

Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Viabilidad del almacenamiento energético en
instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo

Autor: José Manuel Guisado Falante.

Tutor: Isidoro Lillo Bravo.

Dep. Ingeniería Energética. Grupo de energías
Renovables.
Escuela Técnica Superior de Ingeniería.
Universidad de Sevilla.

Sevilla, 2016



Viabilidad del almacenamiento energético en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Autor:

José Manuel Guisado Falante

Tutor:

Dr. Isidoro Lillo Bravo

Dep. de Ingeniería Energética.
Grupo de Energías Renovables
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo Fin de Grado: Viabilidad del almacenamiento energético en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Autor: José Manuel Guisado Falante

Autor: Profesor Dr. Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El secretario tribunal

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos

Quisiera expresar mi agradecimiento al profesor Dr. Isidoro Lillo Bravo por guiarme a lo largo de todo el grado y no solo en el proyecto con sus conocimientos y experiencias y en general a todo el grupo de termodinámica así como a otros profesores como el Dr. Enrique Drake Moyano que me ayudo bastante, posiblemente cuando más falta me hacía.

Mil gracias.

José Manuel Guisado Falante.

Sevilla, 2016.

RESUMEN

La finalidad y motivación de este proyecto es estudiar la viabilidad económica de las distintas alternativas que se disponen hoy día para el uso de la energía producida en un sistema fotovoltaico de un potencia instalada menor de 10 kWp, con la tecnología que se posee, basándome en los estudios de grado obtenidos.

El proyecto consiste en el estudio de tarifas y precios de mercado, así como de su implementación en instalaciones fotovoltaicas tipo para poder obtener una idea global de los beneficios obtenidos, estudiando para ello toda la casuística posible existente entre tecnología y tarifas.

Agradecimientos	7
Resumen	8
Índice	9
Tabla de contenidos	11
i) Tablas	12
ii) Graficas	12
iii) Figuras	12
1 Introducción	16
2 Objeto	17
3 Análisis bibliográfico	18
3.1 Fundamentos de una instalación fotovoltaica	18
3.1.1 Elementos de una instalación fotovoltaica	18
3.1.2 Generador fotovoltaico	18
3.1.3 Regulador de tensión	19
3.1.4 Inversor	20
3.1.5 Equipos de consumo	20
3.2 Clasificación de las diferentes tecnologías	20
3.2.1 Instalaciones aisladas	21

3.2.2	Instalaciones conectadas a la red	21
3.3	Tecnología células fotovoltaicas	21
3.3.1	Clasificación de las diferentes tecnologías	22
3.3.2	Capas delgadas	28
3.3.2.1	<i>Silicio amorfo (a-Si) e híbridos (a-Si/μc-Si y a-Si(3x))</i>	30
3.3.2.2	Teluro de cadmio (CdTe)	32
3.3.2.3	<i>Diseleniuro de cobre e indio (CIS) y Diseleniuro de cobre, indio y galio (CIGS)</i>	33
3.4	Situación legislativa del sector eléctrico fotovoltaico	34
3.4.1	Tipos de consumidores	34
3.4.2	Definiciones asociadas a autoconsumo	36
3.4.3	Requisitos y medida de gestión de la energía	37
3.5	Evaluación económica	39
3.5.1	Concepto de paridad	39
3.5.2	Concepto de paridad de generación	42
3.5.3	Costes computados a una instalación fotovoltaica	44
3.5.4	Modelo matemático para la evaluación de los costes	46
3.5.4.1	LCOE	46
3.5.4.2	VAN	48
3.5.4.3	Payback	49
4	Estudio de sistemas de almacenamiento	49
4.1	Parámetros que definen un sistema de almacenamiento	50
4.2	Tipología de los sistemas de almacenamiento	51
4.2.1	Sistemas de almacenamiento mecánico	51
4.2.2	Sistemas electromagnéticos	52

4.2.3	Energía química	52
4.2.4	Energía térmica	56
5	Implementación	58
5.1	Datos de radiación solar y temperatura ambiente	58
5.2	Tarifas y su evolución temporal	61
5.2.1	Evolución precios energía eléctrica	63
5.2.1.1	Evolución precios tarifa general y tarifa dos periodos	63
5.2.2	Evolución horaria de los precios	66
5.2.3	Análisis del precio de la energía eléctrica por trimestre	67
5.3	Estimación del ahorro energético	71
5.4	Modelo matemático general	74
5.5	Selección del sistema de almacenamiento	77
5.5.1	Energía mecánica	77
5.5.2	Energía electromagnética	78
5.5.3	Energía química	78
5.5.4	Energía térmica	79
6	Análisis de sensibilidad	81
6.1	Introducción	81
6.2	Alternativas de una instalación	83
6.2.1	La energía generada es consumida completamente	83
6.2.2	Parte de la energía generada es almacenada con disc	87
6.2.3	Parte de la energía generada es almacenada sin disc	89
6.2.4	Parte de la energía es consumida y parte es vendida tarifa con Discriminación horaria con IVA incluido	92
6.2.5	Parte de la energía es consumida y parte es vendida tarifa con discriminación sin IVA incluido	97
6.2.6	La energía es almacenada en la franja horaria de precio menor y es consumida en la franja horario de precio mayor	98
7	Conclusiones	102

Tabla de contenidos**a. Tabla**

Tabla 1: Pureza en función del tipo de silicio	24
Tabla 2: Características de las células en función del proceso utilizado	26
Tabla 3: Principales tecnologías de capa delgada	29
Tabla 4: Labores de mantenimiento sistema fotovoltaico	45
Tabla 5: Resumen propiedades baterías	57
Tabla 6: Resumen propiedades sistemas de Alm. Térmico	58
Tabla 7: precios tarifa con discriminación horaria	62
Tabla 8: Datos sistema de generación tarifa sin discriminación horaria	74
Tabla 9: Datos sistema de generación tarifa con discriminación horaria	75
Tabla 10: Propiedades sistemas de almacenamiento	80

b. Graficas

Grafica 1: Respuesta espectral de silicio y espectro solar	22
Grafica 2: Evolución del récord de eficiencia de células en laboratorio para las tecnologías de silicio monocristalino (m-Si) y multicristalino (mc-Si)	28
Graficas 3: Radiación promedio por horas y trimestre	60
Graficas 4: Temperatura ambiente promedio por horas y trimestre	61
Grafica 5: Evolución precios tarifa general (Obtenida en REE)	63
Grafica 6: Análisis entre tarifa por defecto y tarifa con discriminación	64
Grafica 7: Demanda eléctrica española de un día representativo	65
Grafica 8: Evolución horaria de la tarifa sin discriminación	66
Grafica 9: Evolución horaria de la tarifa con discriminación	67
Graficas 10: precios promedio energía eléctrica por trimestre sin discriminación	69
Graficas 11: precios promedio energía eléctrica por trimestre con discriminación	71

Grafica 12: Influencia de T en la generación	72
Grafica 13: LCOE vs PrecioWp (Toda la energía consumida tarifa sin disc.)	84
Grafica 14: VAN vs PrecioWp (Toda la energía consumida tarifa, sin disc.)	85
Grafica 15: Payback vs precio (Toda la energía consumida tarifa sin discc.)	86
Grafica 16: VAN vs PrecioWP (Toda la energía cons. tarifa sin disc. y sin IVA)	86
Grafica 17:LCOE vs PrecioWP (Toda la energía cons. tarifa, sin disc. y sin IVA)	87
Grafica 18: VAN vs %energía almacenada para distintos precios Wp con disc.	88
Grafica 19: LCOE vs %energía almacenada con disc. para distintos precios Wp con IVA	89
Grafica 20: VAN vs %energía almacenada para distintos precios Wp sin disc. Sin ahorro de IVA	90
Grafica 21: LCOE vs %energía almacenada para distintos precios Wp sin disc. Sin ahorro de IVA	90
Grafica 22: VAN vs %energía almacenada para distintos precios Wp sin disc. Con ahorro de IVA	91
Grafica 23: LCOE vs %energía almacenada para distintos precios Wp sin disc. Con ahorro de IVA	91
Grafica 24: Evolución precios de la venta de energía eléctrica (REE)	93
Grafica 26: VAN vs % energía consumida directamente	94
Grafica 27: Paridad de red	95
Grafica 28: LCOE para distintos precios instalación	95
Grafica 29: Payback vs % energía vendida para el precio del Wp menor	96
Grafica 30: Payback vs %energía vendida, para precio wp mayor	96
Grafica 31: VAN vs %energía consumida directamente (tarifa sin discriminación con IVA)	97
Grafica 32: VAN vs % energía consumida directamente (tarifa con discriminación SIN IVA)	98
Grafica 33: VAN en función del coste de la instalación fotovoltaica con sistema de almacenamiento y sin generación	100

Grafica 34: Evolución del precio de la instalación al aumentar el número de horas de almacenamiento	101
---	-----

c. Figuras

Figura 1: Esquema instalación fotovoltaica aislada	18
Figura: 2: Fases de fabricación de los módulos de silicio cristalino	23
Figura 3: Fases de producción de los módulos de silicio cristalino con la fabricación directa de láminas a partir del silicio	23
Figura 4: Fases fabricación de un lingote de silicio por el método Czochralski	25
Figura 5: Lingote de silicio cristalino obtenido por el método Czochralski	25
Figura 6: Lingote paralelepípedo obtenido por el método HEM	25
Figura 7: Micropirámides creadas en la superficie de las células en el proceso de texturización	27
Figura 8: Concepto de paridad	41
Figura 9: Concepto de paridad de generación	43
Figura 10: Elementos a contabilizar en la inversión inicial	44
Figura 11: Esquema de sistemas de almacenamiento	50
Figura 12: Esquema básico de una batería	54

1. INTRODUCCIÓN

España se ha caracterizado tradicionalmente por tener un mayor consumo de energía que la media de los países europeos para una misma unidad de producto interior bruto. Si a esto se le suma la buena situación geográfica en la que se encuentra, con grandes intervalos de radiación solar, se obtiene una buena combinación para que España busque el aprovechamiento de las energías renovables, en concreto de la energía solar, como medida de ahorro energético. Los importantes esfuerzos que se han realizado en materia de ahorro y eficiencia energética han conseguido un descenso de la intensidad energética final superior al 13% durante los últimos años.

En los últimos años, las energías renovables han experimentado un importante desarrollo presentándose como alternativa a las fuentes de energía tradicionales. Sin embargo, hasta ahora su crecimiento ha estado determinado en gran medida por las decisiones de Estado.

El precio de la energía representa un aspecto económico fundamental tanto a nivel comercial como en el ámbito residencial. Por ello, resulta útil realizar un análisis detallado de las distintas opciones disponibles para el uso de la electricidad generada con el fin de determinar cuál es más interesante para el consumidor, pudiendo significar un importante ahorro.

Además de los aspectos económicos el uso de la energía solar favorece la disminución de volcar agentes contaminantes a la atmosfera y al calentamiento global debido a que la energía solar llega a la superficie terrestre independientemente de que sea aprovechada o no, siendo esta una verdadera energía limpia y completamente renovable.

Uno de los principales problemas que presenta la energía eléctrica obtenida de manera fotovoltaica está asociado a la imposibilidad de ajustar la curva de generación de energía eléctrica con la curva de demanda, pudiendo aparecer la necesidad de instalar sistemas de almacenamiento que disminuyen el rendimiento de la instalación.

2. Objeto

El objetivo de este proyecto es el análisis de la viabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo de acuerdo al RD 900/2015 y con tarifas eléctricas del año 2015 en instalaciones menores de 10kWp. Todo ello dentro de ciertas hipótesis técnicas y económicas.

Para ello se han analizado la posibilidad o no de introducir sistemas de almacenamiento, diferentes perfiles de autoconsumo de la energía generada y diferentes estrategias de venta de la energía fotovoltaica generada.

3. Análisis bibliográfico

3.1 FUNDAMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Las instalaciones fotovoltaicas permiten aprovechar la energía presente en la radiación solar para generar electricidad.

Las células solares son los elementos más importantes de estas instalaciones. Se trata de dispositivos esencialmente compuestos de materiales semiconductores encargados de transformar la luz solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, descubierto por el francés A. Becquerel en 1839.

Las diferentes tecnologías fotovoltaicas existentes se basan en la utilización de células de características distintas (eficiencia, precio, durabilidad, etc.). Dichas características dependen esencialmente del tipo de semiconductor utilizado.

3.1.1 Elementos de una instalación fotovoltaica.

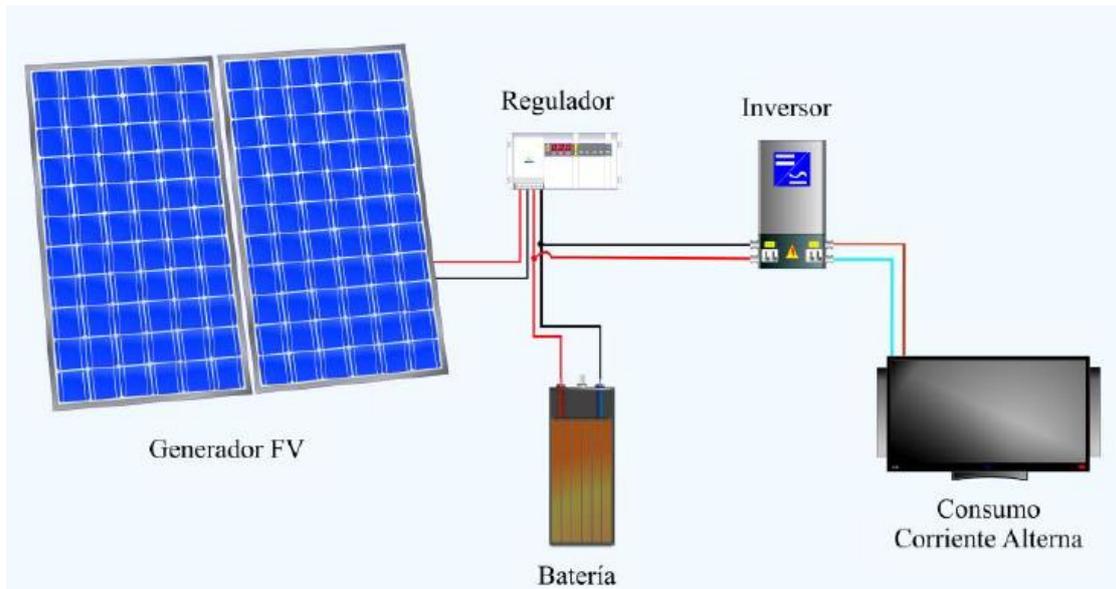


Fig. 1 Esquema instalación fotovoltaica aislada

3.1.1.1 Generador fotovoltaico.

El generador fotovoltaico de una instalación fotovoltaica es el dispositivo encargado de transformar la radiación solar en electricidad. Está constituido por una asociación serie-paralelo de módulos que, a su vez, son el resultado de una agrupación serie-paralelo de células solares. La célula solar es el dispositivo básico de conversión de energía.

La célula solar es el dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica. El proceso por el cual se realiza esta conversión se denomina efecto fotovoltaico.

Para la fabricación de células solares pueden utilizarse muchos materiales; entre los más comunes se encuentran el silicio, el germanio y el selenio. Las células más utilizadas para la conversión de energía solar en energía eléctrica son las de silicio monocristalino y policristalino. Dependiendo del tratamiento que se le da al silicio puro en su cristalización se obtienen células de silicio monocristalino, policristalino o amorfo.

El concepto de Potencia pico (cuya unidad es el Watio pico, símbolo Wp). Es la potencia que produciría una célula solar (o módulo fotovoltaico) si se expone a condiciones estándar y se hace funcionar a la tensión de máxima potencia. Da una idea de la potencia máxima que se puede extraer de una célula o módulo fotovoltaico.

3.1.1.2 Reguladores de tensión

Los reguladores son dispositivos que evitan la sobrecarga y la descarga profunda de las baterías, asegurando su buen funcionamiento y prolongando su vida útil. Dependiendo de cómo realizan esta función pueden dividirse en dos grandes grupos:

- 1) Reguladores en paralelo: Están constituidos por un transistor conectado en paralelo con el generador fotovoltaico. El control se efectúa mediante el paso o no de cierta intensidad eléctrica a través del transistor, en función del valor de la tensión de la batería respecto a un valor umbral. Esto se logra mediante la creación de una vía de baja resistencia al paso de la intensidad, disipando la energía mediante un elemento que cumpla esta función en el circuito regulador del generador fotovoltaico. Esto limita el tamaño de las instalaciones fotovoltaicas que pueden tener reguladores tipo Shunt a aquellas cuya potencia máxima sea menor de 100 Wp, debido a los costes y la fiabilidad de las instalaciones con disipadores muy grandes.
- 2) Reguladores en serie: En este tipo de reguladores se desconecta el generador fotovoltaico de las baterías cuando se alcanza la plena carga. El dispositivo utilizado para cumplir dicha función es un interruptor de tipo electrónico conectado en serie.

El sistema está gobernado por un circuito de control que compara constantemente la tensión de la batería con un valor de referencia, y entrega al regulador la señal para que permita el paso o no de la intensidad eléctrica.

El tamaño de estos equipos es pequeño, son de gran fiabilidad y poseen vidas útiles mayores que los reguladores electromecánicos usados antiguamente. Actualmente son los más comunes, por su eficiencia frente a los reguladores en paralelo, al no tener disipación de energía mediante resistencias.

3.1.1.3 Inversor

El inversor o convertidor CC-CA tiene objetivo principal transformar la corriente continua en corriente alterna. En el mercado existen inversores para instalaciones de conexión a red y para instalaciones aisladas, siendo tecnológicamente muy diferentes.

En general los convertidores CC/CA deben tener, entre otras características, una gran fiabilidad y una elevada eficiencia en la conversión de energía.

3.1.1.4 Equipos de consumo.

La elección de los equipos de consumo en instalaciones aisladas destinados a funcionar con energía procedente de una instalación fotovoltaica debe atender, entre otros, a criterios de eficiencia energética y a un adecuado control en el arranque y parada de los equipos de forma que sólo funcionen cuando realmente es necesaria. Así es como se consigue un mayor aprovechamiento del servicio que presta la instalación fotovoltaica aislada. En este caso, sólo recordar que no se debe utilizar la electricidad para generar calor (ACS, planchas, vitrocerámicas, calefactores eléctricos, etc.) y que para estas necesidades hay otras formas y equipos que lo hacen de forma mejor.

Los sistemas de almacenamiento serán analizados posteriormente de manera más detenida por influir profundamente en la viabilidad de la instalación.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS.

Existen numerosas aplicaciones para la tecnología fotovoltaica. A continuación resumimos las más importantes.

3.2.1 Instalaciones aisladas.

Se denomina instalaciones aisladas a las instalaciones en las que la electricidad generada se consume *in situ* en vez de ser inyectada a la red eléctrica.

Su principal característica es la necesidad de una batería para almacenar la energía generada y de esta forma poder consumirla en los momentos en los que el sistema no genera electricidad (de noche, en días nublados, etc.)

En los comienzos de esta industria se trataba de la aplicación fotovoltaica más común. Sin embargo, hoy en día las instalaciones aisladas se han visto relegadas a un papel secundario esencialmente debido al alto coste y la poca durabilidad de las baterías.

A pesar de esto, las instalaciones FV aisladas siguen realizándose en los casos en los que su instalación se presenta como una solución más fácil, más económica o simplemente más viable técnicamente que al realizar el tendido de una línea de enganche a la red eléctrica general.

Entre los casos más comunes en los que se suelen realizar este tipo de instalaciones podemos citar la electrificación de zonas rurales aisladas o de áreas de países en vías de desarrollo que no disponen de una red eléctrica, la iluminación de áreas aisladas y carreteras, la instalación de sistemas de bombeo en zonas aisladas, el suministro eléctrico en barcos, etc.

3.2.2 Instalaciones conectadas a la red

Por el contrario, en el caso de las instalaciones conectadas a la red existe una conexión entre el sistema fotovoltaico y una red eléctrica en la que una parte o la totalidad de la electricidad generada por la instalación pueden ser inyectadas diferenciándose dos grupos: aquellas que pueden trabajar en paralelo con la red de abastecimiento y las que no pueden trabajar en paralelo.

3.3 TECNOLOGIA CELULAS FOTOVOLTAICAS

Las instalaciones fotovoltaicas permiten aprovechar la energía presente en la radiación solar para generar electricidad.

Las células solares son los elementos más importantes de estas instalaciones. Se trata de dispositivos esencialmente compuestos de materiales semiconductores encargados de transformar la luz solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, descubierto por el francés A. Becquerel en 1839.

