinamos la opción del precio del inversor más barato y un menor precio de los módulos fotovoltaicos, y otro caso contempla además un aumento de la inflación de la electricidad, f=4.

Inversor 530 €. Modulo PV 0,79c€/w	Coste Total (VAN) (€)	Coste nivelado electricidad (€ / kWh)	Inclinación Óptima (º)	AMORTIZACIÓN (años)
1 borrador	7.379	0,12	30	3
1 CNE	8.247	0,14	30	4
2 borrador	11.820	0,20	40	18
2 CNE	9.807	0,17	40	9
1borador i=4; f=4;	7.804	0,13	30	3
1CNE i=4; f=4;	8.785	0,15	30	4
2 borrador i=4; f=4;	2.817	0,22	40	16
2 CNE i=4; f=4;	10.551	0,18	40	8

Tabla 10. Casos con inversor 530€ y módulos de 0.79c€/W

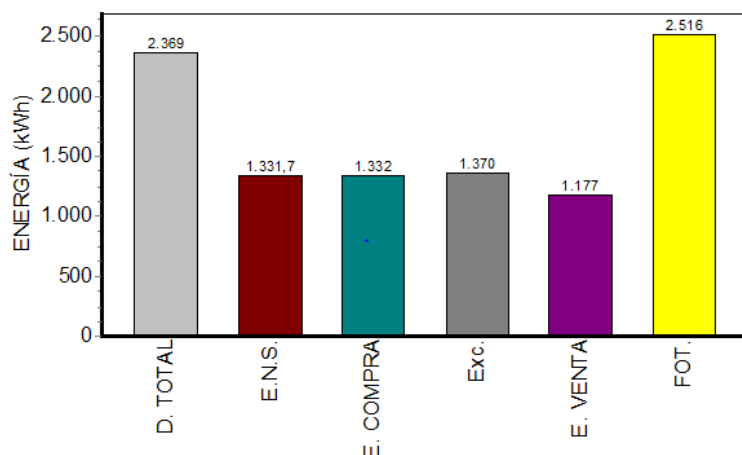
Como modo de ejemplo, vamos a resumir el balance de energía obtenido para el caso del inversor de 1075€, utilizando el modelo del primer borrador. (En los anexos están los resultados ampliados).

Energía consumida anual: 2369 kWh /año, (43.8% cubierta por la fotovoltaica)

Energía generada por los paneles fotovoltaicos anualmente: 2516 kWh /año

Energía comprada a la red anual: 1332 kWh /año

Energía inyectada a la red anual: 1177 kWh /año



4.5 Conclusiones

Analizando los resultados de manera general observamos que los mejores casos se obtienen ensayando el primer borrador (balance neto energético), obteniendo menor Coste Total (VAN), y se amortiza antes la instalación.

Con el primer informe de la CNE que contempla el balance neto económico, no conseguimos mejorar el Coste Total (VAN) ni la amortización. Aunque el modelo es en sí mejor no vemos los resultados debido a que hemos fijado un precio medio del libre mercado pactado con la comercializadora. Lo mejor sería una venta a la red con un precio variable en función de la hora de inyección a red, esto sería muy ventajoso para el autoconsumidor, ya que su instalación cuando produce mayor energía es al medio día, horas pico con una mayor demanda y por lo consiguiente un mayor precio.

Aplicando el segundo borrador con el peaje de respaldo, vemos que los resultados empeoran siempre, y en la mayoría de los casos es inviable el autoconsumo ya que en toda la vida útil de la instalación no se llega a amortizarla.

Con el segundo borrador sin peaje de respaldo se vuelven a mejorar los resultados aunque van por detrás de los obtenidos con el primer borrador y el primer informe de la CNE.

De los diferentes emplazamientos ensayados, se obtiene unos mejores resultados en Canarias debido a su mayor irradiación solar, como era de esperar.

Obviamente, Los resultados se mejoran sin préstamo, con un inversor más barato o con unos módulos de menor precio. Pero aún así sigue sin llegar amortizarse la instalación aplicando el segundo borrador, sólo en los casos con un inversor más barato y sin préstamo se consigue mejorar los resultados.

Aplicando el balance neto energético mensual y comparándolo con los mismos datos pero utilizando el balance neto energético anual, primer borrador, no se mejoran los resultados.

Comparando los casos del balance neto económico mensual con el primer informe de la CNE, que aplica el modelo de balance neto económico anual, tampoco vemos mejorar la rentabilidad de la instalación.

Variando la inflación general y el interés se plantean hipotéticos escenarios de los cuales los mejores resultados se obtienen con la combinación $g=2\%$ e $i=4\%$.

Con una bajada de precio de los módulos fotovoltaicos y un aumento de la inflación de la electricidad se obtienen mejores rentabilidades.

5. Conclusiones

El autoconsumo fotovoltaico supone un ahorro para el consumidor y es beneficioso para todos. La disminución de la contaminación ambiental ayudando a los países a cumplir con el protocolo de Kioto, descongestión de las redes aumentando su eficiencia y la disminución del coste de mantenimiento y de ampliación de la red son algunas de sus cualidades.

Los gobiernos no deben verlo como una disminución de ingresos en su caja de recaudación de impuestos, sino como algo positivo que les ayudará a perder dependencia energética de otros países.

Hemos visto como el autoconsumo con balance neto está en auge en estados como California de los EE.UU. en donde ya lleva muchos años desarrollándose.

Para conseguir la paridad con la red, la fotovoltaica necesita del apoyo de los gobiernos para fomentarla.

Europa ha sido pionera en el fomento de las energías renovables. Durante los últimos 30 años sus gobiernos han tratado de liberalizar los mercados energéticos para aumentar la competencia y la eficiencia y hacer descender los precios. El coste de las subvenciones a las energías limpias ha sido grande, y el daño a las empresas de servicios públicos energéticos también lo ha sido por la preferencia de red de las renovables. Se debe diseñar un sistema eléctrico mejor que recompense a la energía limpia sin reducir la fiabilidad de la red y sin la imposición de costes indebidos o innecesarios.

En España, el gobierno debe replantearse el último proyecto RD sobre autoconsumo y no imponer un peaje al autoconsumidor por la energía que consume de su instalación, ya que no sólo hace inviable este modelo, sino que impulsa al propietario a la ilegalidad para que pueda beneficiarse del autoconsumo o a la desconexión de sus módulos solares.

Comparando las distintas opciones de autoconsumo planteados por los borradores del RD de autoconsumo que han ido apareciendo y los sendos informes de la CNE, se observa que, para el caso estudiado, en general solo sería rentable la instalación en el caso contemplado por el 1º borrador, siendo el resto de casos no rentables frente al caso de solo red. Además, la rentabilidad obtenida en los casos del 1º borrador, frente al caso de solo red, es muy escasa. No obstante, una previsible bajada de precio de paneles fotovoltaicos e inversores, además de una mayor inflación esperada para el precio de la energía (lo cual es posible) implicaría mayores rentabilidades.

6. Bibliografía

- **IDAE, (Instituto para la diversificación y el ahorro de energía).** "Referencias sobre autoconsumo de la energía eléctrica en la normativa vigente".
- **IDAE, (Instituto para la diversificación y el ahorro de energía).** "Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red".
- **Sun Edison.** "Enabling the European consumer to generate power for self-consumption".
- **Photon International.** Revistas fotovoltaicas 2013-2014.
- **Darghouth et al., 2013.** "Customer-economics of residential photovoltaics system (Part 1): The impact of high renewable energy penetration on electricity bill savings with net metering".
- **Yamamoto, 2012.** "Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale".
- **Programa informático iHOGA.** Herramienta para la optimización de sistemas híbridos de energías renovables mediante el uso de algoritmos genéticos, desarrollado por el profesor de la Universidad de Zaragoza Rodolfo Dufo López, del departamento de ingeniería eléctrica.

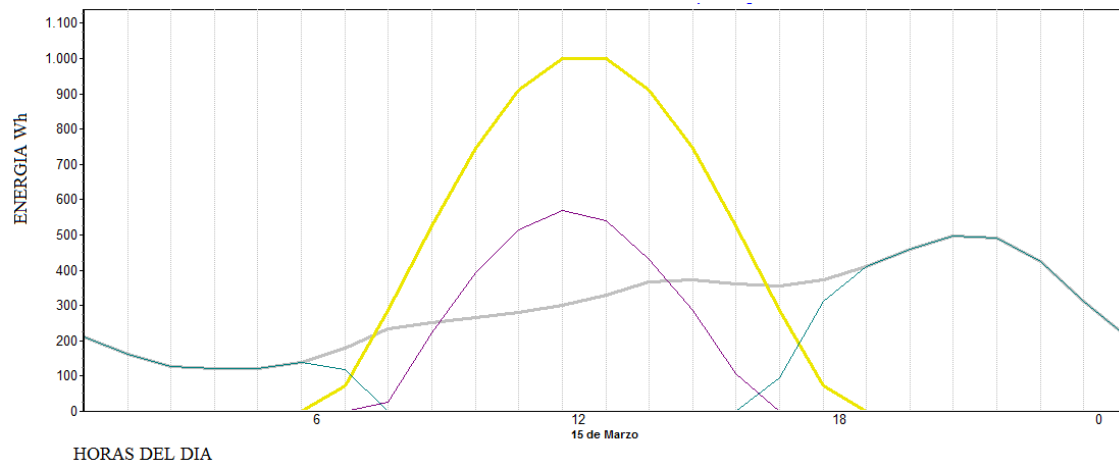
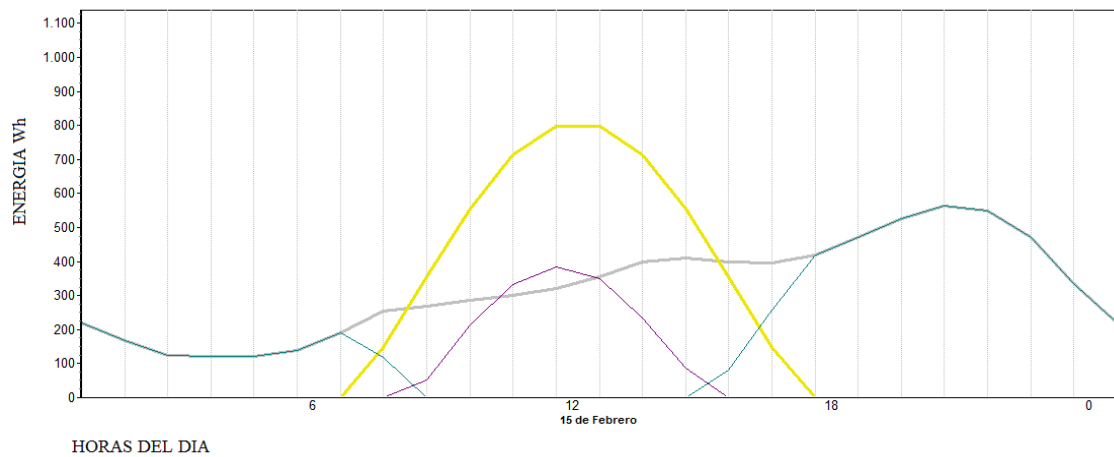
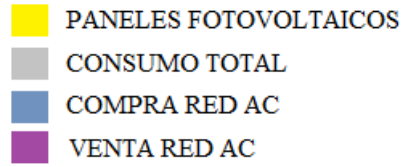
Páginas web:

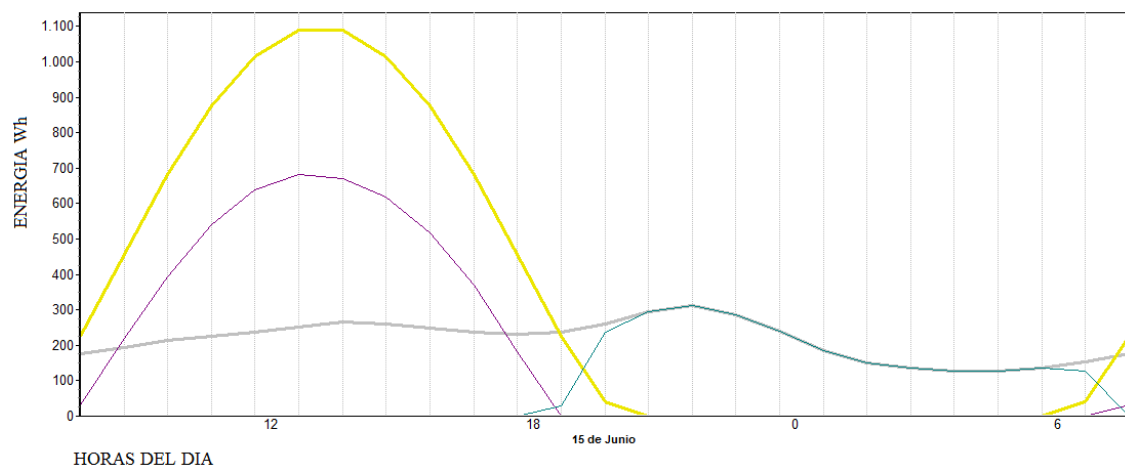
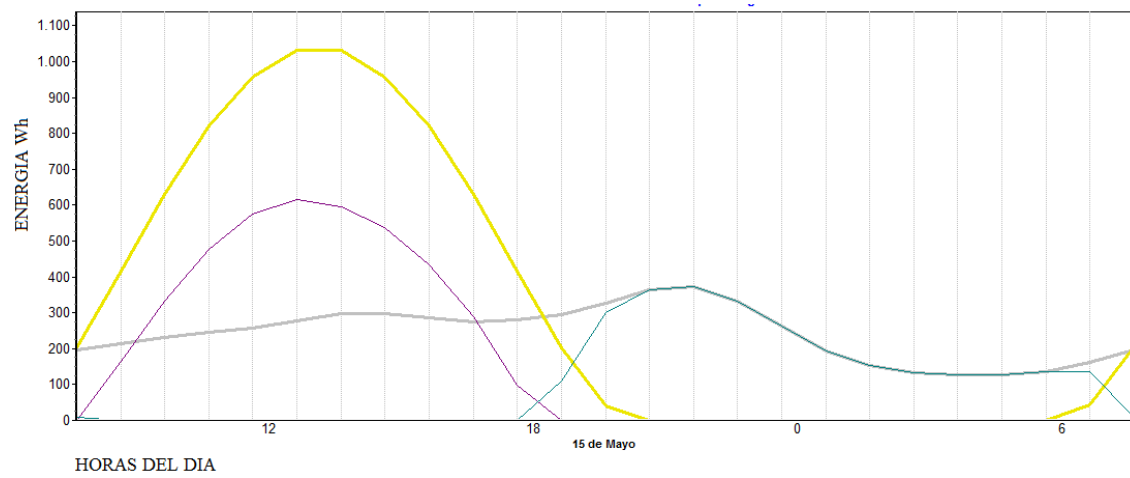
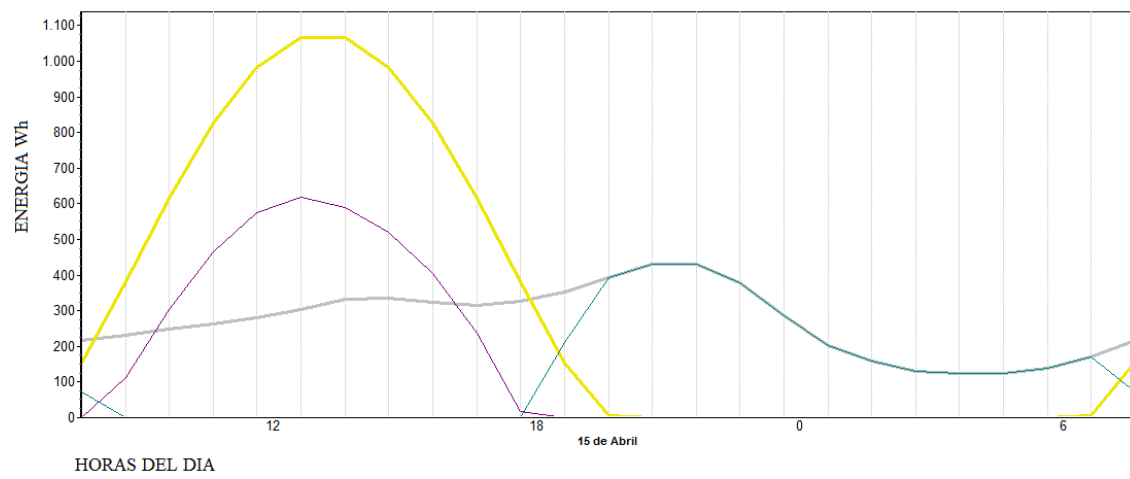
- www.boe.es
- www.cne.es
- www.idae.es
- www.minetur.gob.es
- www.sciencedirect.com
- www.solarweb.net