Las diferentes tecnologías fotovoltaicas existentes se basan en la utilización de células de características distintas (eficiencia, precio, durabilidad, etc.). Dichas características dependen esencialmente del tipo de semiconductor utilizado.

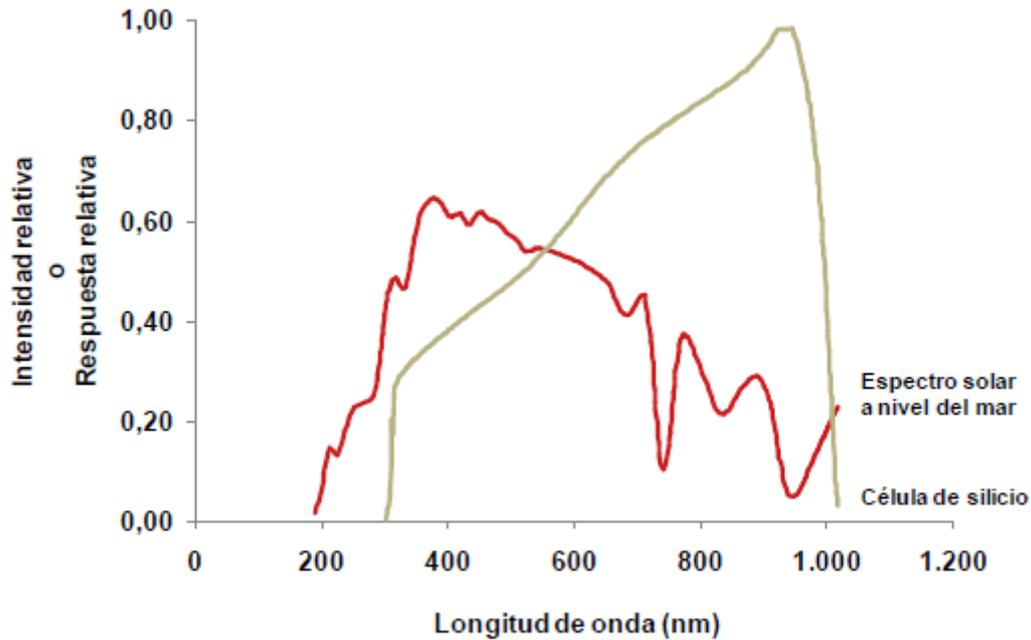
3.3.1 Clasificación de las diferentes tecnologías

-silicio cristalino (monocristalino y policristalino)

Las células de silicio cristalino (mono y multicristalino) son en la actualidad la tecnología predominante, representando el porcentaje más amplio del mercado FV.

Este hecho se explica en parte porque la industria FV ha sabido aprovechar los grandes avances y las grandes inversiones económicas realizadas por la industria electrónica en el campo de la purificación del silicio para su uso en componentes electrónicos.

El otro motivo que explica el uso generalizado del silicio como materia prima en la fabricación de células FV es la buena adaptación de su respuesta espectral al espectro solar



Grafica 1: Respuesta espectral del silicio y espectro solar

La diferencia entre las células de silicio monocristalino y multicristalino reside en la estructura atómica del material, que depende de la técnica de fabricación utilizada.

En el caso de las células monocristalinas, la célula se genera como un solo cristal. Por el contrario, las células multicristalinas están compuestas por una gran cantidad de monocristales de gran tamaño lo que implica una disminución del coste de fabricación pero también una disminución del rendimiento.

La fabricación de módulos fotovoltaicos se compone esencialmente de 5 fases de fabricación que se muestran en la siguiente imagen.

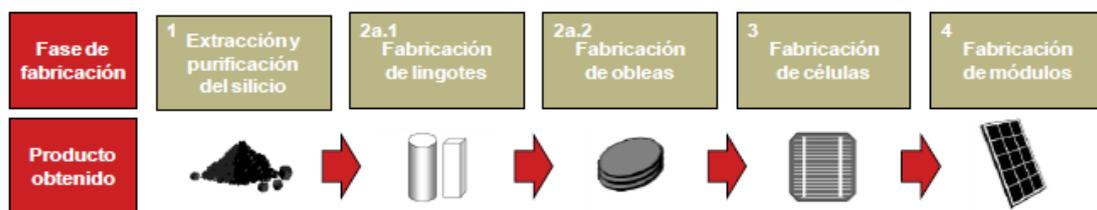


Figura 2: Fases de fabricación de los módulos de silicio cristalino

Existe también un proceso que permite realizar directamente láminas de silicio a partir del silicio de grado solar, “ahorrando” de esta forma una fase de producción. Este método de producción de células se resume en la siguiente imagen.

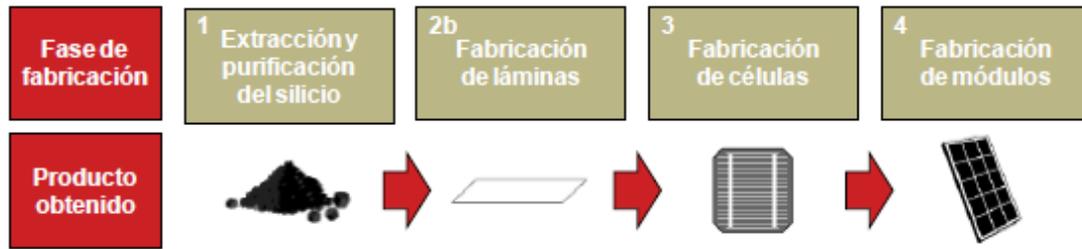


Imagen 3: Fases de producción de los módulos de silicio cristalino con la fabricación directa de láminas a partir del silicio

Fase 1: Extracción y purificación del silicio

El silicio es el segundo material más abundante en la corteza terrestre (27,7% en peso) por detrás del oxígeno.

Rara vez se encuentra en estado puro y la forma más común de fabricarlo consiste en utilizar como materia prima la cuarcita, una roca metamórfica compuesta en un 90% por dióxido de silicio (SiO₂).

Una vez extraída, la cuarcita se funde en hornos de arco eléctrico mezclada con carbón de coque y astillas de madera para obtener un silicio de pureza del 98-99% llamado *silicio de grado metalúrgico*.

Este silicio, muy utilizado en las industrias químicas y del aluminio, no tiene una pureza suficiente como para ser utilizado en la fabricación de células fotovoltaicas.

En los inicios de la industria solar se solía utilizar el silicio de grado semiconductor (desarrollado para la industria electrónica) para la fabricación de células FV. Sin embargo, este tipo de silicio tiene un grado de pureza superior al necesario para aplicaciones solares y en consecuencia, un coste de fabricación mayor.

En el afán por disminuir estos altos costes de fabricación, se fueron desarrollando procesos que permitiesen obtener un silicio suficientemente puro para ser utilizado en la fabricación de células FV pero a un coste menor que el silicio de grado metalúrgico. Actualmente existen numerosos procesos que permiten fabricar este *silicio de grado solar*.

Tipo de silicio	Pureza
De grado metalúrgico	99%
De grado solar	99,9999%
De grado semiconductor	99,9999999%

Tabla 1: Pureza en función del tipo de silicio

El proceso de transformación del *silicio de grado metalúrgico* en *silicio de grado solar* es una de las etapas clave de la fabricación de módulos FV ya que existen pocas empresas dedicadas a ello y por lo tanto puede representar un cuello de botella para la industria de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.

En parte para solucionar este problema, la investigación en este campo se ha orientado en los últimos años hacia el llamado *dirty silicon* (silicio sucio). Se trata de un silicio con un grado de impurezas importante pero en el que la influencia negativa de estas últimas está controlada. Se ha descubierto que si los agregados de impureza son pocos y grandes, la producción de la célula solar es mejor que si los mismos son pequeños y numerosos. De esta forma, controlando el tamaño y dispersión de dichos agregados (sometiendo el silicio a cambios de temperatura determinados) se consigue aumentar el rendimiento de las células sin cambiar la cantidad total de impurezas contenidas en el silicio.

Fase 2a.1: Fabricación de lingotes

Generalmente, una vez obtenido el silicio de grado solar se suelen fabricar lingotes cilíndricos o paralelepípedicos. El objetivo es obtener por cristalización del silicio una estructura más coherente y homogénea.

El resultado puede ser un lingote de silicio monocristalino si está compuesto de un solo cristal o un lingote de silicio multicristalino si está compuesto de varios cristales de tamaños diferentes.

Los tres procesos de producción de lingotes más comunes son el proceso *Czochralski*, el de la *zona flotante* y los *procesos de colada* (existen varios procesos que entran dentro de esta categoría, como por ejemplo el proceso de *Solidificación Direccional* (SD), el *Heat Exchanger Method* (HEM) y el *Electromagnetic Continuous Pulling* (EMCP)). Todos estos procesos se basan en el mismo principio: se funde el silicio de grado solar con una cantidad determinada de dopante (boro o fósforo, que permite obtener lingotes de silicio cristalino de tipo-p o de tipo-n respectivamente). Después, el silicio fundido se pone en contacto con una varilla o lámina de silicio monocristalino llamada *semilla*. Al enfriarse, el silicio fundido se solidifica y los átomos tienden a ordenarse según las posiciones de la red cristalina de la semilla.

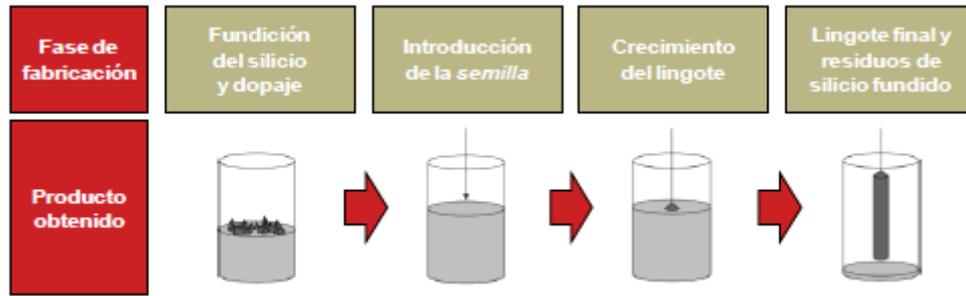


Figura 4: Fases de fabricación de un lingote de silicio por el método Czochralski



Figura 5: Lingote de silicio cristalino obtenido por el método Czochralski



Figura 6: Lingote paralelepípedo obtenido por el método HEM

En función del proceso utilizado, el lingote resultante será de silicio mono o multicristalino y por tanto la eficiencia de las células resultantes será mayor o menor. Por ejemplo, los métodos de colada producen silicio multicristalino de calidad inferior al obtenido por los métodos de Czochralski y de Zona Flotante. Sin embargo los métodos de colada también presentan numerosas ventajas que explican la importancia de las células de silicio multicristalino en el mercado FV: costes de producción sensiblemente menores, mayor tolerancia a la materia prima de peor calidad y mayor capacidad de procesamiento.

Por otro lado, el proceso de Zona Flotante permite obtener un silicio de mayor calidad que con el proceso Czochralski; sin embargo, actualmente su uso está limitado a aplicaciones experimentales (células de laboratorio de alta eficiencia).

Procesos	Tipo de silicio producido
Czochralski	Monocristalino
Zona Flotante	Monocristalino
De colada (DS, HEM o EMCP)	Multicristalino

Tabla 2: Características de las células en función del proceso utilizado

Fase 2a.2: Fabricación de obleas

Una vez obtenidos los lingotes de silicio, éstos se pulen para eliminar irregularidades y se procede a su corte en obleas.

Ésta es una de las etapas más costosas de todo el proceso de fabricación de los módulos FV ya que aproximadamente la mitad del silicio de los lingotes es desperdiciado durante el proceso de corte, debido a la extrema pequeñez del espesor de las obleas (de 200 a 500 micras, del mismo orden del espesor de las sierras empleadas para el corte).

Por otro lado, con el fin de poder insertar una mayor cantidad de células por módulo, las obleas suelen ser de forma cuadrada o rectangular. Esto implica que los lingotes obtenidos por el proceso de Czochralski sean cortados longitudinalmente. Este método de corte implica un gran desperdicio de material, aunque los desperdicios se suelen reutilizar en la fabricación de otros lingotes.

Fase 2b: Fabricación de láminas (método alternativo)

La fabricación directa de láminas de silicio (reemplazando las etapas de fabricación de lingotes y de corte de las obleas) nace como consecuencia directa del desperdicio de material generado por la etapa de corte.

De esta forma, se han desarrollado numerosos procesos, entre los cuales destacan los tres siguientes: *crecimiento definido por el borde*, *crecimiento de cintas sobre un soporte* y *epitaxia en fase líquida*.

Fase 3: Fabricación de células

Una vez obtenidas las obleas, éstas pasan por un proceso de limpieza y decapado para eliminar los restos de metales y restos orgánicos procedentes de los procesos anteriores.

Después, las obleas limpias son texturizadas, es decir, se crea sobre su superficie frontal unas micropirámides que permiten que parte de la luz reflejada vuelva a incidir de nuevo en el silicio.

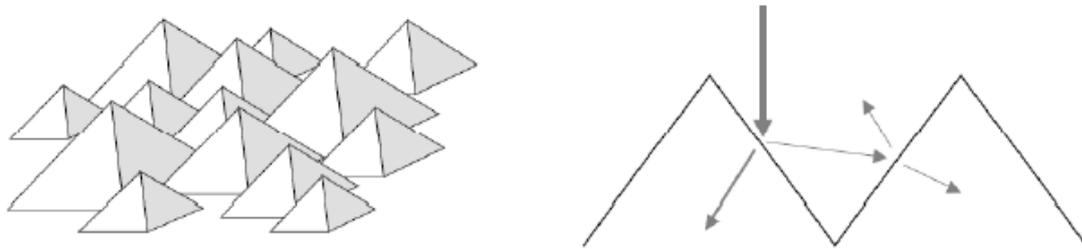


Figura 7: Micropirámides creadas en la superficie de las células en el proceso de texturización. La siguiente etapa consiste en *formar la unión p-n* en la oblea. Normalmente, las obleas utilizadas son de tipo p (dopadas con boro) y por lo tanto dicha unión se realiza por difusión de dopante de tipo n (generalmente fósforo) en la superficie. El proceso más común consiste en realizar predeposiciones por *fente líquida* aunque también se puede realizar la unión por serigrafía u otras técnicas.

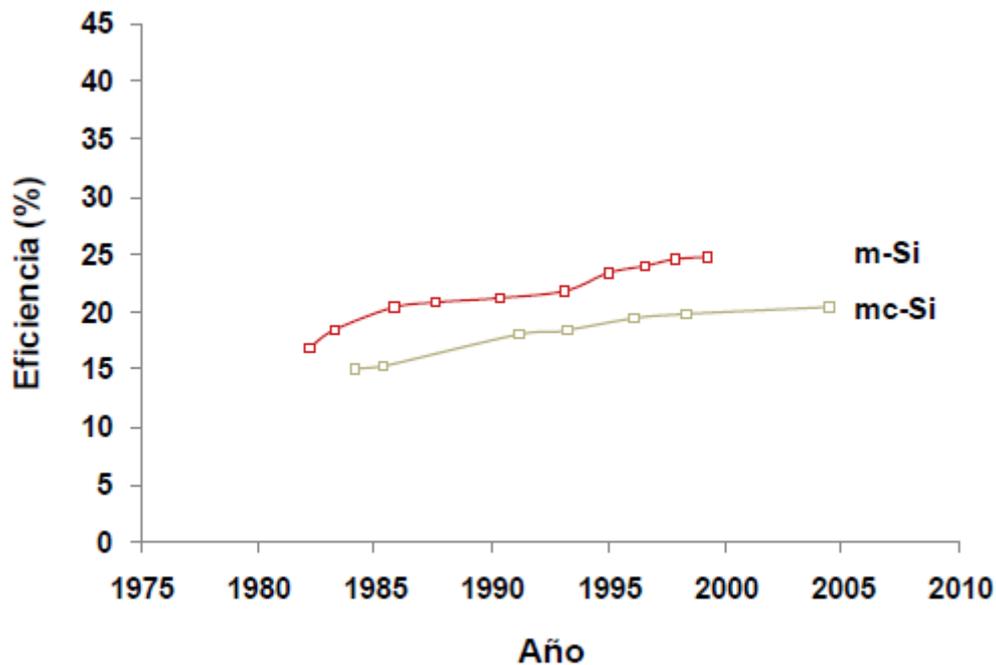
En la siguiente y última etapa de fabricación *se forman los contactos metálicos* de las células. Existen numerosas técnicas válidas para esto, sin embargo los procesos más utilizados son la *formación de contactos metálicos por serigrafía* en la que se “imprimen” los contactos metálicos utilizando una máscara que reproduce la forma deseada y por otro la utilización de *contactos enterrados*.

Fase 4: Fabricación de módulos

Una vez que las células están acabadas, sólo falta *interconectarlas*, protegerlas mediante el proceso de *laminación* y por último *enmarcarlas* y colocar la *caja de conexiones*.

De esta forma, el módulo resultante asegura la protección mecánica y química de las células al igual que un buen aislamiento eléctrico.

Cómo se ha mencionado anteriormente, la principal diferencia entre las células de silicio mono y multicristalino, reside en su eficiencia. Como se puede observar en la Ilustración 13, el récord de eficiencia en laboratorio de células de silicio monocristalino es de 24,7%, mientras que en el caso del silicio multicristalino la eficiencia máxima alcanzada es de 20,3%.



Grafica 2: Evolución del récord de eficiencia de células en laboratorio para las tecnologías de silicio monocristalino (m-Si) y multicristalino (mc-Si)

3.3.2 Capas delgadas

Las células de capa delgada nacen como una alternativa económica a las células de silicio cristalino, cuyo alto precio se debe principalmente a las grandes cantidades de silicio cristalino necesarias para su producción.

En las células de capa delgada se sustituye el silicio cristalino por otros materiales semiconductores que se depositan en forma de lámina delgada sobre un sustrato de muy bajo coste (como vidrio o plástico).

Este importante ahorro de material implica una reducción significativa de los costes de producción con respecto a las tecnologías de silicio cristalino, pero también conllevan una reducción en la eficiencia de los módulos.

Existen numerosos tipos de células de capa delgada, aunque todas se componen de dos elementos principales: el *material absorbente* y el *sustrato*.

El material absorbente, que sustituye al silicio cristalino utilizado en las células convencionales, es el elemento de referencia de la célula, necesario para absorber la radiación solar.

En la actualidad, los materiales absorbentes utilizados a nivel industrial son esencialmente silicio depositado (silicio amorfo (a-Si:H) o silicio microcristalino (μ -Si)) o materiales policristalinos (CdTe, CIGS).

Por otro lado, el sustrato es el componente pasivo, que sirve de soporte para el material absorbente y que aporta a la célula estabilidad mecánica.

Los sustratos se pueden separar en dos categorías principales. Por un lado están los sustratos flexibles (acero inoxidable, plásticos) y por otro los sustratos rígidos (vidrios, cerámicas).

La siguiente Tabla recoge las principales tecnologías de capa delgada existentes en el mercado en función del material absorbente y del tipo de sustrato utilizado.

Tecnología	Material absorbente	Sustrato
a-Si (1x)	Silicio amorfo	Rígido
a-Si (3x)	Silicio amorfo triple unión	Flexible
a-Si/uc-Si	Silicio amorfo / Silicio microcristalino	Rígido
CdTe	Teluro de cadmio	Rígido
CIGS	Diseleniuro de Cobre Indio y Galio	Rígido
		Flexible

Tabla 3: Principales tecnologías de capa delgada

Las tecnologías de capa delgada presentan numerosas diferencias con respecto a las tecnologías de silicio cristalino. Sus principales ventajas se resumen a continuación:

□ *Menor coste de producción:* Como se ha mencionado previamente, las células de capa delgada tienen costes de producción menores que las células de silicio cristalino, esencialmente debido a que necesitan cantidades de material semiconductor sensiblemente menores.

* *Procesos de producción altamente optimizables:* Los procesos de producción de células de capa delgada permiten un elevado grado de automatización, lo que reduce los costes y la complejidad de la fabricación.

* *Independencia del silicio:* Ninguna de las tecnologías de capa delgada citadas anteriormente se fabrica a partir de silicio cristalino y por lo tanto su precio no se vería afectado por una eventual escasez de silicio.

* *Menor dependencia de la temperatura:* Contrariamente a las tecnologías de silicio cristalino cuyo rendimiento se ve muy afectado por las altas temperaturas, la mayoría de las tecnologías de capa delgada soporta mucho mejor este tipo de condiciones.

* *Mejor funcionamiento con luz indirecta*: Su funcionamiento con luz indirecta es mejor que el de las células de silicio cristalino.

* *Menor peso*: Los módulos de capa delgada suelen ser más ligeros que los de silicio cristalino.