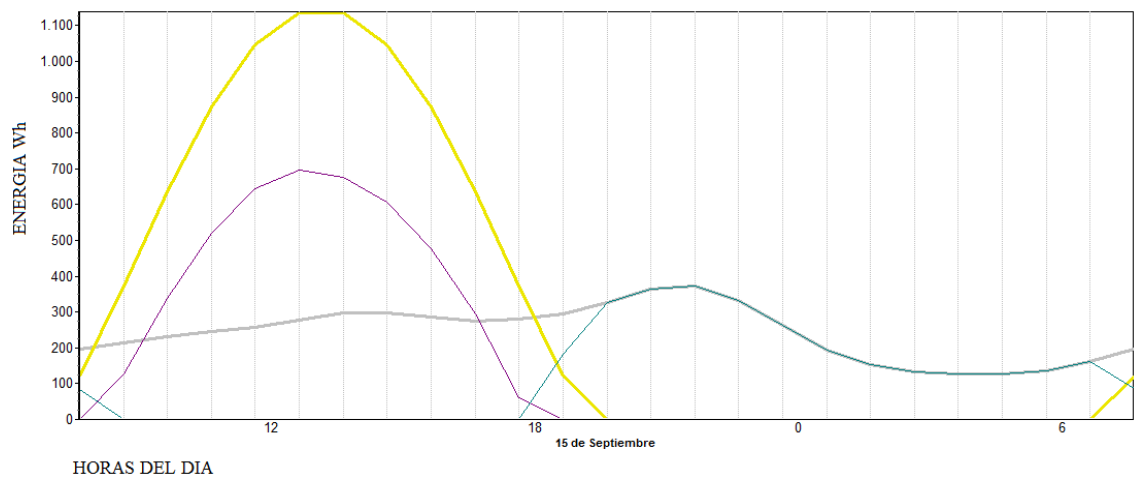
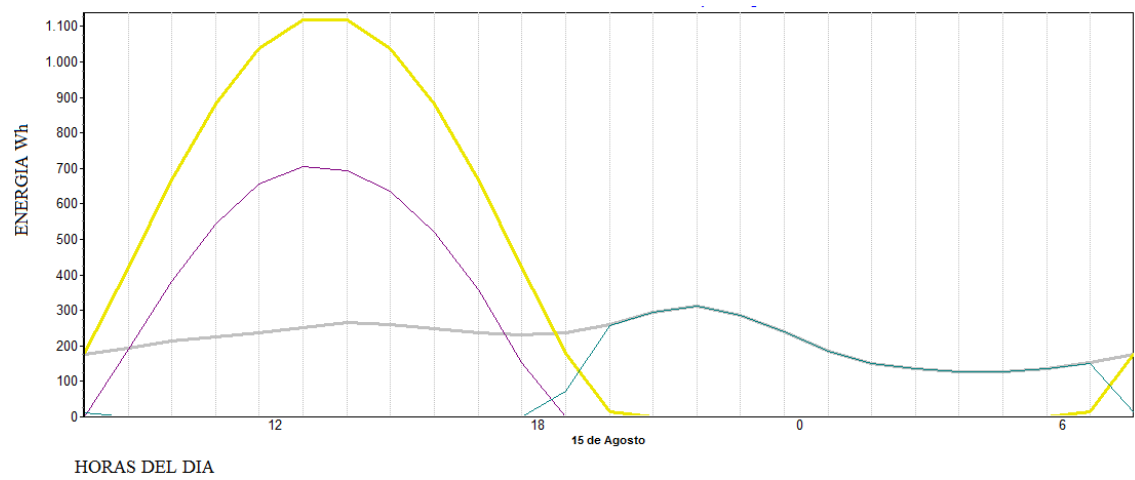
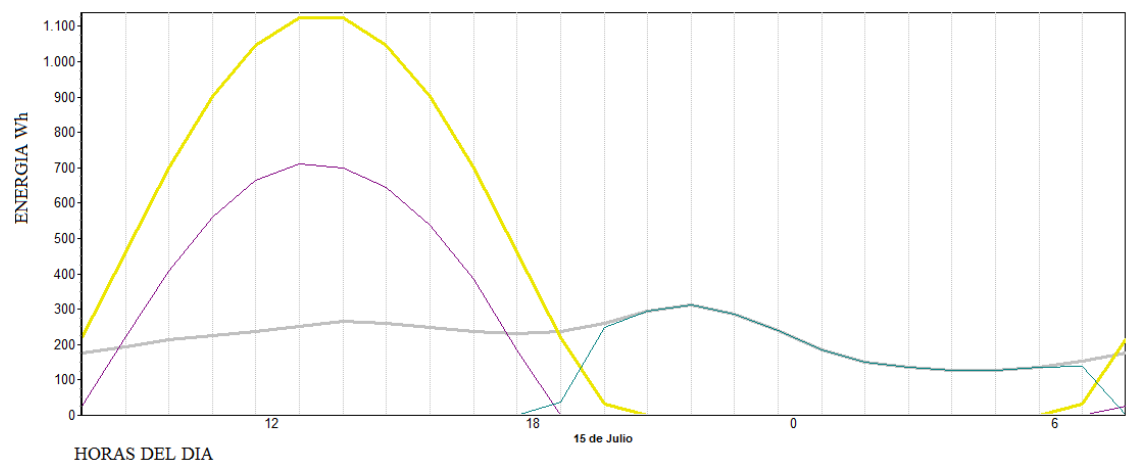
Anexos

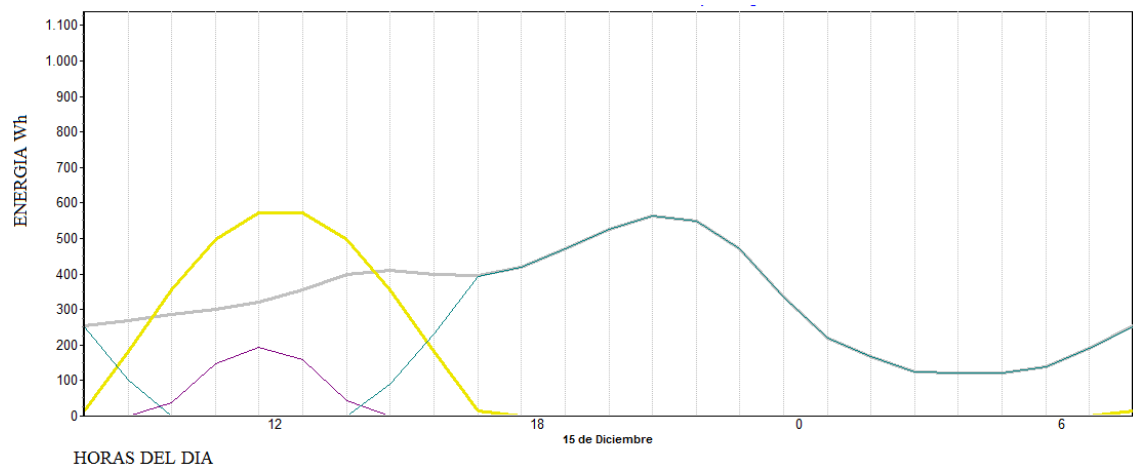
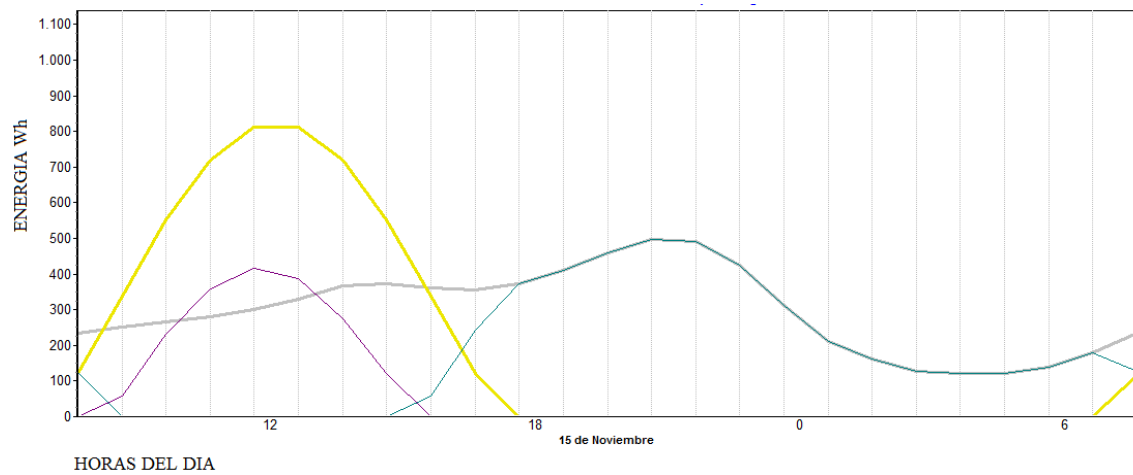
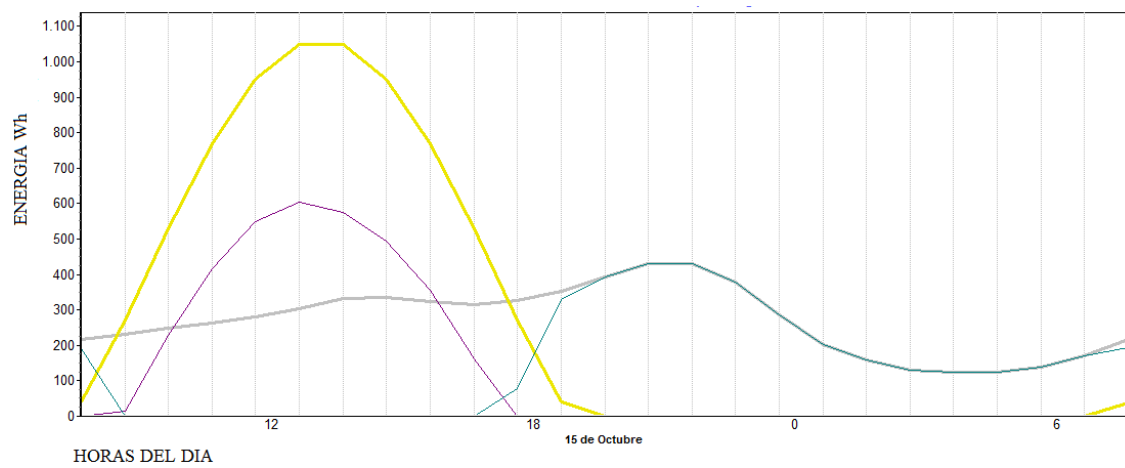
1 Curvas horarias representativas de un día de cada mes. Simulación iHoga

Leyenda de las curvas de energía:









FLUJOS DE CAJA DE COSTES E INGRESOS:

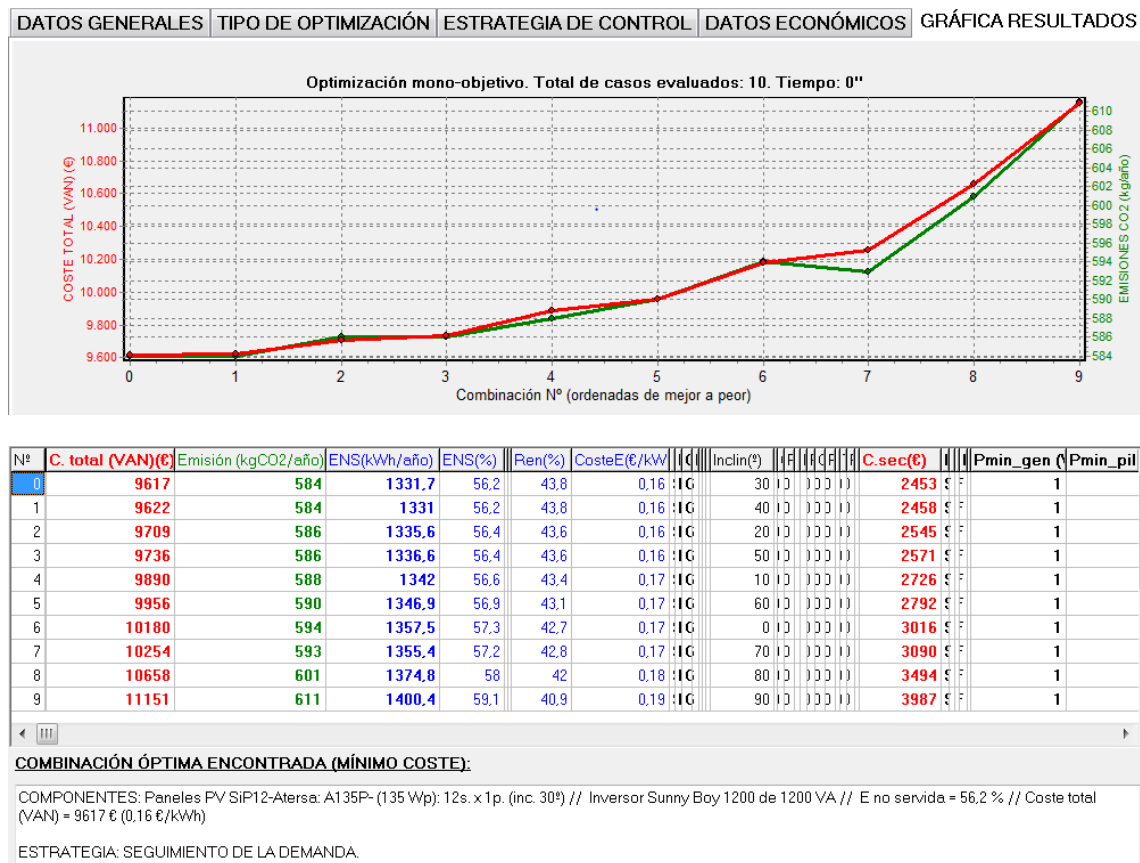
Coste inicial de la inversión: 3477.3 (Incluidos costes de instalación de 362.3 (1), Préstamo del 0 %

Todos los valores en l. Costes positivos, Ingresos negativos, Cada componente tiene flujos de caja correspondientes al coste de adquisición