* *Uso de substratos flexibles*: Algunas tecnologías de capa delgada utilizan substratos flexibles. Esto los convierte en elementos mucho más versátiles que los módulos de silicio cristalino.

Por otro lado, cabe mencionar las siguientes desventajas:

* *Eficiencias reales más bajas*: Como se ha mencionado al principio de este capítulo, las células de capa delgada son generalmente menos eficientes que las células de silicio cristalino.

* *Áreas necesarias superiores*: Esto es una consecuencia directa del punto anterior. Al tratarse de una tecnología menos eficiente, es necesaria más superficie de módulos de capa delgada que de módulos de silicio cristalino para obtener una instalación de igual potencia.

* *Tecnología menos madura*: Las tecnologías de capa delgada son relativamente jóvenes (exceptuando a las células de silicio amorfo, la tecnología de capa delgada más veterana) y por lo tanto despiertan un mayor grado de escepticismo que las tecnologías de silicio cristalino.

* *Dependencia de ciertos materiales*: Ciertos materiales críticos utilizados en la fabricación de algunas tecnologías de capa delgada (como el *telurio* (Te) en las células CdTe o el *indio* en las células CIGS) podrían enfrentarse a problemas de escasez a largo plazo.

A continuación se analiza las distintas tecnologías de capa delgada de forma individual y detallada.

3.3.2.1 Silicio amorfo (*a-Si*) e híbridos (*a-Si/μc-Si* y *a-Si(3x)*)

Como su nombre indica, en esta tecnología el silicio cristalino utilizado en la fabricación de las células FV convencionales es remplazado por silicio amorfo. Se trata de un material con gran desorden estructural (Ilustración 14) pero que presenta un coeficiente de absorción mucho más elevado que el silicio cristalino. Esto hace que la

cantidad de material necesario para la fabricación de las células sea mucho menor que en el caso de las tecnologías convencionales.

Existen tres tipos de tecnologías basadas en la utilización del silicio amorfo:

* *Silicio amorfo de unión simple (a-Si)*: Se compone de una sola capa absorbente de silicio amorfo depositada en un sustrato de vidrio. Se trata de la tecnología de capa delgada más veterana aunque también la de peor eficiencia (5-7%).

* *Silicio micromorfo (a-Si/ μ c-Si)*: Esta variación de las células de silicio amorfo de unión simple dispone, además de la capa de silicio amorfo depositada en un sustrato de vidrio, de una segunda capa absorbente de silicio microcristalino. Las respuestas espectrales de las dos capas se complementan (la capa de silicio amorfo absorbe parte *azul* de la radiación solar mientras que la capa de silicio microcristalino hace lo propio con la parte *verde/roja*), lo que permite a este tipo de módulos tener eficiencias del 8-10% frente al 5-7% de las células de silicio amorfo de unión simple.

* *Silicio amorfo de triple unión (a-Si x 3)*: Es la más reciente de las tres tecnologías de silicio amorfo tratadas en este capítulo. El concepto es el mismo que en el caso de las células de silicio micromorfo: se superponen tres capas de silicio amorfo con respuestas espectrales distintas con el objetivo de obtener una eficiencia más elevada. Sin embargo, la principal diferencia con las otras tecnologías de silicio amorfo (a-Si y a-Si/ μ c-Si) es que el sustrato utilizado suele ser flexible. Esto dota a los paneles de una versatilidad.

El proceso de fabricación de estas células es notablemente más sencillo y automatizable que el de las tecnologías convencionales, aunque la dificultad aumenta conforme aumenta el número de capas absorbentes de la tecnología (1 en a-Si, 2 en a-Si/ μ c-Si y 3 en a-Si x 3). La etapa más crítica de todo el proceso es la deposición de las capas absorbentes (a-Si y μ c-Si) que se realiza mediante el denominado proceso PECVD (*Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition*) a temperaturas relativamente bajas (<250°C).

Una de las principales desventajas de las tecnologías basadas en silicio amorfo es que los módulos se degradan significativamente en su primera exposición al sol (efecto Staebler- Wronski). Al cabo de 1.000 horas de exposición, la potencia de los módulos se estabiliza, tras haber perdido un 15-30% de la potencia inicial en el caso de los módulos de a-Si y un 10-20% en el caso de los módulos de a-Si/ μ c-Si.

Por otro lado, el hecho de que su rendimiento se vea menos afectado por las altas temperaturas que en los módulos convencionales representa un punto a favor importante para esta tecnología: mientras que los coeficientes de pérdidas de eficiencia por temperatura en las tecnologías de silicio cristalino suele rondar el 0,5%, en el caso de los módulos de silicio amorfo este valor está más cercano al 0,25%.

Desde el punto de vista comercial, los módulos de silicio amorfo encuentran su principal nicho de mercado en las grandes instalaciones, especialmente en los casos en los que no hay restricciones de superficie. Además, gracias a su versatilidad, los módulos realizados con sustratos flexibles pueden acaparar una parte significativa del mercado de instalaciones integradas en edificios.

3.3.2.2 Teluro de cadmio (CdTe)

Esta tecnología ha logrado erigirse como una alternativa real a las tecnologías FV convencionales gracias a unos costes de producción muy bajos y a unas eficiencias relativamente altas.

Su concepto de funcionamiento es el mismo que el de las otras tecnologías de capa delgada, salvo que en este caso el material semiconductor y el sustrato utilizados son el teluro de cadmio (CdTe) y el vidrio.

Además de presentar costes de fabricación bajos y una eficiencia relativamente elevada, las células de CdTe (al igual que las células basadas en silicio amorfo), presentan un excelente comportamiento frente a altas temperaturas en comparación con las otras tecnologías FV.

El principal punto débil de esta tecnología viene tiene su origen en el debate en torno a la toxicidad del cadmio (Cd), uno de los elementos claves en la fabricación de estas células. Tanto sus detractores como sus defensores coinciden en que se trata de una sustancia altamente tóxica que en circunstancias normales se encuentra encapsulada de forma segura en los módulos de CdTe. Sin embargo, las discrepancias surgen al analizar la probabilidad de que el cadmio pueda entrar en contacto directo con el medio ambiente ante acontecimientos excepcionales (incendio, rotura del módulo, etc.). Los partidarios de dicha tecnología defienden que el riesgo es mínimo, y por tanto asumible. Sus detractores, por el contrario, argumentan la necesidad de considerar este riesgo.

Otro factor que podría limitar eventualmente su desarrollo es que las reservas conocidas de telurio (Te) son relativamente limitadas. Esto podría significar a largo plazo un problema de escasez que pararía la evolución de esta tecnología. Sin embargo, los

expertos coinciden en que las reservas actuales de telurio garantizan el funcionamiento a pleno rendimiento de esta rama de la industria FV en el medio plazo, tiempo suficiente para encontrar una solución a dicho problema.

3.3.2.3 Diseleniuro de cobre e indio (CIS) y Diseleniuro de cobre, indio y galio (CIGS).

Las células CIS y CIGS son dentro de las tecnologías de capa delgada las que mayor potencial presentan: podrían llegar a ofrecer niveles de eficiencia equiparables a los de células de silicio cristalino pero con todas las ventajas propias a las tecnologías de capa delgada: flexibilidad, poco peso y procesos de producción altamente optimizables.

Sin embargo su éxito depende de la superación de grandes retos: los materiales utilizados (CIS y CIGS) son relativamente complejos y la industria se encuentra aún en una fase de desarrollo temprana.

En estas tecnologías, la capa absorbente (compuesta de diseleniuro de cobre e indio en el caso del CIS y de diseleniuro de cobre indio y galio en el caso del CIGS) se deposita sobre un sustrato que puede ser rígido (vidrio) o flexible (acero o plástico). Las eficiencias obtenidas son sensiblemente superiores en el caso de las células con sustrato de vidrio.

A pesar de contar, desde un punto de vista global, con un proceso productivo más sencillo que el de las tecnologías de silicio cristalino (el proceso se compone de menos etapas y la integración de células en módulos es más sencilla), la complejidad del proceso de deposición de la capa absorbente (CIS o CIGS) ha frenado el desarrollo de esta tecnología.

La eficiencia récord en laboratorio en células de tecnología CIS es de 15%, muy inferior al 19,9% obtenido con la tecnología CIGS en sustrato de vidrio (Ilustración 17). Esto se debe a que el galio añadido en el caso de las células CIGS permite a la célula absorber de forma más eficiente la radiación solar y por lo tanto aumentar su eficiencia. A nivel comercial, los módulos CIS presentan una eficiencia de 6-10% contra el 8-11% de los módulos CIGS.

Además de las diferencias de eficiencia, las tecnologías CIS y CIGS difieren esencialmente en la dificultad del proceso productivo (más complicado en el caso de las células CIGS) y en el grado de transparencia de las células (las CIS son más transparentes y por lo tanto se adaptan más al mercado de la fotovoltaica integrada en edificios).

Una de las principales desventajas de esta tecnología (común a las células CIS y CIGS) es que los coeficientes de pérdidas por temperatura son sensiblemente superiores al de las otras tecnologías de capa delgada.

Por otro lado, la escasez de indio (In) puede considerarse como un problema potencial importante. Sin embargo, al igual que en el caso del telurio (Te) para las células de CdTe, los expertos coinciden en que las reservas actuales de indio son suficientes como para poder desarrollar una industria próspera durante varios años.

Por sus características es de esperar que, al igual que las otras tecnologías de capa delgada, las células de tecnología CIS y CIGS logren hacerse un hueco en el mercado de las grandes instalaciones. Además, sus altos rendimientos también podrían abrirle las puertas del segmento de instalaciones residenciales, en donde las limitaciones de superficie suelen ser mayores y por lo tanto la eficiencia de los módulos pasa a ser un factor crucial.

3.4 SITUACION LEGISLATIVA DEL SECTOR ELECTRICO FOTVOLTAICO

El primer concepto que hay que tener claro cuando se analizan sistemas fotovoltaicos y tarifas de energía eléctrica es el concepto de autoconsumo.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 9, define el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor y distingue varias modalidades de autoconsumo.

3.4.1 TIPOS DE CONSUMIDORES.

Las distintas modalidades que nos interesan en el estudio realizado son:

* Tipo I:

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

Deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW.
- b) La suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- c) El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red.
- d) Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación. En particular los establecidos en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. A los efectos, exclusivos de la aplicación del citado Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, las instalaciones de generación de la modalidad de autoconsumo tipo 1 se considerarán instalaciones de producción.

* Tipo II

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

Deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- b) En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.
- c) Las instalaciones de producción deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y

seguridad industrial que les resulte de aplicación, en particular el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, para instalaciones de producción incluidas en su ámbito de aplicación y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

d) Cuando las instalaciones de producción compartan infraestructuras de conexión a la red de transporte o distribución o se conecten en la red interior de un consumidor responderán solidariamente por el incumplimiento de los preceptos recogidos en este real decreto aceptando las consecuencias que la desconexión del citado punto, en aplicación de la normativa vigente, pudiera conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del productor de venta de energía y la percepción de la retribución que le hubiera correspondido o la imposibilidad del consumidor de adquirir energía y la percepción de la retribución que, en su caso, le corresponda. La empresa distribuidora o transportista no tendrá ninguna obligación legal sobre las instalaciones de conexión a la red que no son de su titularidad. El contrato de acceso que el consumidor, directamente o a través de la empresa comercializadora, suscriba con la empresa distribuidora, recogerá la previsión recogida en este apartado.

En el caso que se va analizar en este proyecto sería del Tipo II y será por ello que se profundizara más sobre este tipo de instalaciones y serán necesarias algunas las definiciones usadas en el decreto 900/2015 de 9 de octubre.

3. 4.2 DEFINICIONES ASOCIADAS A CONSUMOS.

a) Autoconsumo horario: consumo horario neto de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o de un productor con el que se comparten instalaciones de conexión a la red o conectados a través de una línea directa.

b) Consumidor asociado: consumidor en un punto de suministro o instalación que comparte infraestructuras de conexión con la red de transporte o distribución con un productor o que está unido a éste por una línea directa o que tiene conectada en su red interior una instalación de producción inscrita en el Registro administrativo de instalaciones de producción, consuma o no energía procedente de dicha instalación de producción.

c) Consumo horario de servicios auxiliares: saldo neto horario de energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares de generación medido en el equipo de medida de la generación neta.

d) Demanda: energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución.

e) Demanda horaria: saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución.

f) Demanda horaria del consumidor asociado: saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución no destinada al consumo de los servicios auxiliares de la instalación de producción.

g) Energía eléctrica excedentaria: energía eléctrica generada en la red interior de un consumidor o por un productor que comparte instalaciones de conexión a la red con un consumidor o por un productor unido mediante una línea directa con un consumidor y vertida a las redes de transporte y distribución.

h) Energía horaria consumida: energía horaria neta total consumida por el consumidor asociado a una instalación de producción.

i) Energía horaria neta generada: energía bruta generada menos la consumida por los servicios auxiliares en un periodo horario.

3.4.3 REQUISITOS DE MEDIDA Y GESTIÓN DE LA ENERGÍA.

Algunos requisitos generales de medida en la modalidad de autoconsumo Tipo II:

- Los equipos de medida se instalarán en las redes interiores correspondientes, en los puntos más próximos posibles al punto frontera, y tendrán capacidad de medida de resolución al menos horaria.

- Los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo II dispondrán de los equipos de medida necesarios para la facturación de los precios, tarifas, cargos o peajes que le resulten de aplicación de acuerdo con lo siguiente:

- Si la suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción conectadas en la red interior del consumidor no es superior a 100 kW y el sujeto consumidor y los titulares de las instalaciones de producción son la misma persona física o jurídica, alternativamente a lo previsto en el párrafo a) anterior los sujetos deberán disponer de:

1º Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.

2º Un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.

3º Potestativamente, un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

Gestión de la energía eléctrica producida y consumida

- El consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 2 deberá adquirir la energía correspondiente a la demanda horaria del consumidor asociado.
- El titular de la instalación de producción acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 2 deberá adquirir la energía correspondiente al consumo horario de servicios auxiliares.
- Al consumidor acogido a cualquier modalidad de autoconsumo le resultarán de aplicación los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, cargos asociados a costes del sistema y cargos por otros servicios del sistema.
- El productor acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 2 percibirá por el vertido horario definido las contraprestaciones económicas correspondientes, de acuerdo a la normativa en vigor. En el caso de instalaciones con régimen retributivo específico, se aplicará éste, en su caso, sobre dicho vertido horario. La regulación del factor de potencia se realizará y se obtendrá haciendo uso del equipo de medida de la instalación de producción.

Liquidación y facturación en la modalidad de autoconsumo.

- Los sujetos consumidores que adquieran su energía a través de una empresa comercializadora liquidarán su energía conforme a lo pactado entre las partes mensualmente con base en lecturas reales de resolución horaria.
- Para la liquidación del vertido horario de los productores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 se aplicará la normativa general de la actividad de producción.

Deducciones de la información obtenida del RD 900/2015

Con la información recogida de los distintos artículos y definiciones del RD 900/2015 se deduce que no solo no es posible realizar los balances netos de energía eléctrica, sino que además la energía eléctrica es tarifada en horas tanto la consumida, así como la liquidación de la producida que es volcada a la red.

El precio que se pagara por la consumida viene impuesto por la compañía eléctrica que se variara en función de la tarifa elegida y además desde abril de 2014 varia hora a hora, en el siguiente apartado se explicara con más detenimiento.

3.5 EVALUACION ECONOMICA

La mayor barrera para la inclusión de sistemas de generación de energía eléctrica, no solo en sistema de tipo fotovoltaico sino también en otros campos de aplicación, están relacionadas con aspectos económicos. Solo será interesante gestionar un sistema de generación de energía cuando sea económicamente mejor que comprar dicha energía. En el caso de la necesidad de almacenarla tienen unos costes asociados que también influyen en los costes económicos y por tanto afectan de igual modo.

Para el estudio de la viabilidad económica de la instalación se utilizaran varios indicadores que nos darán información de la viabilidad del proyecto, así como la posibilidad de poder comparar las distintas alternativas que se barajen. Estas alternativas siempre serán comparadas con el precio de la energía eléctrica en sus distintas modalidades.

3.5.1 CONCEPTO DE PARIDAD.

La paridad de red se define desde el punto de vista del usuario final como el momento en el que el precio minorista de la electricidad de red (el que un consumidor paga a su compañía eléctrica) se equipara con el coste de producción FV.

Para poder establecer dicha comparación, es necesario realizar un estudio exhaustivo que determine el coste real de la energía fotovoltaica producida por el usuario. Para ello, se debe tener en cuenta la inversión inicial, los costes de O&M (operación y mantenimiento) y otros términos que serán discutidos más adelante. Esto se debe a que para la generación fotovoltaica es necesaria una gran inversión inicial; sin embargo, los gastos de operación y mantenimiento son reducidos y el recurso para la generación (radiación solar) resulta gratuito. Por ello, es necesaria la definición de una variable teórica (LCOE) que permita comparar el coste de la electricidad generada con el precio de la electricidad ofrecido por la compañía eléctrica.

Es importante destacar que no se trata de una comparación del coste de generación de electricidad mediante distintas tecnologías. El precio final que el usuario paga por la electricidad que compra a la compañía eléctrica está condicionado por las regulaciones del Estado e incluye otros elementos además del coste de generación (p.ej. costes de transmisión, distribución, déficit de tarifa, impuestos, etc.). Por ello, la paridad de red no puede ser entendida como un indicador del coste de generación de la energía sino como el momento a partir del cual resulta más barato para el usuario final generar su propia energía mediante tecnología fotovoltaica en lugar de comprarla de la red. A pesar de ello, la paridad de red sí constituye un buen indicador del nivel de competitividad de la tecnología fotovoltaica en cada mercado.

El principal interés de la paridad de red reside en el hecho de que una vez alcanzada, resulta más interesante para el usuario generar su propia electricidad mediante tecnología fotovoltaica que comprarla de la red bajo determinadas circunstancias, provocando un cambio de paradigma en el modelo de distribución de la energía motivado por los intereses económicos del usuario.

En una situación cercana a la paridad de red se pueden distinguir dos fases muy diferenciadas.

En un primer momento, el coste de generación de electricidad mediante tecnología FV para el consumidor es superior al coste de compra de electricidad de la red, por lo que es necesario que el Estado subvencione la energía FV con una tarifa para que continúe su desarrollo y su consecuente reducción de costes. En caso contrario, no resultaría rentable optar por esta solución y su uso sería testimonial.

El aumento del precio minorista de la electricidad debido principalmente a la continua subida del precio de los combustibles fósiles, unido a la reducción del coste de la electricidad generada mediante tecnología FV, hace que ambas curvas se igualen en un punto alcanzando así la paridad de red.

A partir de este momento, resulta más rentable para el consumidor generar su propia electricidad mediante tecnología FV en lugar de comprarla de la red. Es entonces cuando las subvenciones y demás apoyos por parte del Estado dejan de ser necesarios.

En la siguiente grafica se puede apreciar la distinción entre ambas etapas, siendo la paridad de red la frontera entre las mismas.

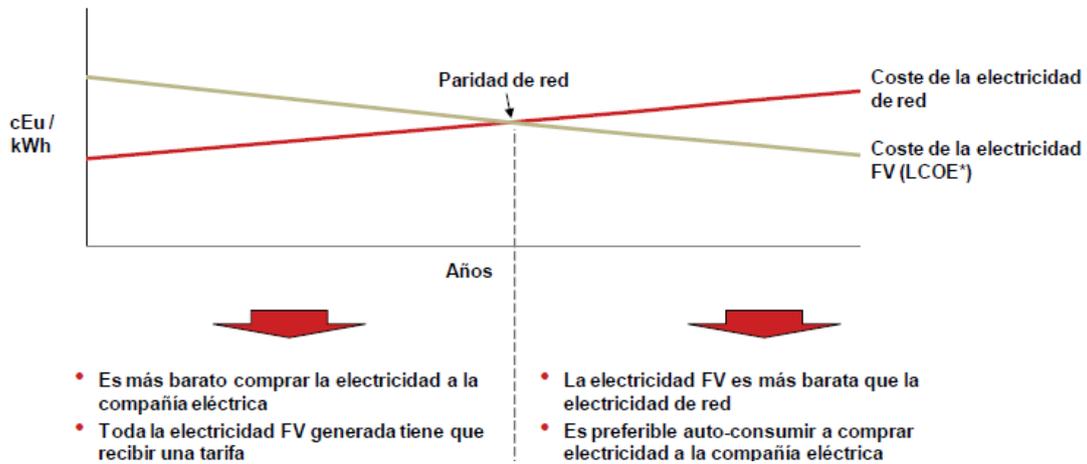


Fig.8: Concepto de paridad (Fuente: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID: Análisis de la llegada de la paridad de red a los principales mercados fotovoltaicos mundiales)

Un error común a la hora de analizar la llegada de la paridad de red a un determinado mercado consiste en comparar el coste de generación de la electricidad fotovoltaica con el coste de la electricidad en el mercado mayorista (pool eléctrico). Este análisis no es correcto ya que la paridad de red considera el coste de la energía generada por el usuario mediante tecnología FV y el precio que el usuario debería pagar a la compañía eléctrica para obtener la misma energía. Dicho matiz es importante ya que se está comparando el precio de la electricidad en dos puntos diferentes de la cadena de valor. La tarifa fijada por la compañía eléctrica incluye, además del coste de generación de la energía, los peajes de acceso, impuestos, margen de la compañía eléctrica, etc. Por lo tanto, el precio pagado por el usuario incluye más términos que el precio fijado en el pool eléctrico.