AÑO	Costes Gen. Fotov.			Costes Inversor			Costes Compra E, red (Ingresos Venta E, red) (Ingresos)						Costes Financiación			TOTAL (Costes-Ingresos)		VAN ACUMULADO SÓLO RED	COSTE ANUAL ACTUALIZADO CASO SÓLO RED	VAN ACUMULADO	AMORTIZACION
	caja año	VAN	caja año	VAN	caja año	VAN	caja año	VAN	caja año	VAN	caja año	VAN	caja año	VAN	caja año	VAN					
0	2040	2040	0	0	1075	1075	0	0	0	0	3477.3	3477.3	3477.3	3477.3	0.00	0.00	0.00				
1	0	0	61.6	53.2	0	0	264.3	254.2	-113.3	-108.3	0	0	212.7	204.5	0	566.03	566.03	AÚN NO			
2	0	0	62.8	58.1	0	0	272.3	251.7	-116.7	-107.9	0	0	218.4	201.9	0	560.58	1126.61	AÚN NO			
3	0	0	64.1	57	0	0	280.4	249.3	-120.2	-106.8	0	0	224.5	199.4	0	555.19	1681.80	AÚN NO			
4	0	0	65.4	55.9	0	0	287.5	246.9	-123.8	-105.8	0	0	230.4	197	0	549.85	2231.65	AÚN NO			
5	0	0	66.7	54.8	0	0	291.5	244.5	-127.5	-104.8	0	0	236.7	194.5	0	544.57	2776.22	AÚN NO			
6	0	0	68	53.8	0	0	306.4	242.2	-131.3	-103.8	0	0	243	192.1	0	539.33	3315.55	AÚN NO			
7	0	0	69.4	52.7	0	0	315.6	239.9	-135.3	-102.8	0	0	249.7	189.8	0	534.14	3849.70	AÚN NO			
8	0	0	70.8	51.7	0	0	325.1	237.6	-139.3	-101.8	0	0	256.5	187.5	0	529.01	4378.71	AÚN NO			
9	0	0	72.2	50.7	0	0	334.9	235.3	-143.5	-100.8	0	0	263.8	185.2	0	523.32	4902.63	AÚN NO			
10	0	0	73.6	49.7	1310.4	885.3	344.9	233	-147.8	-99.9	0	0	1581	1068.2	0	518.88	5421.51	AÚN NO			
11	0	0	75.1	48.8	0	0	355.2	230.6	-152.3	-98.9	0	0	276	100.6	0	513.90	5935.41	AÚN NO			
12	0	0	76.6	47.8	0	0	365.9	228.5	-156.8	-97.9	0	0	285.7	178.4	0	508.95	6444.36	AÚN NO			
13	0	0	78.1	46.9	0	0	376.9	226.3	-161.5	-97	0	0	293.5	176.3	0	504.06	6948.42	YA AMORTIZADO			
14	0	0	79.7	46	0	0	388.2	224.2	-166.4	-96.1	0	0	301.8	174.1	0	499.21	7447.64	YA AMORTIZADO			
15	0	0	81.3	45.1	0	0	399.8	222	-171.4	-95.1	0	0	309.8	172	0	494.41	7942.05	YA AMORTIZADO			
16	0	0	82.9	44.3	0	0	411.6	219.9	-176.5	-94.2	0	0	318.2	169.9	0	489.66	8431.71	YA AMORTIZADO			
17	0	0	84.6	43.4	0	0	424.2	217.8	-181.8	-93.3	0	0	327	167.9	0	484.95	8916.66	YA AMORTIZADO			
18	0	0	86.3	42.6	0	0	436.9	215.7	-187.2	-92.4	0	0	335.5	165.8	0	480.29	9396.95	YA AMORTIZADO			
19	0	0	88	41.8	0	0	450	213.6	-192.9	-91.5	0	0	345	163.8	0	475.67	9872.62	YA AMORTIZADO			
20	0	0	89.8	41	1537.4	729	463.5	211.5	-198.7	-90.7	0	0	1952	890.9	0	471.00	10343.71	YA AMORTIZADO			
21	0	0	91.5	40.2	0	0	477.4	209.5	-204.0	-90.0	0	0	304.4	159.9	0	466.97	10810.60	YA AMORTIZADO			
22	0	0	93.4	39.4	0	0	491.7	207.5	-210.8	-88.9	0	0	374.4	158	0	462.08	11272.36	YA AMORTIZADO			
23	0	0	95.2	38.6	0	0	506.5	205.5	-217.1	-88.1	0	0	384.7	156.1	0	457.64	11730.00	YA AMORTIZADO			
24	0	0	97.1	37.9	0	0	521.7	203.5	-223.6	-87.2	0	0	395.3	154.2	0	453.24	12183.23	YA AMORTIZADO			
25	0	0	99.1	37.2	-8818	-330.8	537.3	201.6	-230.3	-86.4	0	0	-475.7	-178.4	0	448.88	12632.11	YA AMORTIZADO			
TOTAL	Costes Gen. Fotov.	2040			Costes Inversor	2358.5			Costes Compra E, red (Ingresos Venta E, red) (Ingresos)	-24311			Costes Financiación	3477.3			12.632.11				

3 Simulaciones varias

Simulación tipo primer borrador



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 2369 kWh/año. Cubierta por ren.43,8%

Energía No Servida: 1331,7 kWh/año (56,21 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 1370 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 2516 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 0 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 0 kWh/año

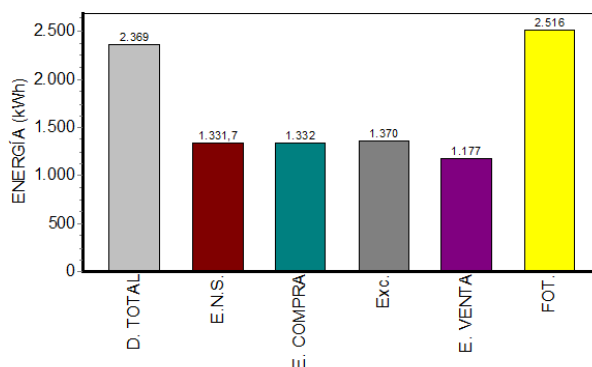
Vida de las baterías: 12 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 1177 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 1332 kWh/año

Emisiones totales de CO2 : 584 kg CO2/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año //// IDH: 0,5706. Empleos creados durante vida sistema: 0,0584



Simulación tipo 1 CNC

CARGAS AC (W)	CARGAS DC (W)	CONSUMO H2 (kg)	CONSUMO AGUA DE DEPÓSITO (PREVIAM. BOMBEADA)	COMPRA / VENTA E
<input checked="" type="checkbox"/> Comprar a red AC la E No Servida por el sistema autónomo				
<input checked="" type="checkbox"/> Precio coste E fijo (€/kWh) 0,07723 <input type="button" value="Precio horario"/>				
Inflación anual (%): 3 Emisión (kgCO2/kWh): 0,4				
Pmax (kW): 5 Coste término Potencia (€/año): 35,65				
Precio Peaje Acceso (€/kWh):				
<input checked="" type="checkbox"/> Precio p. acceso fijo (€/kWh) 0,053255 <input type="button" value="Precio horario"/>				
Precio Peaje Respaldo (aplicación en España) (€/kWh):				
<input checked="" type="checkbox"/> Precio p. respaldo fijo (€/kWh) 0 <input type="button" value="Precio horario"/>				
(Este coste del peaje de Respaldo se sumará al de la E comprada)				
Impuestos totales sobre costes electricidad (% 27,18)				
<input checked="" type="checkbox"/> Vender E sobrante (en exceso) a la red AC.				
<input checked="" type="checkbox"/> Precio venta E fijo (€/kWh) 0,050215 <input type="button" value="Precio horario"/>				
<input type="checkbox"/> Pr. venta = pr. compra x 1				
Inflación anual (%): 3				
Potencia máxima (kW): 5				
Precio Peaje Cesión E a la Red (€/kWh):				
<input checked="" type="checkbox"/> Precio p. cesión fijo (€/kWh) 0,000535 <input type="button" value="Precio horario"/>				
Autoconsumo y Balance Neto:				
Balance Neto Coste Anual				
<input type="checkbox"/> Vender H2 sobrante en tanque (se vende la diferencia entre el H2 en el tanque al final del año y al principio)				
Precio (€/kg) 10 Inflación anual (%): 3				
Datos para comparar con la alimentación solo mediante RED convencional AC:				
Coste total instalación RED AC: 3000 €				
Coste mantenimiento anual: 100 €				

Nº	C. total (VAN)(€)	Emisión (kgCO2/año)	ENS(kWh/año)	ENS(%)	Ren(%)	CosteE(€/kW)	Simular	Informe	d	Inclin(°)	h
0	10485	584	1331,7	56,2	43,8	0,18	SIMULAR...	INFORME...	G	30	↕
1	10488	584	1331	56,2	43,8	0,18	SIMULAR...	INFORME...	G	40	↕
2	10549	586	1335,6	56,4	43,6	0,18	SIMULAR...	INFORME...	G	20	↕
3	10568	586	1336,6	56,4	43,6	0,18	SIMULAR...	INFORME...	G	50	↕
4	10674	588	1342	56,6	43,4	0,18	SIMULAR...	INFORME...	G	10	↕
5	10723	590	1346,9	56,9	43,1	0,18	SIMULAR...	INFORME...	G	60	↕
6	10881	594	1357,5	57,3	42,7	0,18	SIMULAR...	INFORME...	G	0	↕
7	10926	593	1355,4	57,2	42,8	0,18	SIMULAR...	INFORME...	G	70	↕
8	11211	601	1374,8	58	42	0,19	SIMULAR...	INFORME...	G	80	↕
9	11561	611	1400,4	59,1	40,9	0,2	SIMULAR...	INFORME...	G	90	↕

COMBINACIÓN ÓPTIMA ENCONTRADA (MÍNIMO COSTE):

COMPONENTES: Paneles PV SiP12-Atersa: A135P- (135 Wp): 12s. x 1p. (inc. 30°) // Inversor Sunny Boy 1200 de 1200 VA // E no servida = 56,2 % // Coste total (VAN) = 10485 € (0,18 €/kWh)

ESTRATEGIA: SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA.

BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 2369 kWh/año. Cubierta por ren.43,8%

Energía No Servida: 1331,7 kWh/año (56,21 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 1370 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 2516 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 0 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 0 kWh/año

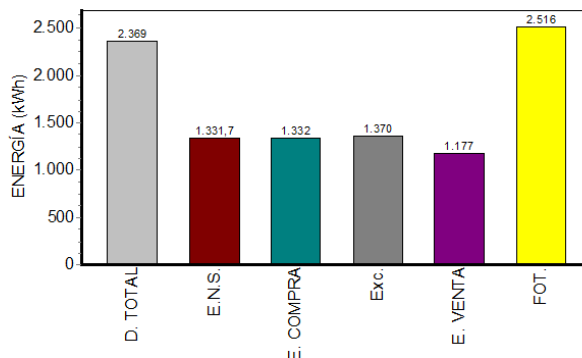
Vida de las baterías: 12 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 1177 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 1332 kWh/año

Emissiones totales de CO2 : 584 kg CO2/año; Emissiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año //// IDH: 0,5706. Empleos creados durante vida sistema: 0,0584



Simulación tipo segundo borrador

CARGAS AC (W)	CARGAS DC (W)	CONSUMO H2 (kg)	CONSUMO AGUA DE DEPÓSITO (PREVIAM. BOMBEADA)	COMPRA / VENTA E
<input checked="" type="checkbox"/> Comprar a red AC la E No Servida por el sistema autónomo				
<input checked="" type="checkbox"/> Precio coste E fijo (€/kWh) 0,07723 <input type="button" value="Precio horario"/>				
Inflación anual (%): 3	Emisión (kgCO2/kWh): 0,4			
Pmax (kW): 5	Coste término Potencia (€/año): 35,65			
Precio Peaje Acceso (€/kWh): <input checked="" type="checkbox"/> Precio p. acceso fijo (€/kWh) 0,053255 <input type="button" value="Precio horario"/>				
Precio Peaje Respaldo (aplicación en España) (€/kWh): <input checked="" type="checkbox"/> Precio p. respaldo fijo (€/kWh) 0,067568 <input type="button" value="Precio horario"/>				
(Este coste del peaje de Respaldo se sumará al de la E comprada)				
<input checked="" type="checkbox"/> Vender E sobrante (en exceso) a la red AC.				
<input checked="" type="checkbox"/> Precio venta E fijo (€/kWh) 0 <input type="button" value="Precio horario"/>				
<input type="checkbox"/> Pr. venta = pr. compra x 1				
Inflación anual (%): 3				
Potencia máxima (kW): 5				
Precio Peaje Cesión E a la Red (€/kWh): <input checked="" type="checkbox"/> Precio p. cesión fijo (€/kWh) 0 <input type="button" value="Precio horario"/>				
Autoconsumo y Balance Neto: Sin Balance Neto				
<input type="checkbox"/> Vender H2 sobrante en tanque (se vende la diferencia entre el H2 en el tanque al final del año y al principio)				
Precio (€/kg) 10 Inflación anual (%): 3				
Datos para comparar con la alimentación solo mediante RED convencional AC: Coste total instalación RED AC: 3000 € Coste mantenimiento anual: 100 €				
Impuestos totales sobre costes electricidad (% 27,18)				
Impuestos totales sobre ingresos venta electricidad (% 21)				

Nº	C. total (VAN)(€)	Emisión (kgCO2/año)	ENS(kWh/año)	ENS(%)	Ren(%)	CosteE(€/kW)	Simular	Informe	d	Inclin(°)	F
0	14058	584	1331	56,2	43,8	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	40	10
1	14059	584	1331,7	56,2	43,8	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	30	10
2	14063	586	1335,6	56,4	43,6	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	20	10
3	14067	586	1336,6	56,4	43,6	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	50	10
4	14077	588	1342	56,6	43,4	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	10	10
5	14087	590	1346,9	56,9	43,1	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	60	10
6	14104	593	1355,4	57,2	42,8	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	70	10
7	14107	594	1357,5	57,3	42,7	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	0	10
8	14143	601	1374,8	58	42	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	80	10
9	14196	611	1400,4	59,1	40,9	0,24	SIMULAR...	INFORME...	G	90	10

COMBINACIÓN ÓPTIMA ENCONTRADA (MÍNIMO COSTE):

COMPONENTES: Paneles PV SIP12-Atersa: A135P- (135 Wp): 12s. x 1p. (inc. 40°) // Inversor Sunny Boy 1200 de 1200 VA // E no servida = 56,2 % // Coste total (VAN) = 14058 € (0,24€/kWh)

ESTRATEGIA: SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA.

BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 2369 kWh/año. Cubierta por ren.43,8%

Energía No Servida: 1331 kWh/año (56,18 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 1365 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 2512 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 0 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 0 kWh/año

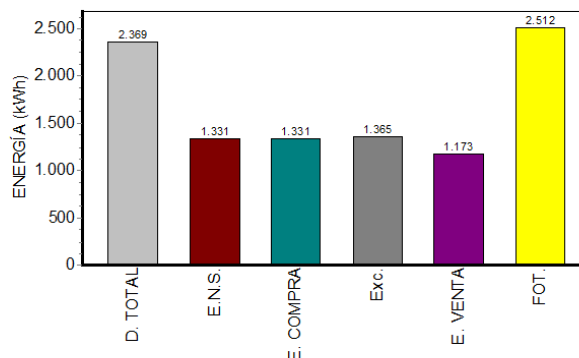
Vida de las baterías: 12 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 1173 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 1331 kWh/año

Emisiones totales de CO2 : 584 kg CO2/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año //// IDH: 0,5706. Empleos creados durante vida sistema: 0,0583



Simulación tipo 2 CNC

CARGAS AC (W)	CARGAS DC (W)	CONSUMO H2 (kg)	CONSUMO AGUA DE DEPÓSITO (PREVIAM. BOMBEADA)	COMPRA / VENTA E
<input checked="" type="checkbox"/> Comprar a red AC la E No Servida por el sistema autónomo				
<input checked="" type="checkbox"/> Precio coste E fijo (€/kWh) 0,07723 <input type="button" value="Precio horario"/>				
Inflación anual (%): 3	Emisión (kgCO2/kWh): 0,4			
Pmax (kW): 5	Coste término Potencia (€/año): 35,65			
Precio Peaje Acceso (€/kWh): <input checked="" type="checkbox"/> Precio p. acceso fijo (€/kWh) 0,053255 <input type="button" value="Precio horario"/>				
Precio Peaje Respaldo (aplicación en España) (€/kWh): <input checked="" type="checkbox"/> Precio p. respaldo fijo (€/kWh) 0 <input type="button" value="Precio horario"/>				
(Este coste del peaje de Respaldo se sumará al de la E comprada)				
Impuestos totales sobre costes electricidad (% 27,18)				
<input type="checkbox"/> Vender E sobrante (en exceso) a la red AC.				
<input checked="" type="checkbox"/> Precio venta E fijo (€/kWh) 0 <input type="button" value="Precio horario"/>				
<input type="checkbox"/> Pr. venta = pr. compra x 1				
Inflación anual (%): 3				
Potencia máxima (kW): 5				
Precio Peaje Cesión E a la Red (€/kWh): <input checked="" type="checkbox"/> Precio p. cesión fijo (€/kWh) 0 <input type="button" value="Precio horario"/>				
Autoconsumo y Balance Neto:				
Sin Balance Neto				
<input type="checkbox"/> Vender H2 sobrante en tanque (se vende la diferencia entre el H2 en el tanque al final del año y al principio)				
Precio (€/kg) Inflación anual (%): 10 3				
Datos para comparar con la alimentación solo mediante RED convencional AC: Coste total instalación RED AC: 3000 € Coste mantenimiento anual: 100 €				

Resultados 2 CNC

Nº	C. total (VAN)(€)	Emisión (kgCO2/año)	ENS(kWh/año)	ENS(%)	Ren(%)	CosteE(€/kW)	Simular	Informe	d	Inclin(°)	F
0	12046	584	1331	56,2	43,8	0,2	SIMULAR...	INFORME...	G	40	10
1	12048	584	1331,7	56,2	43,8	0,2	SIMULAR...	INFORME...	G	30	10
2	12063	586	1335,6	56,4	43,6	0,2	SIMULAR...	INFORME...	G	20	10
3	12066	586	1336,6	56,4	43,6	0,2	SIMULAR...	INFORME...	G	50	10
4	12086	588	1342	56,6	43,4	0,2	SIMULAR...	INFORME...	G	10	10
5	12104	590	1346,9	56,9	43,1	0,2	SIMULAR...	INFORME...	G	60	10
6	12135	593	1355,4	57,2	42,8	0,2	SIMULAR...	INFORME...	G	70	10
7	12143	594	1357,5	57,3	42,7	0,2	SIMULAR...	INFORME...	G	0	10
8	12206	601	1374,8	58	42	0,21	SIMULAR...	INFORME...	G	80	10
9	12300	611	1400,4	59,1	40,9	0,21	SIMULAR...	INFORME...	G	90	10

COMBINACIÓN ÓPTIMA ENCONTRADA (MÍNIMO COSTE):

COMPONENTES: Paneles PV SIP12-Atersa: A135P- (135 Wp): 12s. x 1p. (inc. 40°) // Inversor Sunny Boy 1200 de 1200 VA // E no servida = 56,2 % // Coste total (VAN) = 12046 € (0,2 €/kWh)

ESTRATEGIA: SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA.

BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 2369 kWh/año. Cubierta por ren.43,8%

Energía No Servida: 1331 kWh/año (56,18 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 1365 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 2512 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 0 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 0 kWh/año

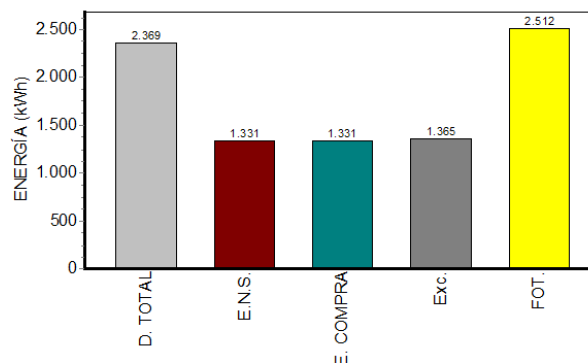
Vida de las baterías: 12 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 1331 kWh/año

Emissiones totales de CO2 : 584 kg CO2/año; Emissiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año //// IDH: 0,5706. Empleos creados durante vida sistema: 0,0583





➔ Módulo fotovoltaico A-140P / A-150P



10
años de
garantía

+30
años en
el sector

Los módulos de ATERSA están diseñados y contruidos teniendo presente su larga vida útil. Por este motivo ATERSA cuida de forma especial la elección de todos y cada uno de los componentes que incorporan, haciéndoles pasar por múltiples y rigurosos controles de calidad, tanto antes, como en la propia producción, para garantizar una altísima eficiencia y durabilidad.

Los más de 30 años que llevamos en el sector, nos hace acumular una experiencia que volcamos en todos los productos que fabricamos.

Así mismo, la instalación de los módulos se facilita mediante el uso de diferentes sistemas diseñados por ATERSA, que nos diferencian claramente de los productos estándar del mercado.

CERTIFICADOS



ISO 9001, 14001
IEC 61215 (Ed.2)
IEC 61730 (Ed.1)
UL, MCS, ICIM

RECICLABLE



Cuidado del
medioambiente.
Módulos reciclables,
Adheridos a PV Cycle.

LARGA DURACIÓN



Garantizada la Potencia
de salida: 25 años.
*10 años, libre de
defectos de fabricación.

SERVICIO



Servicio Integral.
Asesoramiento técnico,
servicio postventa,
mantenimiento,
reparaciones.

SISTEMA HOOK™



Montaje rápido
y sencillo.
Sistema de
Fijación Hook™.
Mínimo mantenimiento.

ROBUSTEZ



Cristal templado con alto
nivel de transmisividad de
3,2mm de espesor. Robusto
marco. Caja de conexiones
QUAD IP54.

FIABILIDAD



Excelente respuesta
en condiciones de baja
luminosidad.
Garantizada por su
tecnología cristalina.

RESISTENCIA



Resistencia a cargas
de viento de 2400 Pa y
hasta 5400 Pa de nieve.