En este análisis, se asume implícitamente que toda la electricidad fotovoltaica generada se auto-consume o que el excedente de energía eléctrica se “valora” al mismo precio que la energía de la red, a pesar de que esta circunstancia no tiene que darse necesariamente.

Por lo tanto, los mercados más interesantes desde el punto de vista de la paridad de red no son aquellos que presentan menores costes de generación FV, sino aquellos en los que los costes asociados a la generación FV están próximos o incluso son inferiores a los precios ofertados por las compañías eléctricas para la electricidad comprada de la red. Es en ellos donde resultará interesante para el usuario generar su propia energía para su auto-consumo.

Como consecuencia de los argumentos expuestos en esta sección, no debe interpretarse la cercanía de la llegada de la paridad de red como un análisis de los costes de generación de la electricidad mediante distintas tecnologías en sentido estricto, sino como un estudio del interés económico de generar electricidad FV en lugar de comprarla de la red para el usuario bajo determinadas circunstancias.

3.5.2 CONCEPTO DE PARIDAD DE GENERACIÓN.

Se define la paridad de generación como el momento en el que el coste de generar electricidad mediante tecnología FV es igual al coste de generar electricidad mediante fuentes de energía tradicionales. Ya no se está comparando el LCOE fotovoltaico con el precio retail de la electricidad de la red (el ofrecido por la compañía eléctrica), sino que se compara con el mercado mayorista de electricidad (pool eléctrico).

Una vez alcanzada la paridad de red, es lógico esperar una mayor reducción de los costes de la tecnología FV. La llegada de la paridad de red marca la frontera a partir de la cual el autoconsumo fotovoltaico resulta rentable para el usuario. Esto provoca que, tras la llegada de la paridad de red, se produzca un fuerte aumento de la demanda y consecuentemente se intensifique la competencia entre proveedores, instaladores y demás actores del sector. Todo ello conlleva una reducción de los precios de componentes y mantenimiento, logrando que el coste de generación FV sea cada vez más ajustado. Además, la tendencia creciente de los costes de producción de electricidad mediante fuentes tradicionales de energía allana el camino hacia la paridad de generación.

A partir de entonces, la tecnología FV se convierte en la forma más económica de generar electricidad. Sin embargo, la llegada de la paridad de generación no implicará necesariamente un futuro mix de generación 100% renovable ya que, además de tratarse de fuentes de energía no gestionables, la creciente demanda energética hace que el futuro de la generación pase por un mix energético en el que las energías renovables adquieran cada vez mayor protagonismo pero siempre como apoyo a otras fuentes de energía más gestionables.

El desarrollo de las distintas tecnologías de generación fotovoltaica podría estar íntimamente ligado al desarrollo de las tecnologías de almacenamiento. Esto

posibilitaría que la electricidad se generase en el momento del día más rentable (cuando hay más radiación), y se almacenase posteriormente hasta que fuese necesario su consumo, solventando uno de los principales problemas que conlleva la generación mediante esta tecnología que es la imposibilidad de su gestión ya que la producción depende de la radiación disponible en cada momento. Sin embargo, esta opción resulta inviable hoy en día dados los elevados costes que presentan las distintas tecnologías de almacenamiento existentes.

En la siguiente imagen se muestra de forma gráfica el momento en el que se alcanzan la paridad de red y la paridad de generación. En ella se representa el precio de la electricidad ofrecido por la compañía eléctrica en color rojo y el precio de dicha electricidad en el mercado mayorista (pool eléctrico), en color azul, frente al coste de generación de la electricidad fotovoltaica (LCOE), en color marrón.

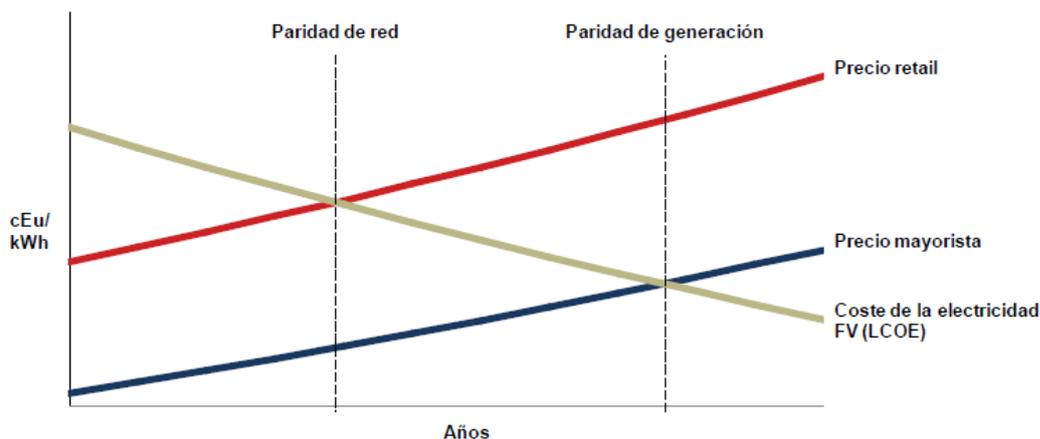


Fig.9: Concepto de paridad de generación (Fuente: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID: Análisis de la llegada de la paridad de red a los principales mercados fotovoltaicos mundiales)

Como se puede observar, la paridad de red se alcanza cuando el coste que supone para el usuario generar su propia electricidad FV iguala el coste de comprar la electricidad de la red (precio retail). La paridad de generación, por su parte, se alcanza cuando el precio al que se vende la electricidad generada mediante tecnología fotovoltaica es igual a su coste de producción.

3.5.3 COSTES COMPUTADOS A UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Aunque ya ha sido analizada con detenimiento la tecnología fotovoltaica, se hará un breve repaso a fin de entender los costes que engloba una instalación de este tipo y consta de:

1) **Costes de inversión inicial.**

Los costes de inversión inicial engloban todos los elementos necesarios para el funcionamiento de la instalación constando:



Fig 10: Elementos a contabilizar en la inversión inicial.

Modulo fotovoltaico: El generador fotovoltaico de una instalación fotovoltaica es el dispositivo encargado de transformar la radiación solar en electricidad. Está constituido por una asociación serie-paralelo de módulos que, a su vez, son el resultado de una agrupación serie-paralelo de células solares. La célula solar es el dispositivo básico de conversión de energía. La célula solar es el dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Regulado de carga: Los reguladores son dispositivos que evitan la sobrecarga y la descarga profunda de las baterías, asegurando su buen funcionamiento y prolongando su vida útil. Dependiendo de cómo realizan esta función pueden dividirse en dos grandes grupos: Los reguladores en serie y los reguladores en paralelo.

Inversor: El inversor o convertidor CC-CA tiene objetivo principal transformar la corriente continua en corriente alterna.

- i) Baterías: Es un dispositivo capaz de transformar cierta cantidad de energía química en energía eléctrica, y viceversa. Las baterías sirven para almacenar energía: se guarda la energía eléctrica en forma de energía química cuando no se necesita y se recupera cuando se requiere, eludiendo así el compromiso de adaptar el régimen temporal de producción al de consumo. Las baterías es un sistema de almacenamiento de energía que no es muy eficiente (se pierde del orden del 35-40% de la energía).

2) Costes de operación y mantenimiento

Los sistemas fotovoltaicos son sistemas pobres en mantenimiento pero requieren efectivamente de él para asegurar la confiabilidad del suministro de energía. La Tabla siguiente muestra las labores de mantenimiento, aunque estas no tienen un gran desembolso económico.

Componente	Acción mantenimiento	Periodicidad
Modulo solar	Limpieza	Trimestral, de acuerdo a grado suciedad
Regulador Carga	Ajuste terminales	Cada revisión, p.e. cada 6 meses
Baterías	Para baterías abiertas, recargar agua desmineralizada	Mensual
Inversor	Ajuste terminales	Cada revisión, p.e. cada 6 meses

Tabla 4: Labores de mantenimiento sistema fotovoltaico.

El mayor gasto de operación de un sistema fotovoltaico está asociado a la reposición de distintos elementos que tienen menor vida útil que otros elementos del sistema.

En cuanto se refiere a los reemplazos mayores, estos son esencialmente el reemplazo de las baterías aproximadamente cada cinco años, y el regulador de carga y el inversor que tienen vidas esperadas de 100.000 horas, lo que

corresponde aproximadamente a 10 años de operación, respecto a los 25 o 30 años que pueden durar las células.

3.5.4 MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA EVALUACIÓN DE LOS COSTES.

3.5.4.1 LCOE (Levelized Cost Of Energy).

El Levelised Cost of Electricity (LCOE) se define como el coste anual equivalente en términos corrientes de cada año, expresado en €/kWh, que multiplicado por la energía generada cada año, es igual a la suma de todos los costes asociados a la generación de esa energía durante el periodo de vida de la instalación FV. Es decir, se trata del coste de generación de la energía fotovoltaica considerando todos los costes en los que se incurre a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Resulta interesante destacar que el LCOE se calcula en términos corrientes de cada año, por lo que es necesario aplicar la tasa de descuento oportuna a todos los flujos monetarios. Esto se debe a que se opera con flujos económicos de distintos años y por ello será necesario actualizarlos.

De acuerdo a la definición previamente expuesta, el cálculo del LCOE se realiza igualando los costes asociados a la generación de la energía durante todo el periodo de vida de la instalación con el coste equivalente de la energía generada. Para poder llevar a cabo dicho cálculo, es necesario establecer el periodo de vida de la instalación. Habitualmente éste se fija en 25-30 años; sin embargo, a efectos prácticos se considerará una instalación hipotética con un periodo de vida de 3 años con el fin de simplificar los cálculos para la explicación del cálculo del LCOE. El período de vida útil de una instalación fotovoltaica empleado en el modelo es de 30 años.

Costes asociados a la generación de la energía durante todo el periodo de vida de la instalación

Para comparar costes de distintos años es necesario aplicar una tasa de descuento que permita actualizar los flujos monetarios de distintos años para poder realizar una comparación homogénea. Teniendo ésta en cuenta se puede obtener el coste total asociado a la generación de la energía durante todo el periodo de vida de la instalación como se muestra en la Ecuación 1:

Ecuación 1: Coste total asociado a la generación de la energía

$$\text{coste total} = I + \frac{M1}{1+r} + \frac{M2}{(1+r)^2} + \frac{M3}{(1+r)^3}$$

Siendo:

$I =$ Inversión inicial (Expresada en Eu corrientes de cada año)

$M_i =$ Costes de mantenimiento y operación.

$r =$ Tasa de descuento

Coste equivalente de la energía generada

Se trata de calcular un valor teórico anual constante, expresado en Eu/kWh (Eu corrientes de cada año) que multiplicado por la energía generada cada año sea equivalente a los costes reales asociados a la generación.

Considerando:

$E =$ Energía generada cada año (KWh)

$LCOE =$ Levelized cost of energy ($\frac{Eu}{KWh}$)

El coste equivalente de la energía generada a lo largo de toda la vida de la instalación se obtiene como se muestra en la Ecuación 2.

Ecuación 2: Coste equivalente de la energía generada

$$\text{Coste equivalente} = \frac{LCOE * E1}{1+r} + \frac{LCOE * E2}{(1+r)^2} + \frac{LCOE * E3}{(1+r)^3}$$

Es interesante destacar que la tasa de descuento utilizada debe ser la misma que la empleada en la Ecuación 1.

Igualando el coste total obtenido en el apartado anterior con el coste equivalente calculado en el primer apartado, obtenemos la siguiente ecuación:

$$\text{Coste total} = \text{Coste equivalente}$$

$$I + \frac{M1}{1+r} + \frac{M2}{(1+r)^2} + \frac{M3}{(1+r)^3} = \frac{LCOE * E1}{1+r} + \frac{LCOE * E2}{(1+r)^2} + \frac{LCOE * E3}{(1+r)^3}$$

Factorizando la expresión anterior, dado que el LCOE se ha definido como una constante, se obtiene:

$$I + \frac{M1}{1+r} + \frac{M2}{(1+r)^2} + \frac{M3}{(1+r)^3} = \left(\frac{E1}{1+r} + \frac{E2}{(1+r)^2} + \frac{E3}{(1+r)^3} \right) * LCOE$$

Por último, se despeja el LCOE de la ecuación anterior llegando a la siguiente expresión del LCOE final:

$$LCOE = \frac{I + \frac{M1}{1+r} + \frac{M2}{(1+r)^2} + \frac{M3}{(1+r)^3}}{\frac{E1}{1+r} + \frac{E2}{(1+r)^2} + \frac{E3}{(1+r)^3}}$$

$$LCOE = \left(I + \sum_{t=1}^n \frac{Mt}{(1+r)^t} \right) / \sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+r)^t}$$

La expresión obtenida es la empleada por distintos agentes autorizados tales como la IEA (International Energy Agency). La principal ventaja del LCOE es que incluye todos los costes (presentes y futuros) asociados a la instalación, de manera que constituye una herramienta útil para evaluar el coste real de generación, así como para compararlo con otras tecnologías de producción de energía. Además, resulta de gran utilidad a la hora de analizar la llegada de la paridad de red a los distintos mercados. Esto se debe a que expresa el coste de generación de la energía generada por el propietario de la instalación en las mismas unidades que la energía comprada a la compañía eléctrica, Eu/kWh, de manera que resulta sencilla su comparación.

3. 5.4.2 VAN (Valor Presente Neto)

Es un método de evaluación de la viabilidad de un proyecto económico, que se usa para la comparación de las distintas alternativas que se poseen, en el VAN existe dos conceptos de valor económicos distintos.

Valor futuro: Es el valor de una cantidad depositada hoy en un banco al cabo de un número de años.

Valor presente: Es el valor actual de una cantidad de dinero en un tiempo futuro, Es el dinero que hay que poner hoy en el banco para tener la cantidad dada en la fecha prevista.

La siguiente expresión muestra cómo sería la expresión del VAN.

$$VAN = I_{inicial} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{1 + rc} - \frac{Vr}{(1 + rc)^n}$$

I_{inicial} = inversión inicial (no es necesario actualizarla)

n = número de años del proyecto

C_i = Ingresos periodo *i* – gastos periodo *i*

Vr = Valor residual de la instalación

rc = Tasa de interés efectiva

La tasa de interés corregida es una tasa de descuento que está corregida respecto a la inflación. El efecto de la inflación es reducir el valor del dinero cada año, de forma que el tipo de interés se reduce a uno efectivo.

La tasa de interés corregida se puede relacionar mediante la siguiente expresión

$$1 + rc = \frac{1 + i}{1 + inf}$$

i = Tasa de descuento

inf = inflación

Obteniendo:

$$rc = 1 - \frac{1 + \text{interés}}{1 + \text{inflación}}$$

3. 5.4.3 Payback (periodo de retorno)

Es un concepto íntimamente relacionado con el VAN definido anteriormente y se define como el tiempo necesario para recuperar una cierta inversión, la expresión para deducirlo es igualando el VAN a cero y despejar el tiempo necesario.

$$0 = I_{inicial} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{1 + rc} - \frac{Vr}{(1 + rc)^n}$$

4. ESTUDIO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Un sistema de almacenamiento de energía se define como aquel sistema o dispositivo empleado para almacenar energía para su uso posterior, ya sea a corto o largo plazo, de forma intensiva o de forma mantenida en el tiempo.

En el siguiente esquema se visualizara las distintas tecnologías de almacenamiento de las que se disponen hoy día en función de la energía usada como medio de almacenamiento y posteriormente se analizan, aunque no todas pueden ser usadas en viviendas o empresas pequeñas cuya potencia instalada sea menor de 10kWp.

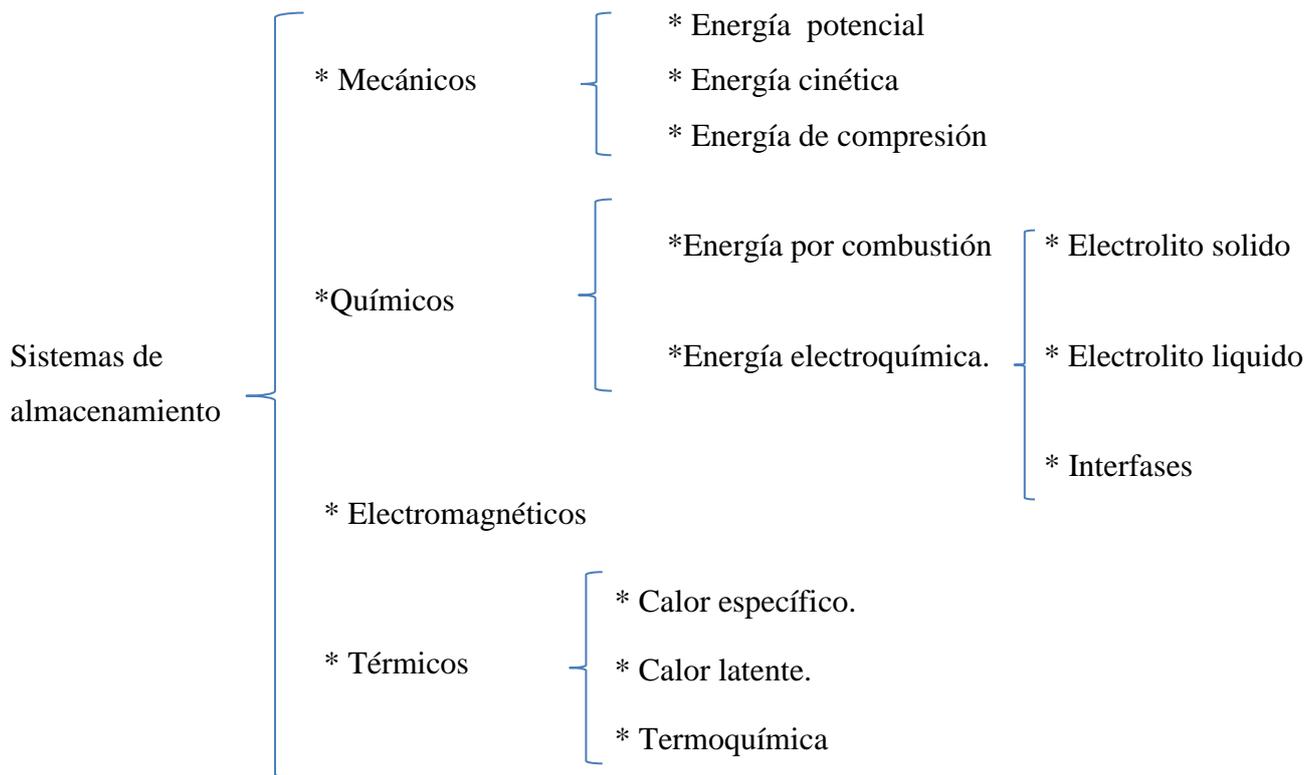


Fig. 11: Esquema de sistemas de almacenamiento.

4.1 PARÁMETROS QUE DEFINEN UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.

Antes de ser analizadas hay una serie de definiciones y conceptos que hay que tener en cuenta, con el fin de poder comparar las distintas tecnologías de almacenamiento disponible y poder así seleccionar el más adecuado.

1. **Eficiencia.** Al igual que todos los equipos que utilizan energía, los dispositivos de almacenamiento presentan pérdidas. Para evaluar la eficiencia de un dispositivo de almacenamiento, se debe tener en cuenta el ciclo completo: la carga, el mantenimiento de la carga y la descarga.
2. **Durabilidad.** El tiempo de vida es un importante factor para cualquier tecnología de almacenamiento de energía. En algunos casos, depende del número de ciclos de carga y descarga, de la profundidad del propio ciclo durante la carga o la descarga o del nivel de no retorno al descargarse.
3. **Densidad energética.** Refleja la cantidad de energía que el sistema es capaz de almacenar por unidad de volumen o masa y es de vital importancia cuando se dispone de espacio limitado.
4. **Tiempo de respuesta.** Muestra el tiempo que transcurre desde que la energía es solicitada hasta que es obtenida , incluye todo los tiempos necesario incluido los tiempos asociados a los cambios de energía hasta alcanzar el estado energético deseado, en nuestro caso energía eléctrica, así como de transporte.
5. **Capacidad de almacenamiento.** Está asociado a la cantidad de energía o potencia que el sistema es capaz de almacenar.