Para una información más detallada
de los términos de la garantía,
consulta: www.atersa.com

Características eléctricas (STC: 1kW/m², 25°C±2°C y AM 1,5)*

	A-140P	A-150P
Potencia Nominal (40%)	140 W	150 W
Eficiencia del módulo	14,39%	15,42%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	7,98 A	8,41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	17,54 V	17,84 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,42 A	8,69 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	22,30 V	22,60 V

Parámetros térmicos

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% / °C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% / °C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% / °C

Características físicas

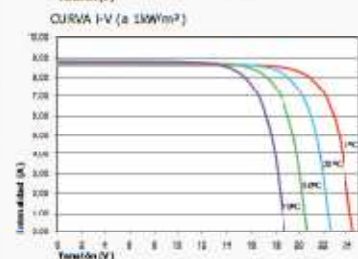
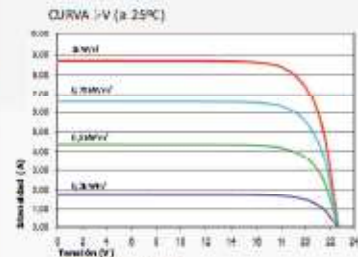
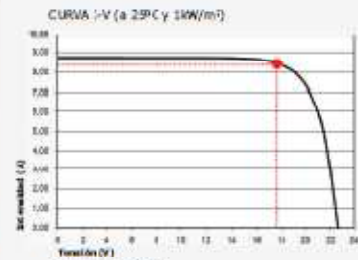
Dimensiones (mm ± 2mm)	1476x659x35
Peso (kg)	11,9
Área (m ²)	0,97
Tipo de célula	Policristalina 156x156mm (6 pulgadas)
Células en serie	36 (4x9)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65
Cables	-
Conectores	-

Rango de funcionamiento

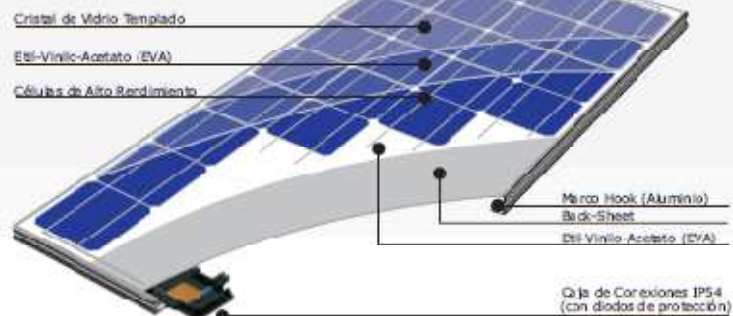
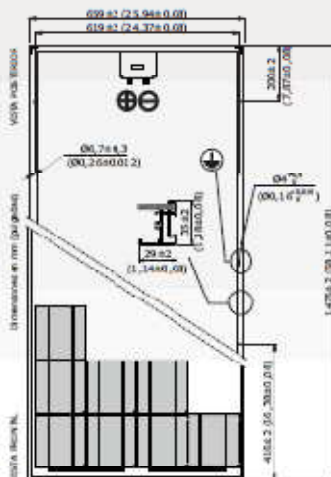
Temperatura	-40 °C a +85 °C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento	2400 Pa (130 km/h)
Carga Máxima Nieve	5400 Pa (551 kg/m ²)

* Especificaciones eléctricas medidas en STC, NOCT: 47±2°C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Imp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Curvas modelo A-150P



* Max. Corriente Inversa (RI): 15,1A.



VISTA GENERAL CONSTRUCCIÓN PANEL

NOTA: los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

www.atersa.com • atersa@elecnor.com

Madrid 915 178 452 • Valencia 902 545 111 • Italia +39 039 226 24 82 • Alemania +49 151 153 988 44

Revisado: 14/02/12
Ref.: MG-6P (1) 4x9-W

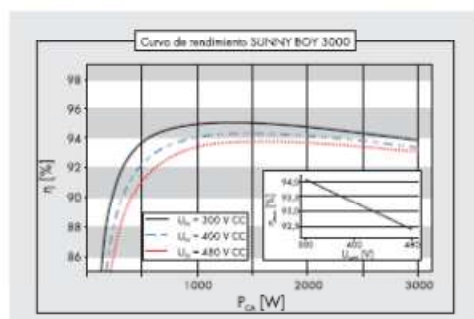


SUNNY BOY 1200 / 1700 / 2500 / 3000

Tecnología probada para inversiones seguras

Aplicables de forma universal: gracias a su separación galvánica, los inversores Sunny Boy 1200, 1700, 2500 y 3000 se usan en diferentes redes de CA. Además, estos equipos son adecuados para una sencilla toma a tierra del generador. Su seccionador de carga de CC ESS integrado facilita la instalación y reduce al mismo tiempo los costes de montaje. Equipados con el sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) OptiTrac, encuentran siempre el punto de trabajo óptimo, incluso cuando las condiciones meteorológicas son cambiantes. Así, convierten de forma fiable la energía solar en rendimientos solares.

Datos técnicos	Sunny Boy 1200	Sunny Boy 1700	Sunny Boy 2500	Sunny Boy 3000
Entrada (CC)				
Potencia máxima de CC (con cos φ=1)	1320 W	1850 W	2700 W	3200 W
Tensión máx. de CC	400 V	400 V	600 V	600 V
Rango de tensión MPP	100 V - 320 V	147 V - 320 V	224 V - 480 V	268 V - 480 V
Tensión nominal de CC	120 V	180 V	300 V	350 V
Tensión de CC mín. / tensión inicial	100 V / 120 V	139 V / 180 V	224 V / 300 V	268 V / 330 V
Corriente máx. de entrada / por String	12,6 A / 12,6 A	12,6 A / 12,6 A	12 A / 12 A	12 A / 12 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPP) / String por seguidor del punto de máxima potencia (MPP)	1 / 2	1 / 2	1 / 3	1 / 3
Salida (CA)				
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	1200 W	1550 W	2300 W	2750 W
Potencia aparente de CA máxima	1200 VA	1700 VA	2300 VA	3000 VA
Tensión nominal de CA; rango	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA; rango	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz
Corriente máx. de salida	Δ1 A	8,6 A	12,5 A	15 A
Factor de potencia (cos φ)	1	1	1	1
Fases de inyección / fases de conexión	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Rendimiento				
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	92,1 % / 90,9 %	93,5 % / 91,8 %	94,1 % / 93,2 %	95,0 % / 93,6 %
Dispositivos de protección				
Protección contra polarización inversa (CIC)	●	●	●	●
Seccionador de carga de CC ESS	●	●	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●	●	●
Monitorización de cortocircuito a tierra	●	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Con separación galvánica / unidad de monitorización de corriente de fallo sensible a la corriente inversa	●/-	●/-	●/-	●/-
Clase de protección / categoría de sobretensión	I / III	I / III	I / III	I / III
Datos generales				
Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214
Peso	23 kg	25 kg	28 kg	32 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emissiones de ruido (típicas)	≤ 41 dB(A)	≤ 46 dB(A)	≤ 33 dB(A)	≤ 30 dB(A)
Consumo característico nocturno	< 0,1 W	< 0,1 W	< 0,25 W	< 0,25 W
Topología	Transformador de baja frecuencia	Transformador de baja frecuencia	Transformador de baja frecuencia	Transformador de baja frecuencia
Sistema de refrigeración	Convección	Convección	Convección	Convección
Tipo de protección eléctrica / línea de conexión (según CEI 60326)	IP55 / IP65	IP55 / IP65	IP55 / IP65	IP55 / IP65
Clase climática (según CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
Características				
Conexión de CC SUNCLIX	●	●	●	●
Conexión de CA: terminal de montaje / conexión / terminal de montaje	- / ● / -	- / ● / -	- / ● / -	- / ● / -
Display: línea de texto / gráfico	● / -	● / -	● / -	● / -
Interfaz: RS485 / Modbus®	o / o	o / o	o / o	o / o
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE 0126-1-1, UTE C 15-712-1*, DK 5940**, RD 1663, GB3/1-1, CER/06/190 (sólo SB 1700), PPC, AS4777, EN 50438***, C10/C11, PP05, IEEE 929		CE, VDE 0126-1-1, DK 5940**, RD 1663, GB3/1-1, CER/06/190, PPC, AS4777, EN 50438***, C10/C11, PP05	
* Bajo petición ** Sólo válido para la versión II *** No se aplica a todas las desviaciones nacionales de la norma EN 50438				
● De serie ○ Opcional — No disponible Datos en condiciones nominales				
Modelo comercial	SB 1200	SB 1700	SB 2500	SB 3000



Accesorios



Kit de toma a tierra "positivo" ESHVPHR



Kit de toma a tierra "negativo" ESHVPHR



Kit de toma a tierra "positivo" ESHVPHR



Kit de toma a tierra "negativo" ESHVPHR