4.2 TIPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.

Se definen en función de la energía usada para el almacenamiento de la energía eléctrica.

4.2.1 Sistemas de almacenamiento mecánico

Son sistemas de almacenamiento que usan energía de tipo mecánica para almacenar energía pudiendo ser esta cinética, potencial o elástica.

- 1) **Energía potencial:** Son sistemas que se definen por una eficiencia en torno al 75% no suelen tener pérdidas prácticamente pero tienen el inconveniente de que es necesario una doble transformación, la energía potencial primero es transformada a energía cinética y posteriormente a eléctrica aumentando el tiempo de respuesta. Un sistema típico de este tipo es la energía hidráulica de bombeo.
- 2) **Energía cinética:** Estos sistemas presentan pérdidas de manera directa, asociadas al rozamiento, pero tienen tiempos de respuestas muy pequeños. Un sistema de este tipo son los volantes de inercia.
- 3) **Energía de compresión:** El funcionamiento se basa en utilizar la energía eléctrica sobrante para comprimir un gas, normalmente en cavidades subterráneas, para posteriormente usarlo como fluido de trabajo en una turbina generadora, son sistemas que tienen un tiempo de respuesta más elevado que los potenciales o cinéticos.

4.2.2 Sistemas electromagnéticos

El almacenamiento de energía magnética por superconducción (*Superconducting Magnetic Energy Storage* o SMES) designa un sistema de almacenamiento de energía que permite almacenarla bajo la forma de un campo magnético creado por la circulación de una corriente continua en una bobina superconductora que está refrigerada a una temperatura por debajo de la temperatura crítica de superconductividad.

Un sistema SMES tiene tres partes:

- *Una bobina superconductora.
- *Un sistema de electrónica de potencia.
- *Un sistema criogénico de refrigeración.

Una vez que la bobina superconductor se carga, la corriente ya no disminuye y la energía magnética puede almacenarse indefinidamente al presentar el sistema una resistencia interna nula. Sin embargo, la cantidad absoluta de energía que puede almacenarse no es muy elevada, por lo que los SMES son sistemas de alta potencia pero baja capacidad energética. Además, hay que tener presente que se requiere una fuerte estructura mecánica en el sistema para soportar la fuerza de Lorentz generada sobre las bobinas.

Posteriormente, la energía almacenada puede ser entregada a la red descargando al anillo mediante el interruptor de estado sólido controlado por la electrónica de potencia. Así, para extraer la energía se interrumpe la corriente que circula por la bobina abriendo y cerrando repetidamente el dispositivo conmutador de estado sólido. Debido a su elevada inductancia, la bobina se comporta como una fuente de corriente que puede utilizarse para cargar un condensador que proporciona una entrada de tensión continua a un inversor que genera el voltaje alterno requerido.

El sistema de potencia origina del 2% al 3% de pérdidas y probablemente se requiere otra cantidad similar para alimentar el sistema de criogenia. No obstante, los SMES tienen una eficiencia superior al 95%, puesto que sus pérdidas son muy bajas en comparación con las de otros sistemas de almacenamiento de energía.

4.2.3 Energía química

1) Reacciones de combustión: Consiste en obtener energía, mediante reacciones exotérmicas. La energía es almacenada en forma de reactivos que al reaccionar producen productos y liberan una cierta cantidad de energía de tipo térmica. Las ventajas que tiene es su alta densidad energética y facilidad para el transporte; La mayor desventaja que presenta es la producción de CO₂ y otras sustancias que producen un fuerte impacto sobre el medio ambiente

2) Energía electroquímica: Es el método más extendido para almacenamiento. El principio de funcionamiento se basa en un proceso químico reversible llamado reducción – oxidación (redox) un elemento pierde electrones (se oxida) mientras el otro elemento gana electrones (se reduce). Se llama batería al dispositivo que consiste en una o más celdas que convierte la energía química en electricidad. Cada celda consta de un cátodo (electrodo negativo), un ánodo

(electrodo positivo) y una sustancia que hace de medio para que los iones se desplacen (electrolito).

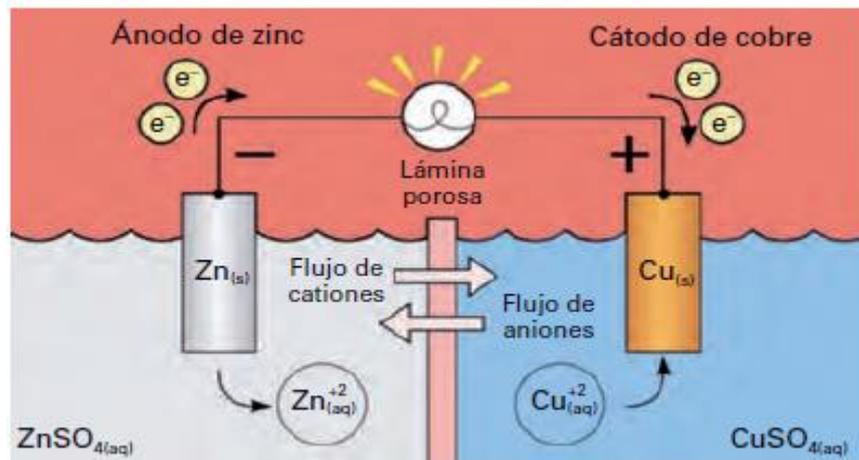


Fig.12: Esquema básico de una batería

Las baterías se pueden clasificar dependiendo de la capacidad de potencia pueden ser de alto o bajo voltaje.

Las baterías también pueden ser clasificadas en almacenamiento interno de baja temperatura y almacenamiento externo de alta temperatura. Ejemplos de baterías de baja temperatura son las de plomo ácido (PbO_2), níquel-cadmio (NiCd), ión litio y níquel-hidruro metálico (NiMH).

Los ejemplos de alta temperatura serían las de sulfuro sódico (NaS), cloruro de níquel-sodio (NaNiCl) y baterías de flujo.

También pueden ser clasificadas dependiendo del estado del electrolito que puede ser sólido, líquido o de interfase.

Las propiedades (densidad energética, eficiencia, vida, etc.) de las baterías varían dependiendo del modelo elegido.

Electrolito solido:

-Ión litio: tienen aplicaciones tanto para baja como para alta potencia así como para elementos electrónicos portables y herramientas de telecomunicación. Su gran uso se basa en su alta densidad energética y eficiencia.

Las baterías de ión-litio contemporáneas han sido desarrolladas para durar hasta 3000 ciclos completos de descarga. Otra importante característica es su rápida carga y descarga y su alta energía específica.

Otros aspectos importantes que las hacen muy aptas para su uso son el bajo porcentaje de autodescarga, la variedad de tamaños y formas y su bajo peso con alta densidad energética. A su vez resulta segura desde el punto de vista medioambiental.

Entre las desventajas más importantes se encuentran el coste de producción, ya que depende del tiempo de vida y la seguridad del aparato.

En estos momentos las investigaciones se están centrando en el desarrollo de circuitos de protección más eficientes.

- **Sulfuro sódico:** se caracterizan por ser baratas, con alta densidad energética, mejor eficiencia y una mejora en la capacidad de almacenamiento por utilizar sustancias líquidas activas. Resultan muy económicas debido a los asequibles materiales de construcción, los cuales tienen una gran facilidad para ser reciclados para su posterior reutilización. Requieren de poco mantenimiento.

-**Níquel cadmio:** pertenece a la familia de baterías recargables, con un buen ciclo de vida, una alta densidad energética, muy buen desarrollo a baja temperatura y con unas amplias posibilidades de tamaños y ratios. Se trata de unas baterías robustas y buenas sustitutas de las de plomo ácido, así como con un nivel alto de madurez en cuanto a su tecnología.

Uno de sus mayores problemas radica en el alto coste del cadmio y los materiales de níquel usados en su construcción. También, hay que destacar que tanto el cadmio como el níquel resultan duramente tóxicos y con gran impacto en la salud de los humanos.

Otro aspecto a destacar es la necesidad de cargar y descargar completamente la batería, ya que podría tener problemas de no hacerlo de esa forma, además de la alta autodescarga que presenta en comparación con el resto.

A pesar de todas estas desventajas, las baterías de níquel cadmio presentan un gran rango de aplicación, como puede ser en elementos electrónicos, sistemas de operación de aviación, vehículos eléctricos o luces de emergencia. Esto es debido a las grandes ventajas que presentan:

* Buenas características respecto del ciclo de vida (más de 3500 ciclos) combinado con sus bajos requerimientos de mantenimiento.

* Son altamente robustas.

* Capaces de resistir altas corrientes de descarga.

-Cloruro de níquel-sodio: estas baterías fueron desarrolladas en principio para los vehículos eléctricos y los vehículos híbridos. Comúnmente conocida como batería ZEBRA. Estas baterías tienen una mayor capacidad debido a la alta conductividad iónica del eléctrico. Han sido utilizadas también en otras aplicaciones como aplicaciones militares o de telecomunicación.

Electrolito líquido

Se caracterizan por ser líquido el medio por el que se propagan los iones, Este tipo de baterías contienen un contenedor exterior al sistema de electrodos, esta configuración permite aumentar su capacidad de almacenamiento aumentando la cantidad de electrolito.

Los electrolitos líquidos están basados en medios acuosos ácidos, lo que limita los materiales para electrodos, que en su mayoría son de naturaleza carbonosa. Estos electrolitos presentan en general unos límites de solubilidad que impiden aumentar la concentración de las especies electroquímicamente activas, lo que pone barreras al máximo valor de densidad de potencia alcanzable en los electrodos y, a su vez, a la máxima densidad de energía alcanzable, que hoy por hoy es más de un factor 5 menor que para las baterías de ion litio. Los tipos más importantes son:

Plomo ácido: es el primer tipo de batería recargable que existe a nivel doméstico y en algunas aplicaciones comerciales. El uso de estas baterías en ciertas aplicaciones comerciales queda limitado por la disponibilidad de otras clases de baterías de alta eficiencia en el mercado. En numerosos campos aún está muy extendida debido a su bajo coste, su alta fiabilidad, por ser una tecnología muy madura y por su rápida respuesta especialmente en automóviles.

Zinc bromuro: La batería de zinc-bromuro es una batería de flujo híbrida. Una solución de bromuro de zinc ($ZnBr_2$) se almacena en dos tanques. Cuando la batería está cargada o descargada, las soluciones (electrolitos) se bombean a través de una pila de reactor y de nuevo vuelven a los tanques. Un tanque se utiliza para almacenar el electrolito para las reacciones del electrodo positivo y la otra para el negativo.

Tipo de batería	Energía específica
Plomo ácido (tipo inundada)	25 Wh/kg
Plomo ácido (válvula reguladora)	30 – 50 Wh/kg
Níquel-cadmio (NiCd)	45 – 80 Wh/kg
Sulfuro sódico (NaS)	100 Wh/kg
Ión litio	100-190 Wh/kg
Vanadio redox	30-50 Wh/kg
Bromo-Zinc	70 Wh/kg

Tabla5: Resumen propiedades baterías

4.2.4 Energía térmica

Son sistemas cuyo almacenamiento está asociado a la capacidad de acumulación o liberación de calor por unidad de masa en base a su constante de calor específico o bien a los calores específicos de cambio de estado. La cantidad de energía almacenada depende de una constante y de la cantidad de masa de la que se dispone. Son sistemas que suelen necesitar una gran cantidad de material, con el consiguiente volumen y peso.

1) **Calor específico:** Es el método más sencillo de almacenar energía térmica en el ámbito que nos interesa consiste en usar la energía fotovoltaica sobrante después de cubrir la demanda de energía eléctrica para aumentar la energía interna de una sustancia para posteriormente extraer esa energía. La energía acumulada dependerá, pues, del tipo de material utilizado (y de su calor específico), de la cantidad de material almacenado (volumen de acumulación), de la temperatura de acumulación y del tipo y espesor de material aislante utilizado.

La clasificación de los sistemas de almacenamiento de los sistemas de acumulación sensibles se puede hacer en función del tiempo de acumulación (corto o largo plazo) o en función del material de acumulación (sólido, líquido o gas).

2) **Calor latente:** Los sistemas de acumulación latente se basan en la energía necesaria para producir un cambio de fase en un determinado material, el llamado calor latente. Este cambio de fase tiene lugar a una temperatura constante, que dependerá del tipo de material utilizado, los denominados materiales de cambio de fase (en inglés, Phase Change Materials).

Una de las grandes ventajas que presentan este tipo de sistemas de almacenamiento es una gran densidad energética de acumulación por unidad de volumen con una escasa variación de temperatura aunque se pueden usar distintos cambios de fases el más ventajoso es el de solido-liquido, debido a que el volumen requerido es menor que en cambio de fase liquido-gas.

Para estudiar la viabilidad de los PCM es necesario considerar diversos aspectos como las propiedades de transporte, estabilidad térmica, compatibilidad de materiales, segregación de fases, etc.

3) Almacenamientos termoquímicos: Sistemas basados en la capacidad de las reacciones químicas de generar o consumir energía. Se limita a aquellas reacciones químicas reversibles con capacidad de emitir/absorber calor debido a la propia reacción.

Estos sistemas se pueden clasificar en acumulación termoquímica, absorción y adsorción. La diferencia entre esta clasificación se basa en que los de adsorción y absorción la reacción está vinculada con el proceso de hidratación y deshidratación.

Tecnología	Capacidad KW/tn	Eficiencia %	coste \$/KW
Calor latente	20 -80	50-90	0,08-0,1
Calor sensible	50-150	75-90	10-50
Termoquímicos	120-350	75-100	8-40

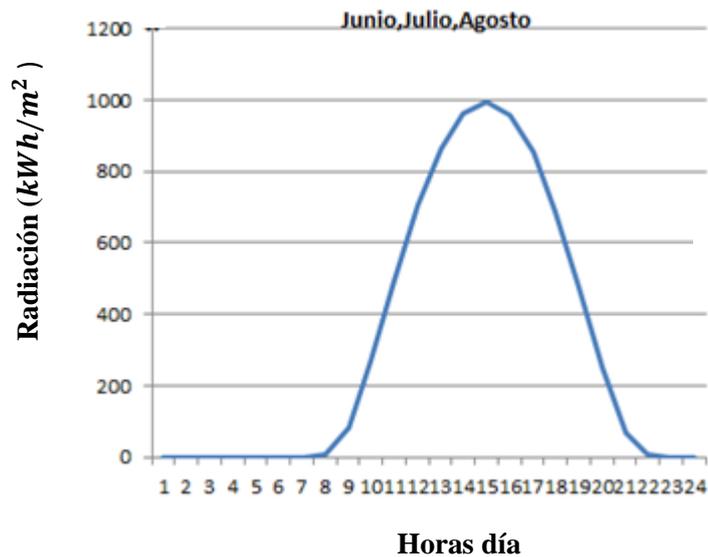
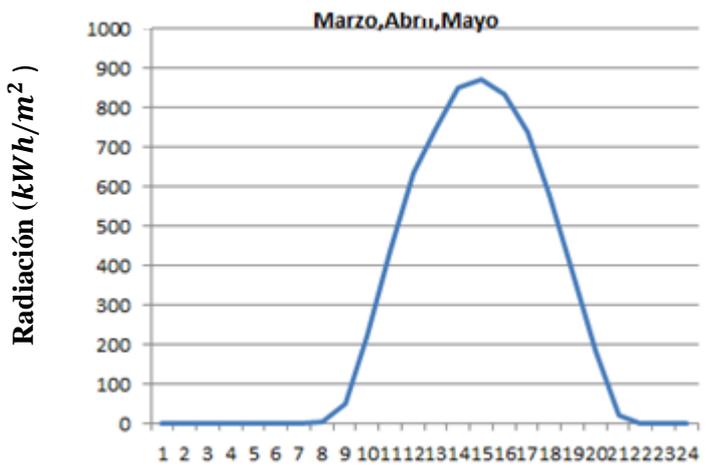
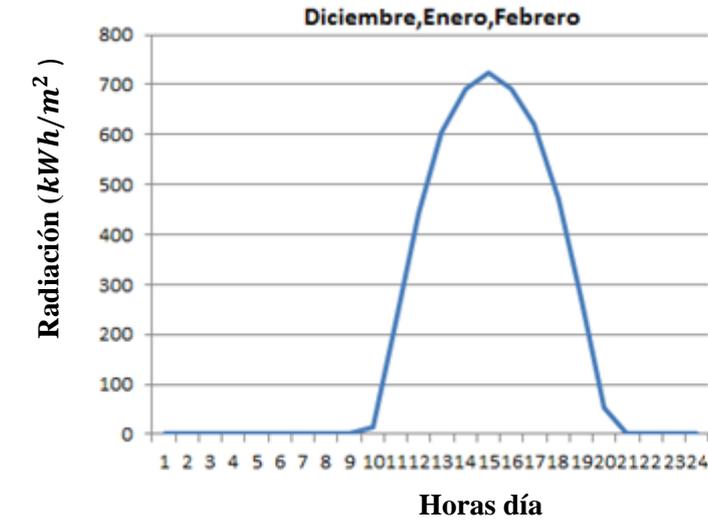
Tabla 6: Resumen propiedades sistemas de Alm. Térmico

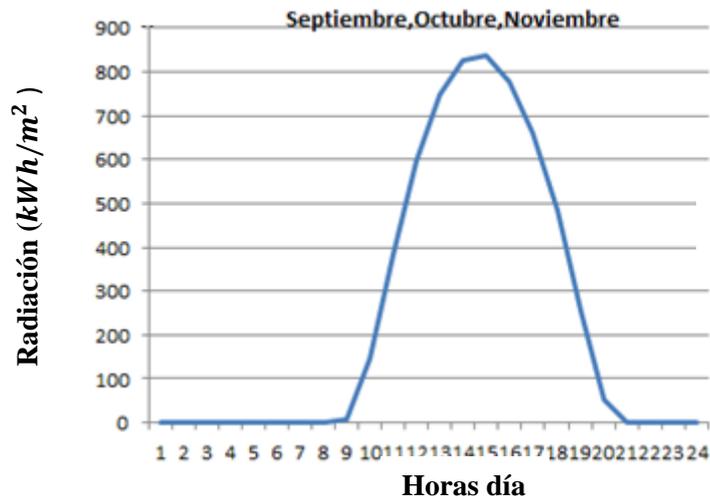
5 Implementación

5.1 DATOS DE RADIACION SOLAR Y TEMPERATURA AMBIENTE

Para los datos de radiación se usara una tabla de datos históricos de radiación global con una inclinación de 30 grados y a la temperatura de Sevilla obtenidos del Grupo de Termodinámica y Energías renovables – AICIA de la Universidad de Sevilla. Estas tablas dan información de la radiación solar promedio por hora para una inclinación de 30 grados así como de la temperatura del ambiente en esa hora para todas las horas de un año representativo, siendo este año 2005.

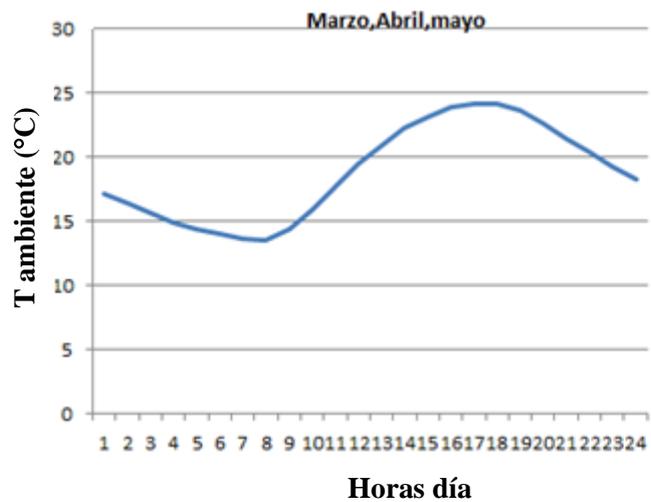
Estos datos son para una altitud, longitud y latitud determinada que serán a los que se supondrá que se encuentra la instalación por ser esto los datos de los que se dispone. Para poder visualizar los datos de los que se dispone se graficaron la radiación usando un valor promedio de las horas distinguiendo por trimestre.

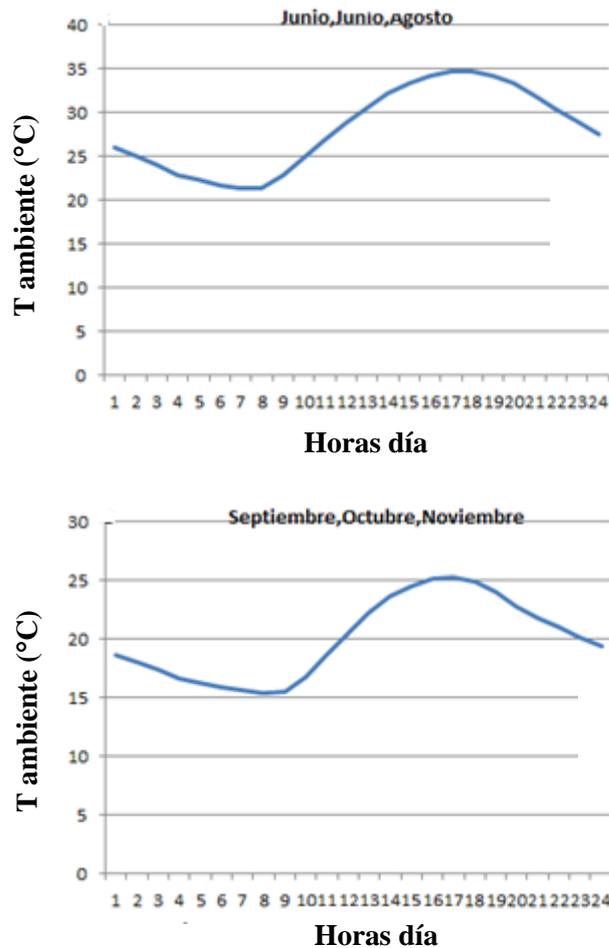




Graficas 3: Radiación promedio por horas y trimestre

Actuando de igual modo para las temperaturas se obtienen las siguientes graficas:





Graficas 4: Temperatura ambiente promedio por horas y trimestre

Mediante las gráficas obtenidas se puede tener una idea de la radiación así como de la temperatura del ambiente que posteriormente serán usadas para la obtención de energía producida del sistema fotovoltaico.

5.2 TARIFAS Y SU EVOLUCION TEMPORAL

A partir de abril de 2014 se incorporó en España una tarifa más compleja que la tarifa que se tenía hasta la fecha

Tarifa hora a hora: También llamada PVPC (Precio Voluntario Para el Pequeño Consumidor) es una tarifa más compleja que mediante contadores inteligentes dotados con medición horaria permiten tarificar el precio de la energía eléctrica hora a hora.

Como se vio en la sección anterior este tipo de medición responde a lo que requería el RD 900/2015 que decía que la medición de la energía consumida así como la inyectada sería tarifada hora a hora.

La tarifa de esta consta de dos términos:

- El precio de producir la electricidad que varía hora a hora y además en función de la tarifa elegida.
- Un importe fijado por el Ministerio de Industria (peajes) para retribuir todas las actividades necesarias para llevar el suministro eléctrico hasta nuestros hogares y el resto de costes a cargo del sistema eléctrico.

Los precios de la energía eléctrica hora a hora no serán constantes sino que serán actualizados todos los días y mostrados en la página web de Red Eléctrica de España.

Se realizará un análisis de la evolución de los precios, ya que según se ha visto anteriormente para la instalación que se va estudiar que es de las denominadas según el RD 900/2015 es del tipo II y con una potencia menor que 10 KW (requisito imprescindible para el sistema PVPC), es obligatorio que tanto la demanda de energía como el vertido de energía eléctrica a la red sean cuantificados de manera horaria.

Además existen dos variantes dentro del ámbito que nos interesan que pueden ser elegidas por el cliente y son las siguientes:

-Tarifa General: Los precios que se tarifican aunque varían hora a hora son prácticamente constantes y oscilan entre 0,16 euros/KWh y 0,19euros/KWh

-Tarifa con discriminación horaria: Los precios al igual que en la tarifican general varían hora a hora pero además existen franjas horarias en las que varía notablemente el precio de la energía eléctrica, durante el día (punta) el precio promedio de la energía es más elevado que el de la general y durante la noche (valle) el precio promedio de la electricidad es menor que el de la tarifa general. Además estos periodos varían entre invierno y verano. La siguiente tabla muestra las franjas horarias y de la tarifa con discriminación horaria, obtenidos de la página web de Endesa.

	Punta 10 h	Valle 14h
Invierno	12 - 22	22 - 12
Verano	13 - 23	23 - 13

Tabla 7: precios tarifa con discriminación horaria

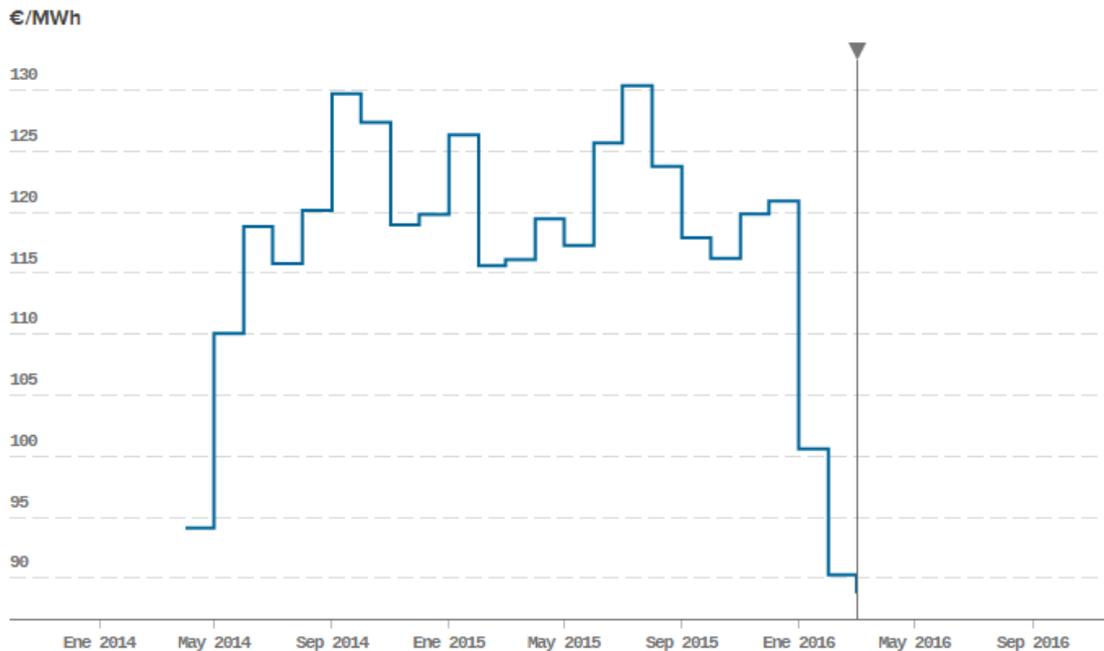
5.2.1 EVOLUCIÓN PRECIOS ENERGÍA ELÉCTRICA.

La viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos está íntimamente ligada al precio de la energía eléctrica, el precio de esta marcará el punto donde el sistema es rentable. El punto donde el precio de ambas se iguala se llama paridad de red y será analizado más profundamente posteriormente y es por este motivo por el cual es tan importante tener una idea de la evolución de los precios, ya que el sistema no solo debe ser rentable hoy sino que también debe serlo a largo plazo.

5.2.1.1 Evolución precios tarifa general y tarifa dos periodos.

Análisis de la evolución de los precios de la tarifa general: Para realizar el análisis de los precios se ha elaborado una gráfica del precio de la electricidad en MWh desde la incorporación del PVCP hasta marzo de 2016 en la que no están incluidos los peajes. La gráfica muestra valores mensuales promedios del precio horario, dichos precios son una recopilación de precios hora a hora obtenidos de REE (Red Eléctrica Española).

DESDE EL 01-01-2014 A LAS 00:00 HASTA EL 31-12-2016 A LAS 23:50 AGRUPADOS POR MES

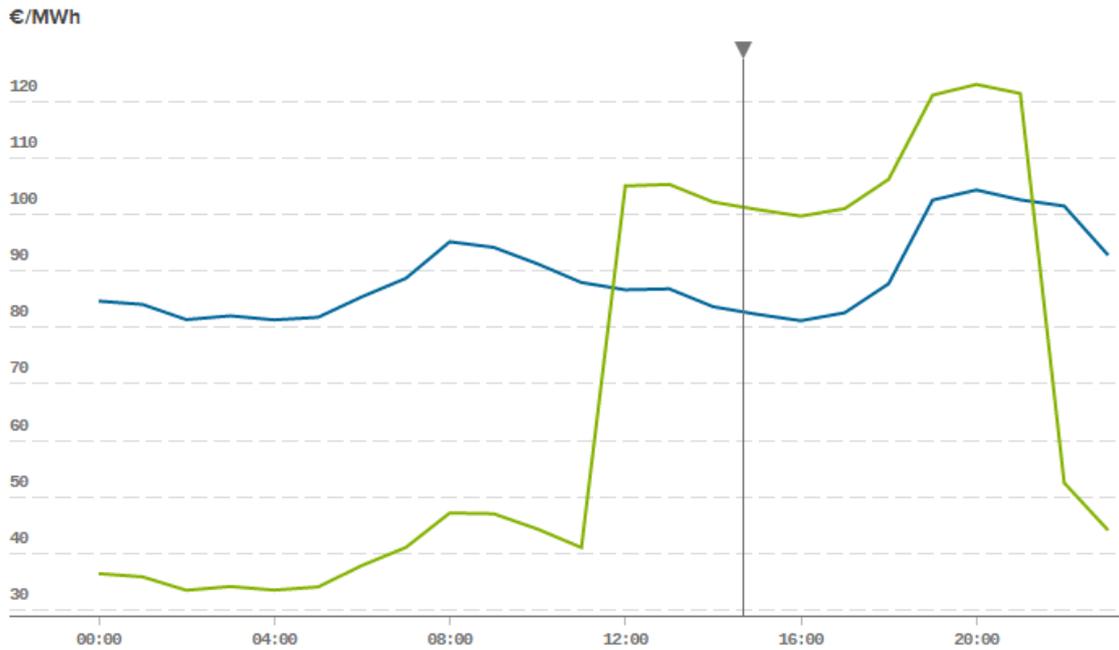


Grafica 5: Evolución precios tarifa general (Obtenida en REE) .

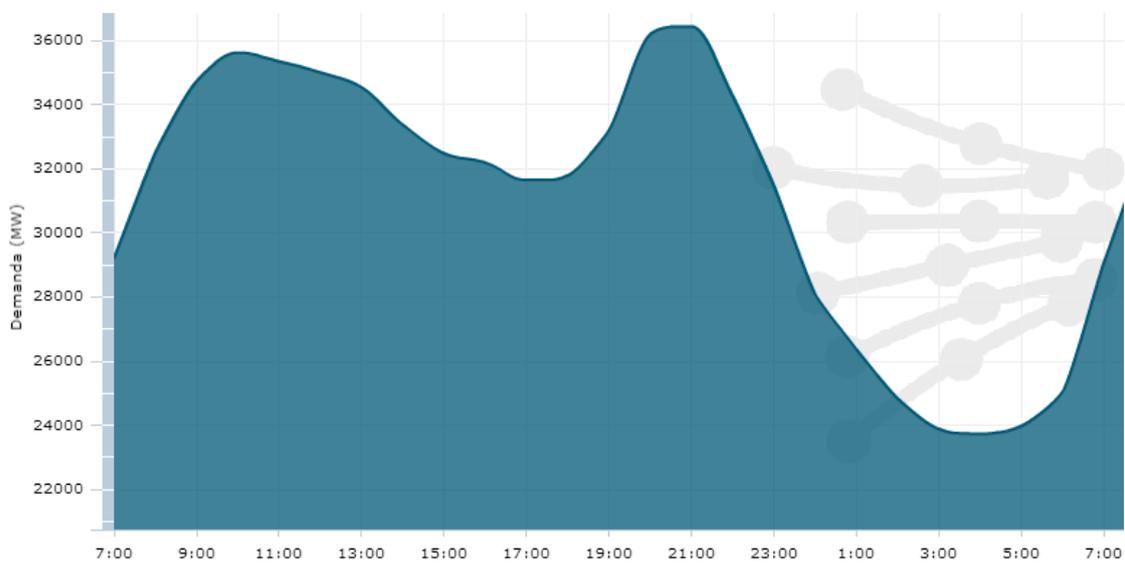
De la gráfica se puede deducir como ha sido la evolución de los precios desde la incorporación de este tipo de tarifas, la tendencia que sigue desde los últimos meses y los precios máximos y mínimos que se han alcanzado.

La tendencia del precio hora a hora de la electricidad fue aumentando desde la instalación del sistema hasta aproximadamente septiembre de 2014 donde a partir de esta fecha, aunque no es constante, ya que varían mes a mes los precios promedios. Se podría decir que eran poco variables hasta agosto de 2015 donde se alcanzó el precio máximo de valor 0,1238 euros/KWh y partir de esta fecha hasta hoy día parece que el precio de la electricidad tiene una tendencia decreciente obteniéndose en marzo de 2016 el precio más bajo de la electricidad desde la incorporación del sistema PVPC de valor 0,09 euros/KWh.

Para el análisis de ambas tarifas se ha creado un grafica que compara en un día (a precios actuales) los precios hora-hora de la tarifa general(o por defecto) con la tarifa de discriminación nocturna (2 periodos), así como una gráfica con un demanda diaria del consumo peninsular.



Grafica 6: Análisis entre tarifa por defecto y tarifa con discriminación horaria, tarifa sin discriminación Horaria (azul), tarifa con discriminación horaria(verde).



Grafica 7: Demanda eléctrica española de un día representativo.

Analizando los precios de la tarifa general respecto a la demanda de potencia eléctrica se aprecia que los precios más elevados del MWh coinciden con las franjas horarias donde la demanda de energía eléctrica es mayor, es decir la demanda de energía es mayor en un periodo de la mañana que va desde las 8:00 hasta las 12:00, así como

desde las 20:00 hasta las 23:00 encontrándose en este el pico más alto. Los precios más altos se encuentran ubicados entre la franja 7:00 y las 11:00 y la franja 19:00 y 22:00 encontrándose en esta última el pico más alto.

Analizando la tarifa de 2 periodos se aprecia que el pico de máxima demanda que pertenece entre las 20:00 y las 22:00 coincide con el precio más elevado de la tarifa que además es más elevado que el de la tarifa general, por otra parte el otro pico de demanda que coincide entre las 7:00 y las 10:00 de la mañana sí coincide con el precio que es el más bajo de la tarifa y que además es más bajo que el de la tarifa general. Observando las gráficas se observa que la tarifa con discriminación en el caso de usar un sistema de generación de electricidad es más rentable debido a que en las horas en las cuales no es posible generar energía eléctrica de manera solar el precio del MWh es más económico, y aunque se estudiara con más detenimiento bajara la rentabilidad económica de almacenar la energía.

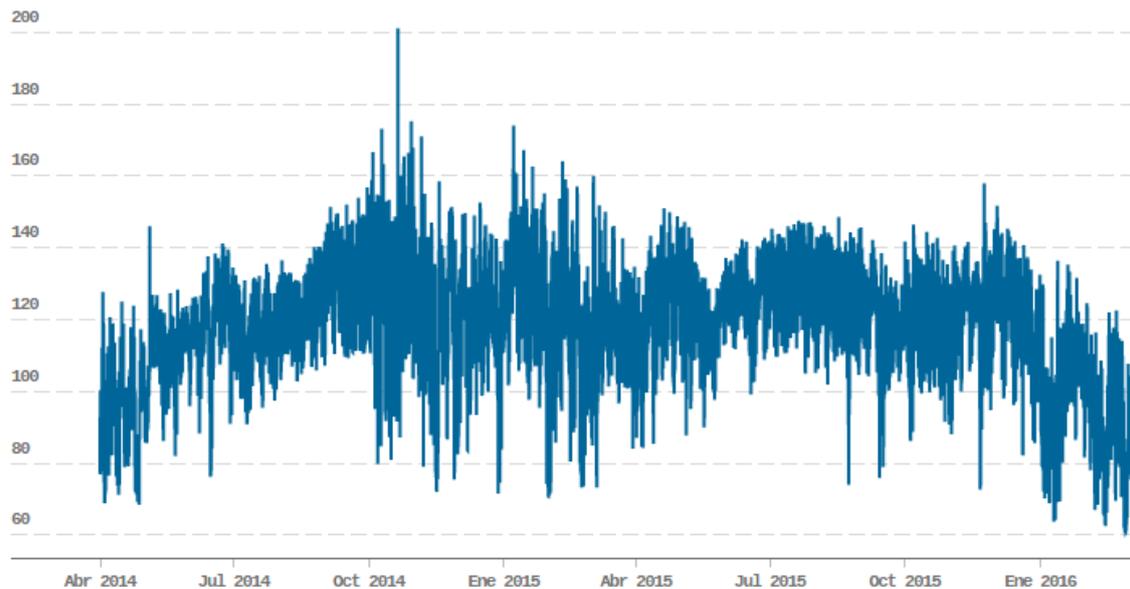
5.2.2 Evolución horaria de los precios.

En el punto 3.3 se dedujo que la tarificación del precio es hora a hora, en el apartado anterior se obtuvieron graficas generales de la evolución de los precios usando valores promedios así como un día representativo. Para el análisis de la viabilidad económica se necesitaran valores hora a hora para todas las horas del año, para ello se han obtenido Excel cedidos por la REE con datos históricos hora a hora desde abril de 2014 hasta mayo de 2016 que serán graficados para tener una idea de los precios hora a hora.

La información de los precios es fundamental para poder conocer donde es más interesante almacenarla, consumirla y/o venderla.

La siguiente grafica muestra información de los precios hora a hora de la tarifa sin discriminación horaria.

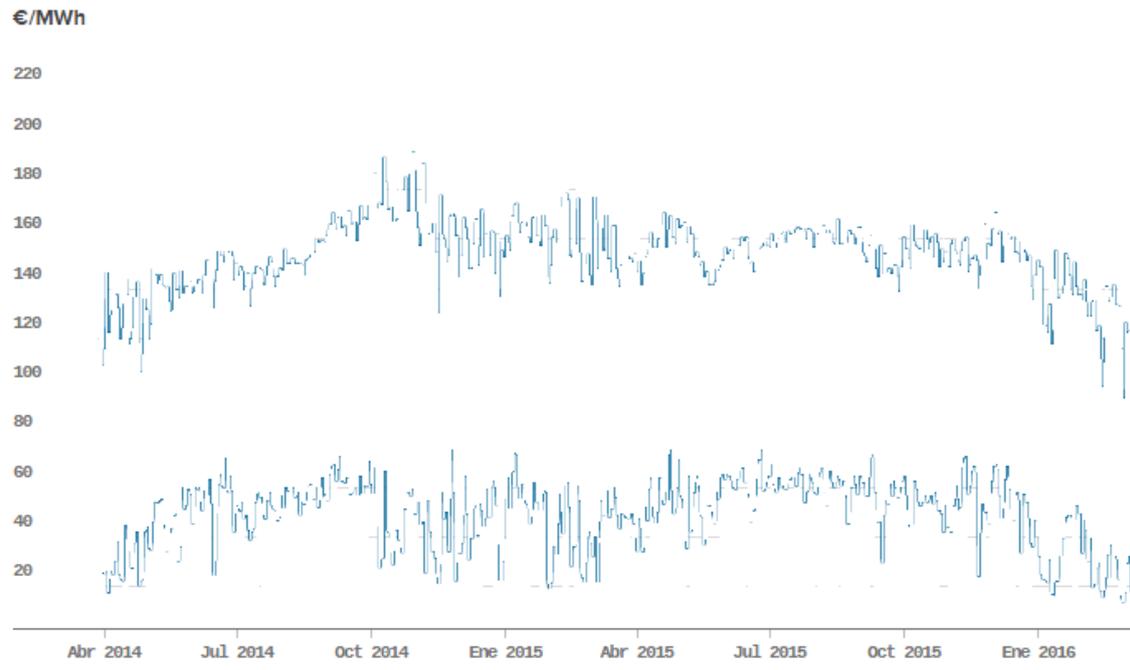
Precio energía€/kWh



Grafica 8: Evolución horaria de la tarifa sin discriminación.

La grafica pone de manifiesto que los precios aunque oscilan dentro de un rango varían constantemente haciendo imposible el uso de un valor promedio y haciendo que sea necesario usar valores hora a hora para obtener el ahorro de una instalación de generación fotovoltaica .

Para un análisis para la selección de la tarifa más interesante será también necesaria una gráfica análoga a la anterior pero con los precios de la tarifa con discriminación horaria, para ello procediendo de igual forma que para la tarifa sin discriminación horaria se puede obtener la siguiente grafica para la tarifa con discriminación horaria.



Grafica 9: Evolución horaria de la tarifa con discriminación.

La curva superior representa la evolución de los precios horarios de la franja diurna o también llamada punta y la curva inferior representa la evolución de los precios de la franja nocturna o también llamada valle.

En el caso del periodo diurno o punta el precio oscila entre algo más de 100 y 180 euros por megawatiohora mientras que el nocturno oscila entre 20 y 60 euros por megawatiohora, cabe decir que en ambas graficas no están incluidos los peajes ya que estos dependen de la potencia contratada y son fijos en función del consumo pero en cualquier lugar aumentarían el precio de las tarifas.

5.2.3 Análisis del precio de la energía eléctrica por trimestres.

Las gráficas obtenidas hasta ahora aunque reales son poco ilustrativas debido a la variación de los precios hora a hora que produce para un periodo de un intervalo de años una distorsión de las gráficas que no permite analizar con detalle su evolución, para ello se obtendrán gráficas.

Para poder analizar la viabilidad del almacenamiento se realizará una evolución de los precios de la energía eléctrica usando un precio promedio para cada hora diferenciando entre los distintos trimestres del año además se realizará tanto para la tarifa con discriminación horaria como para la tarifa por defecto o sin discriminación.

El análisis se realiza por trimestre para poder estudiar la viabilidad de almacenamiento en las distintas etapas del año debido a las variaciones de la radiación solar a lo largo del año.

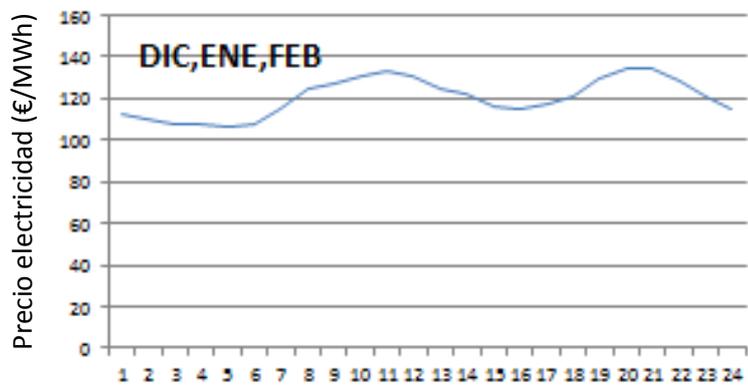
Para realizar el análisis se ha procedido de la siguiente manera:

- i) Mediante la página web de Red Eléctrica de España se han obtenido datos de la historia de precios hora-hora desde Abril de 2014 hasta la fecha actual.
- ii) Mediante los ficheros Excel obtenidos de REE (Red Eléctrica de España) Se han hecho un promedio de los precios de cada hora distinguiendo en los distintos trimestres.

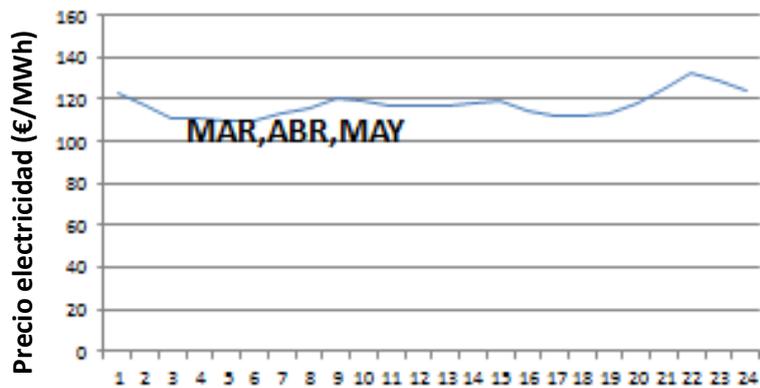
A continuación se mostrarán las distintas graficas obtenidas:

* Nota: Todas las gráficas son representadas en €/MWh en el eje de coordenadas y en horas en el eje de abscisas, no están incluidos los precios de peajes por ser constantes en función de la potencia seleccionada y aún no está determinada.

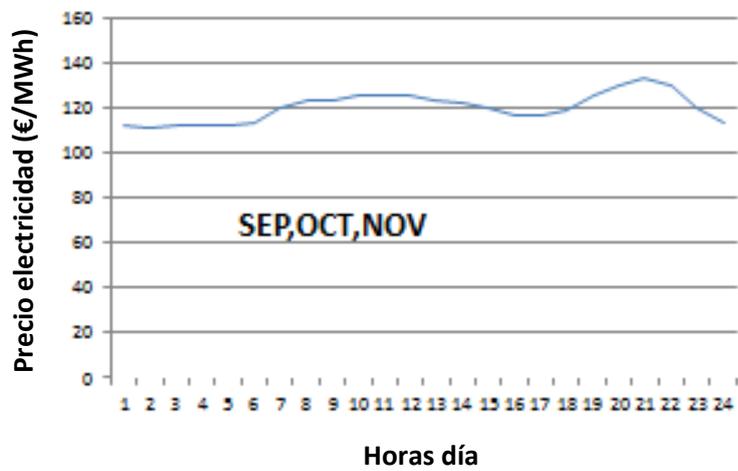
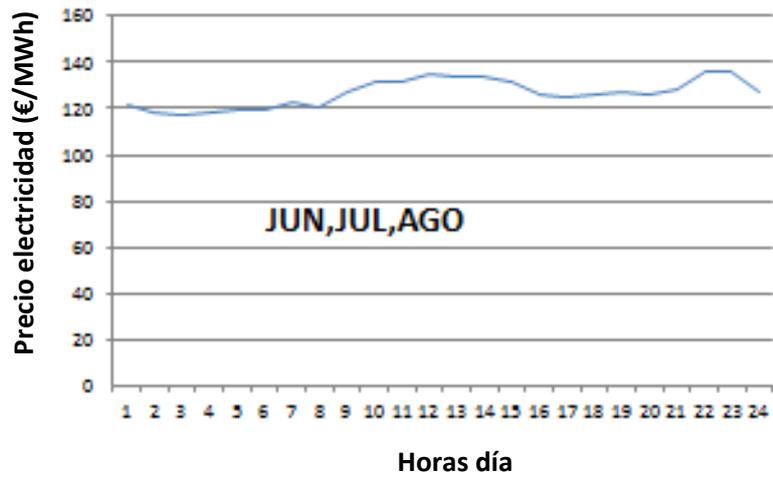
Primero se mostraran las gráficas obtenidas para la tarifa sin discriminación.



Horas día

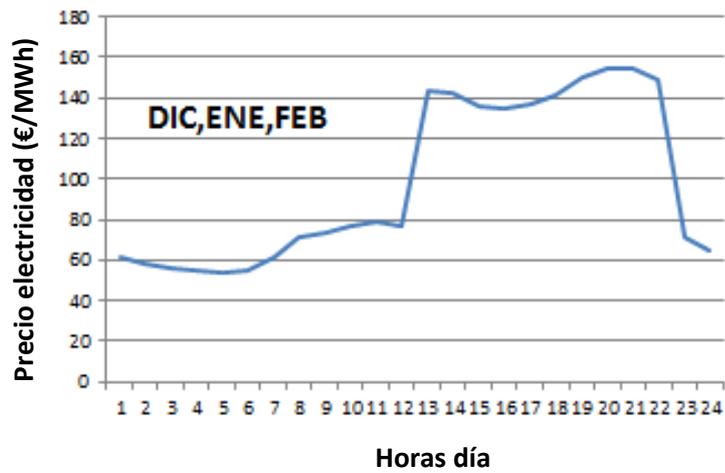


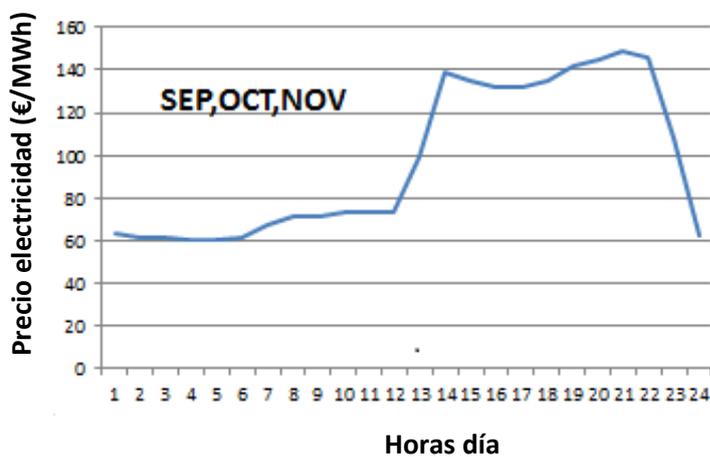
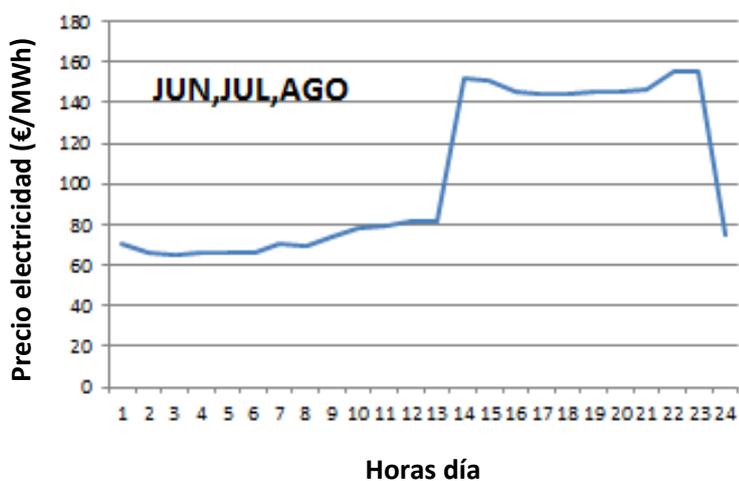
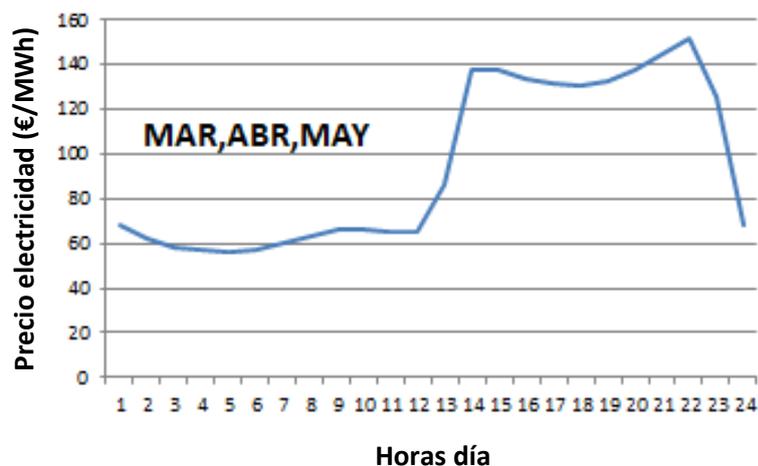
Horas día



Graficas 10: precios promedio energía eléctrica por trimestre sin discriminación.

Las siguientes graficas son para la tarifa con discriminación horaria:





Graficas 11: precios promedio energía eléctrica por trimestre con discriminación.

Mediante estas graficas es posible observar los precios con más detalles y aun siendo precios promedios son más reales que los obtenidos de manera general en el principio de este apartado. Cabe decir que estos son los precios obtenidos con valores históricos y pueden dar una idea de la evolución temporal de estos, pero aun así es imposible

conocer la evolución real a lo largo de los 25 o 30 años que pueda durar la instalación que se va a analizar.

5.3 ESTIMACIÓN DEL AHORRO ENERGETICO

Se realizara una primera estimación de cómo sería el ahorro de energía si se instalara un sistema de producción de energía fotovoltaica y solo se utilizará la energía producida para autoconsumo, sin almacenar energía, ni volcar energía eléctrica a la red, este primer análisis se realizara por Wp instalado y sin tener en cuenta la inversión es solo para obtener el valor de la energía producida y el ahorro económico que produciría.

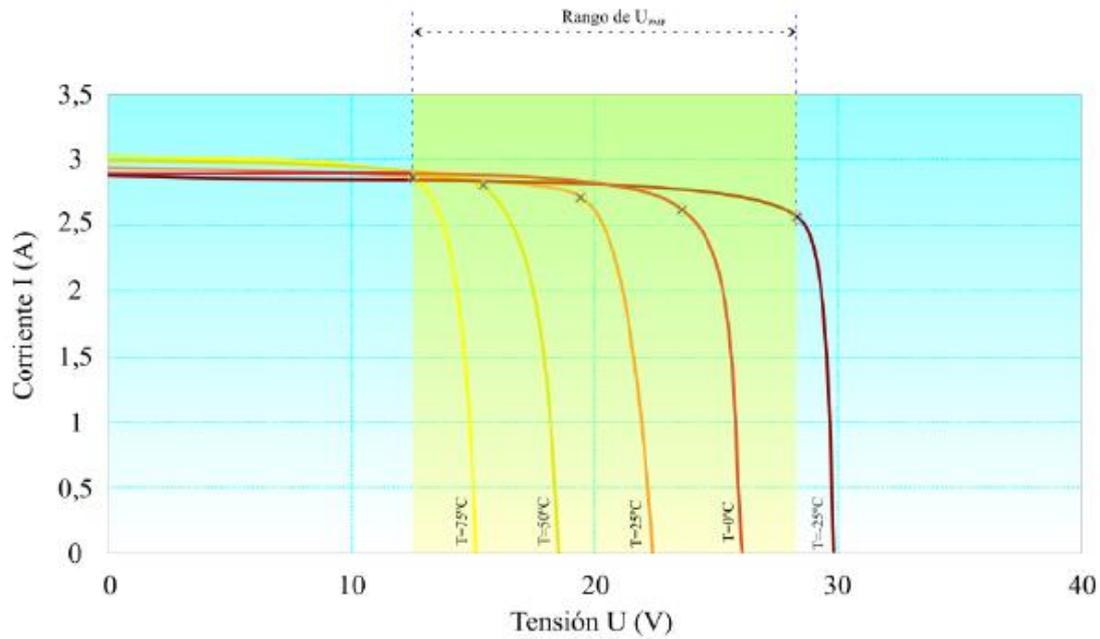
Para poder obtener la estimación de la energía producida y el ahorro obtenido es necesario usar una serie de expresiones así como los datos de radiación y de precios anteriormente obtenidos.

Las ecuaciones que se usaran serán las siguientes:

$$T_{panel} = T_{ambiente} + \frac{T_{ONC} - 25}{800W} * I$$

Mediante esta ecuación se obtiene la temperatura del panel, ya que la eficiencia del panel depende de la irradiación y de la temperatura de este mediante las curvas características de la célula fotovoltaica instalada. Suponiendo que la irradiancia permanece constante, al aumentar la temperatura de una célula se produce una disminución de la tensión de máxima potencia en la célula sin aumentar prácticamente la intensidad en dicho punto. En consecuencia, la potencia máxima que produce disminuye.

La siguiente tabla muestra como varia la curva característica de una célula al variar la temperatura sobre la que incide una irradiación constante.



Gráfica 12: Influencia de T en la generación.

El parámetro TONC (Temperatura operacional de la célula) es un parámetro que mide las propiedades térmicas del panel, físicamente es la temperatura que alcanza el panel en unas ciertas condiciones nominales de operación que son:

- Irradiancia = $800W/m^2$
- Distribucion espectral = A M 1,5
- Incidencia normal
- Temperatura ambiente = 20°
- velocidad viento = $\frac{1m}{s}$

El TONC depende de la célula elegida para esta primera aproximación se usará un valor típico de 45 grados.

Para calcular la energía producida se usará la siguiente expresión:

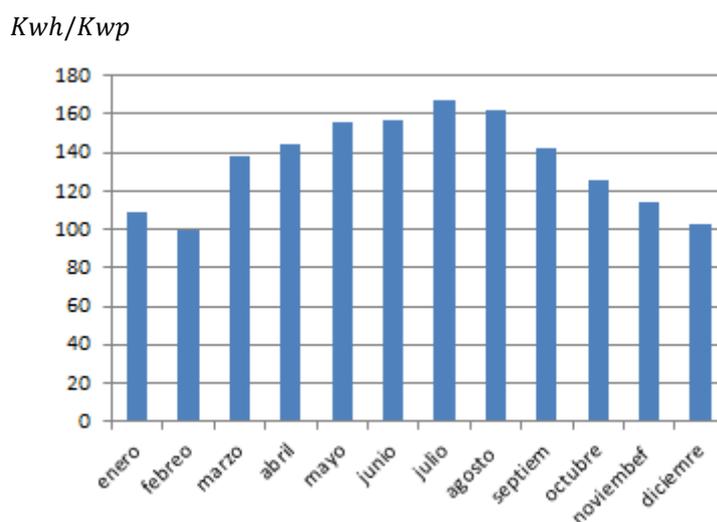
$$PR = \frac{Ep * Kwp}{Pp * I * (1 - \beta(Tp - 25))}$$

El β es un coeficiente característico de la célula que relaciona la disminución de energía producida con la temperatura comparándolo con una temperatura de 25 grados.

El PR es un rendimiento que compara la energía producida respecto a la energía producida por una hipotética instalación idealizada (sin pérdida)

Mediante las ecuaciones ya definidas y las tablas se puede obtener información de la energía obtenida. Para el análisis se hará un balance de la energía obtenida en los distintos meses del año.

La siguiente tabla muestra los resultados por meses en *Kwh/KWp*



Grafica 11: Generación de energía por kWp instalado

Para un primer análisis se harán las siguientes hipótesis:

- Toda la energía producida es consumida.
- Se utilizarán valores promedios hora del precio variable de la energía eléctrica.
- Para el precio fijo al ser dependiente de la potencia contratada se hará un estudio de una vivienda que contrata una potencia de entre 5 Y 10 KWh

Con todas estas hipótesis se tendrá una idea del ahorro económico en energía eléctrica asociado al disminuir el consumo.

Para la aplicación del precio asociado a la parte fija de la factura de la electricidad se hará respecto a los precios marcados en el RD 900/2015.

El análisis se realizará para las dos tarifas que se vienen estudiando de manera separadas.

*** Tarifa por defecto o sin discriminación horaria**

meses	ETM	DPC	PCF	ACV	ACF	ATB	ATN
Enero	109,5	0,19	8,98	14,257404	1,7062	15,963604	19,315961
Febrero	100,12	0,19	8,98	11,572531	1,7062	13,278731	16,067264
Marzo	138,64	0,19	8,98	15,836963	1,7062	17,543163	21,227227
Abril	144,03	0,19	8,98	16,874104	1,7062	18,580304	22,482167
Mayo	155,75	0,19	8,98	18,098836	1,7062	19,805036	23,964094
Junio	157,72	0,19	8,98	19,95608	1,7062	21,66228	26,211359
Julio	167,48	0,19	8,98	22,727833	1,7062	24,434033	29,565179
Agosto	162,3	0,19	8,98	20,578747	1,7062	22,284947	26,964786
Septiembre	142,59	0,19	8,98	16,963924	1,7062	18,670124	22,59085
Octubre	125,73	0,19	8,98	14,676501	1,7062	16,382701	19,823068
Noviembre	114,05	0,19	8,98	13,766383	1,7062	15,472583	18,721825
Diciembre	102,34	0,19	8,98	12,592144	1,7062	14,298344	17,300996

Tabla 8: Datos sistema de generación tarifa sin discriminación horaria

ETM: Es la energía total que se obtiene por KWp instalado para una inclinación de 30 grados por mes en *kWh*. $[\frac{Kwh}{kwp} * mes]$

DPC: Es la disminución en la potencia contratada que produce un ahorro asociado a la cuota fija de la factura de la energía eléctrica. Al ser un contrato se ha elegido el caso más desfavorable, con lo cual hay meses en los cuales se podría haber contratado menos, pero tendría el inconveniente de que la instalación se quedara corta de potencia contratadas en otros de menor producción. [kwh]

PCF: Es el precio por KW contratado según el RD 900/2015. [Euro/Kwh]

ACV: Es el ahorro asociado a la parte variable de la factura de energía eléctrica por mes. [Euro]

ACF: Es el ahorro asociado a la parte fija de la factura de energía eléctrica por mes. [Euro]

ATB: Es el ahorro total en la factura de energía eléctrica (ACV+ACF) sin IVA incluido. [Euro]

ATN: Es el ahorro total en la factura de energía eléctrica (ACV+ACF) con IVA incluido. [Euro].

* Tarifa con discriminación horaria

meses	ETM	DPC	PCF	ACV	ACF	ATB	ATN
Enero	109,5	0,19	8,98	13,987556	1,7062	15,693756	18,989445
Febrero	100,12	0,19	8,98	11,529244	1,7062	13,235444	16,014887
Marzo	138,64	0,19	8,98	15,464407	1,7062	17,170607	20,776434
Abril	144,03	0,19	8,98	16,19552	1,7062	17,90172	21,661081
Mayo	155,75	0,19	8,98	17,143572	1,7062	18,849772	22,808225
Junio	157,72	0,19	8,98	19,13312	1,7062	20,83932	25,215578
Julio	167,48	0,19	8,98	21,898378	1,7062	23,604578	28,561539
Agosto	162,3	0,19	8,98	19,991249	1,7062	21,697449	26,253913
Septiembre	142,59	0,19	8,98	16,373507	1,7062	18,079707	21,876446
Octubre	125,73	0,19	8,98	14,031412	1,7062	15,737612	19,04251
Noviembre	114,05	0,19	8,98	13,297519	1,7062	15,003719	18,1545
Diciembre	102,34	0,19	8,98	12,422537	1,7062	14,128737	17,095771

Tabla 9: Datos sistema de generación tarifa con discriminación horaria

Los datos obtenidos ponen de manifiesto que en el caso de que toda la energía producida fuera consumida directamente se produciría un ahorro en la factura que es proporcional a la potencia instalada, pero en este primer análisis simple no se tiene en cuenta los gastos en la instalación solo el ahorro al instalarla pero estos gastos pueden producir la inviabilidad del proyecto, en el siguiente apartado se estudiara toda la casuística posible.

5.4 MODELO MATEMÁTICO GENERAL.

En este apartado será mostrado el modelo matemático general para posteriormente ser particularizado para cada caso.

La primera ecuación es la expresión del LCOE

$$LCOE = \frac{\text{Costes iniciales} + \sum_{i=1}^n \frac{M\&O + \text{impuestos}}{(1+rc)^i} - \text{valorresidual}}{\sum_{i=1}^n \frac{\text{Energía generada}}{(1+rc)^i}}$$

Los términos que componen dicha expresión son:

- (1) Los costes iniciales están asociados exclusivamente a la adquisición inicial de la instalación y se puede expresar como:

$\text{coste inicial} = \text{PrecioWp}[\text{€/Wp}] * \text{Tamaño instalacion} [\text{Wp}]$ Donde el tamaño será fijo y de valor 10kWp.

(2) Los costes de labores mantenimiento y operación se expresan como:

$$M\&O = 0,005 * \text{costes iniciales}$$

(3) Los impuestos serán en función de los beneficios obtenidos así como de los impuestos puestos por el estado y puede ser calculado como:

$$\text{impuestos} = \% \text{impuesto} * (\text{Ahorro economico} - C\&M - \text{amortizacion})$$

El % impuestos será de un 7% esto esta impuesto por el RD 900/2015

(4) El ahorro económico está asociado al valor que el consumidor se ahorra con la energía generada así como los posibles beneficios de su venta pudiendo expresarse como :

$$\text{ahorro economico} = \text{ahorroenergiavendida} + \text{ahorroenerrgiaalmcenada} + \text{ahorroenergiaconsumida}$$

Donde cada término puede expresarse como:

$$\text{ahorroenergiavendida} = \sum_{i=1}^n \text{energiavendida} * \text{precioenergiavendida}$$

$$\text{ahorroenerrgiaalmacenada} = \sum_{i=1}^n \text{energiaalmacenada} * \text{precioenergia}$$

$$\text{ahorroenerrgiaconsumida} = \sum_{i=1}^n \text{energiaconsumida} * \text{precioenergia}$$

El precio de la energía será variable y de cuyo valor se tiene información en los Excel obtenidos por REE.

(5) El valor residual será calculado como:

$$\text{Valorresidual} = \frac{\text{valorresidual}'}{(1 + rc)^n}$$

(6) La energía generada se puede calcular como:

$$\text{energia generada} = (\text{energiaalmcenada} * \eta_{\text{bat.}} + \text{energiaconsumida} + \text{energiavendida})$$

Los valores de la energía generada varía también hora a hora y es obtenida mediante los Excel cedidos por el Grupo de Termodinámica y Energías renovables – AICIA de la Universidad de Sevilla.

Para el cálculo del VAN se hará uso de la siguiente expresión:

$$VAN = -\text{costesiniciales} + \sum_{i=1}^{30} (\text{beneficios} - M\&O - \text{impuestos}) / (1 + rc)^i + \text{valorresidual}$$

Donde los benéficos son:

$$\text{beneficios} = \text{ahorroeconomico}$$

El Payback se obtiene igualando el VAN a 0 no aportando ecuaciones nuevas.

$$0 = -\text{costes iniciales} + \sum_{i=1}^{30} (\text{beneficios} - M\&O - \text{impuestos}) / (1 + rc)^i + \text{valor residual}.$$

5.5 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

En este apartado se analizarán los distintos sistemas de almacenamiento para seleccionar aquellos que sean viables no solo desde un punto de vista económico sino además tecnológico.

5.5.1 Energía Mecánica

1) Energía potencial: son sistemas que requieren de una gran superficie y de una gran inversión, no se suelen usar en sistemas de menos de 10kWp instalado por ser necesario una ubicación determinada así como una inversión inicial grande. Algunos datos serían:

-Densidad de energía: 0,04-1,5 Wh/Kg.

-Vida media: 50 -100 años.

-Tiempo de respuesta: s-min

-Eficiencia: 98%

2) Energía cinética: Al igual que los potenciales son sistemas que requieren que requieren de un espacio muy grande y una inversión muy elevada y hacen inviable la instalación desde un punto de vista económico, algunos datos serían:

-Densidad energética: 5 – 130Wh/Kg.

-Eficiencia: 85-95%. (Perdidas asociadas a rozamiento)

-Vida media: 20 años.

-Tiempo de respuesta: seg.

3) Sistemas de compresión: Estos sistemas requieren para su correcto funcionamiento de elementos caros y pesados como una turbina además de una gran cavidad subterránea, algunos datos serían:

-Densidad energética: 30-60Wh/Kg

-Eficiencia: 40%.

-Vida media: 25-40 años.

-Tiempo de respuesta: 5-15 min

5.5.2 Energía electromagnética: Son sistemas que poseen un tiempo de respuesta muy bajo, pero son costosos y aún se encuentran en cierto modo en situación experimental no cabiendo la posibilidad de usarlos en el sistema que se va a analizar en este proyecto, los datos más característicos son :

- Densidad energética: 0,5-5Wh/Kg
- Eficiencia: 95%
- Vida media: 20 milisegundos.
- Tiempo de respuesta: 5-15 min.

5.5.3 Energía química

1) Reacciones de combustión: Debido a su propia naturaleza es imposible usarlos para el almacenamiento de energía eléctrica, algunos datos serían:

- Eficiencia: 40%
- Tiempo de respuesta: min.
- Densidad energética: 5000-12000 Wh/kg

2) Energía electroquímica (baterías): La mayor ventaja que producen las baterías es que de ellas se obtiene directamente energía eléctrica, y el mayor inconveniente es que tiene muy baja eficiencia, su coste es razonable para una instalación de menos de 10 Kw_p ($0,5 \div 1,5 \frac{\text{€}}{\text{Wp}}$ aprox.) además de tener un peso y volumen razonable. Las propiedades son muy variables en función del tipo de batería elegida, si distinguimos entre electrolito líquido y sólido estas serían algunas de sus propiedades:

* Sólido

- Densidad de energía: 75-190Wh/kg
- Autodescarga: 20% /día
- Rendimiento: 80-90%
- Vida media: 5 Años
- Numero de ciclo: 10^4 -4500
- Temperatura de operación: 0-300°C

*Líquido

- Densidad de energía: 30-70Wh/kg
- Autodescarga: 0,1% día
- Rendimiento: 80-90%
- Vida media: 10-20 años
- Numero de ciclos: 10^5
- Temperatura de operación: 0-40°C

5.5.3 Energía térmica

1) Calor específico (sensible): El uso de este tipo de sistemas para el almacenamiento de energía fotovoltaica en el sistema que se analizara es viable debido a que se puede usar para conseguir ACS (agua caliente sanitaria) y permite la posibilidad de combinar sistemas de almacenamientos basados en calor sensible con bombas de calor, potenciando los sistemas de calefacción y refrigeración de la vivienda. Una manera sencilla de usar este tipo de sistemas de almacenamiento se consigue calentando agua mediante algún dispositivo eléctrico cuando existe excedente de energía eléctrica creada fotovoltaicamente.

- Densidad de energía: 40-100 W (Depende de la T de almac.)

-Eficiencia: 90%

-Vida media: 15-20 años

2) Calor latente: La principal ventaja de estos sistemas de almacenamiento con respecto a los de calor sensible es que requieren de un menor volumen y también podrían ser usados en viviendas para ayudar al sistema de climatización y consecuentemente producir un ahorro energético, la manera de actuar consiste en conseguir que algún tipo de material cambie de fase usando el excedente de energía eléctrica para usarlo en aquellos periodos en los cuales no exista generación, estos sistemas no son muy costoso y por tanto son viables tanto técnicamente como económicamente, algunos datos serian:

-Densidad energética: 100-600Wh

-Eficiencia: 90%

-Vida media: 10-15 años

Con todos los datos recogidos se puede obtener una idea de los sistemas de almacenamiento que se pueden usar para una instalación como la que se está analizando para ello se ha creado la siguiente tabla resumen:

Tipo de sistema	ventajas	inconvenientes
Energía potencial	Pocas pérdidas	Es necesario un emplazamiento determinado y en general

		son costosos.
Energía cinética	Tiempos de respuestas muy pequeños	Perdidas asociadas al rozamiento, se necesita un espacio elevado y una gran inversión.
Energía de compresión	Son capaces de almacenar grandes cantidades de energía y poseen un buen rendimiento.	Es necesario un emplazamiento concreto y gran inversión.
Energía electromagnética	Rendimientos muy elevados prácticamente no tiene pérdidas	En vías de desarrollo y muy costoso.
Energía electroquímica (baterías)	Precios razonables dentro del marco económico en el que se desarrolla la instalación analizada y abastece energía eléctrica directamente.	Rendimientos muy bajos y pocos años de vida.
Calor sensible	Al igual que las baterías tienen precios razonables y además poseen una mayor vida útil.	Perdidas térmicas siendo necesario un buen aislamiento del depósito, su uso depende del clima.
Calor latente	Tienen un menor precio que los de almacenamientos de calor sensible por requerir de menor volumen y una vida útil del mismo orden.	Perdidas térmicas siendo necesario un buen aislamiento del depósito, su uso depende del clima.

Tabla 10: Propiedades sistemas de almacenamiento

Con todos los datos recogidos se puede seleccionar los posibles sistemas de almacenamiento que se utilizaran para el estudio de un sistema de menos de 10kWp, no tiene sentido económico usar sistemas de tipo mecánico y electromagnético por ser muy costosos haciendo inviable el proyecto económicamente.

Los sistemas que si pueden ser usados en una instalación de este tipo son:

-Baterías: Usando baterías el precio de adquisición del sistema instalado aumentara, pero se podrá almacenar el excedente de energía eléctrica generada pudiendo ser usada la energía generada de manera nocturna, no obstante queda pendiente estudiar la viabilidad económica de su uso que se hará posteriormente.

-Sistemas de tipo térmico: Es una alternativa al almacenamiento de energía que podría no ocasionar gastos extras debido a que el ACS existe independientemente del sistema de generación.

6 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

6.1 INTRODUCCIÓN.

El estudio se hará en función de las distintas alternativas de las que se dispone desde un punto de vista económico pero para un mismo sistema dado, es decir no se va a barajar los parámetros técnicos de la instalación tales como tipo de módulos, inversor, movimientos de los paneles, etc. Este estudio se hará mediante una casuística de las distintas alternativas que existen para el uso de la energía una vez producida.

El estudio se realizara respecto a las alternativas del uso de la energía producida por el panel para ver si es más interesante almacenarla, venderla, consumirla forzosamente, etc.

Para ello se hará un análisis de los distintos panoramas en los que nos podemos situar y se valoraran mediante los distintos indicadores que ya se han definido con anterioridad, para poder evaluar y encontrar la situación más óptima.

A modo de ejemplo se nombraran las distintas alternativas, aunque para cada una de estas existen posibilidades de modificación que también serán analizadas con profundidad.

- 1) Toda la energía es consumida, en este caso el excedente de energía en las franjas horarias en las que la producción de energía eléctrica es mayor que la demandada, es almacenada transformando esta en algún otro tipo de energía

mediante aparatos eléctricos con el fin de poder usar la energía producida por completo, como por ejemplo termos eléctricos, calefacción, etc.

La otra opción para que la energía pueda ser consumida es adecuar el consumo de ciertos aparatos eléctricos a esas horas de producción “punta” de energía mediante la programación de ciertos elementos como una lavadora, secadora, etc.

- 2) Toda la energía eléctrica producida es vendida a la comercializadora de energía eléctrica, en este caso la energía producida es vendida de manera íntegra.
- 3) El excedente de energía en las franjas horarias en las que la producción de energía solar es mayor y no es consumida por completo, es almacenado en baterías, que como ya se demostró es el único medio de almacenamiento viable para una instalación de este tipo.
- 4) La otra opción que se analizara será la de contratar la tarifa con discriminación horaria y en las horas en las cuales la energía eléctrica es más barata almacenarla para posteriormente usarla en las horas en las que el precio es más elevado, en este tipo de instalación no se necesitara un sistema fotovoltaico, simplemente necesitaría un inversor y una batería.

Todas las distintas opciones serán analizadas no solo en los casos extremos sino también en las situaciones intermedias, además cada opción analizada se estudiara respecto a las distintas tarifas que hoy día ofrecen las distribuidoras eléctricas, para un mejor análisis de las distintas alternativas.

Para poder realizar los análisis se han usado los distintos datos económicos de mercado de los elementos que componen el sistema fotovoltaico:

Paneles fotovoltaicos.....	0,5-1 €/Wp
Estructura.....	0,07-0,1 /Wp
Inversor.....	0,2-0,3 €/Wp
Montaje.....	0,05-0,5 €/Wp
Varios.....	0,1-0,2 €/Wp

La suma de costes en €/Wp para una instalación sin sistema de almacenamiento puede oscilar entre 0,92-2 €/Wp con lo cual también se puede tomar esta opción como otra alternativa a barajar, al ser muy variable el precio de la instalación. Se supondrá para los distintos análisis una instalación de 10 kWp.

Además serán necesarios una serie de datos de tipo económico y técnico:

- i) Para la degradación de los paneles fotovoltaicos, que afecta a la cantidad de energía generada se va estimar un promedio de un descenso de un 0,5% anual.
- ii) Para los costes de mantenimiento y operación se estimaran en un 0,5% de la inversión inicial por año. ($C\&M = 0,005 * Inversión\ inicial$).
- iii) La instalación instalada será de 10KWp.
- iv) Los valores de las tasas de actualización serán de un 1,4% para la energía, un 7% para el dinero y un 2% para la inflación, además serán fijos, dichos datos son obtenidos del *Plan de Energías Renovables 2015* (página 269).

6.2 ALTERNATIVAS DE UNA INSTALACIÓN.

En lo que sigue se usara el modelo matemático anteriormente mostrado particularizado para cada caso con el fin de obtener información.

6.2.1 La energía generada es consumida completamente

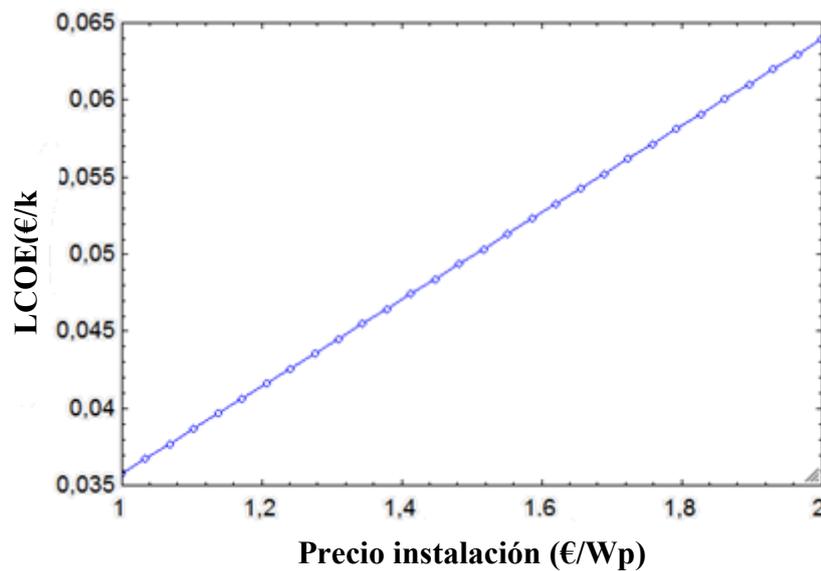
Como ya se comentó en la introducción, en este caso se va a suponer que toda la energía será consumida. En las franjas horarias en las cuales existe un excedente de energía eléctrica generada, dicho excedente de energía será transformado en otro tipo de energía mediante aparatos eléctricos con el fin de ahorrar energía en los periodos donde la energía generada es baja o nula, como por ejemplo transformándola en energía térmica mediante termos eléctricos, climatización y/o mediante la programación de aparatos eléctricos.

La tarifa seleccionada será con discriminación horaria debido a que se comprobó en apartados anteriores que para instalaciones fotovoltaicas que consumen toda la energía directamente es más conveniente debido a que en las horas en las cuales no se produce energía eléctrica, por ausencia de energía solar, el precio de la electricidad es más barato. Además en una instalación como la que se está analizando, en la cual toda la

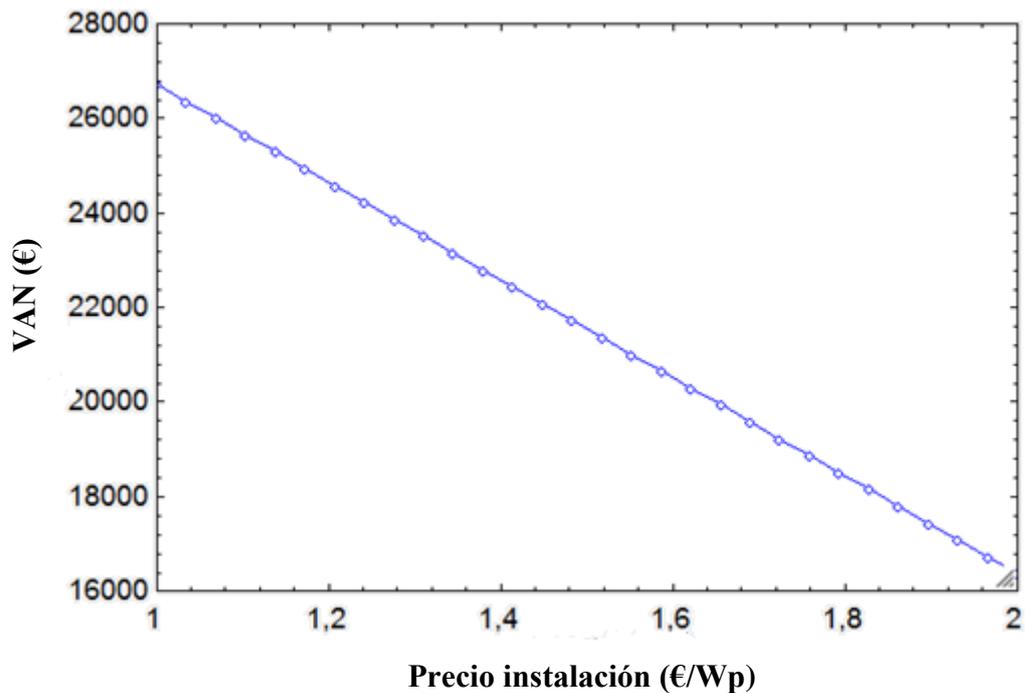
energía es consumida, más aun por ser mínimo el consumo de energía en la franja horaria en la que el precio de la energía eléctrica es más elevado.

Para la evaluación se usaran los indicadores presentados anteriormente y el precio menor del W_p ($0,92 \frac{\text{€}}{W_p}$) para posteriormente analizar la evolución respecto a dicho precio. Obteniendo los siguientes resultados:

$$LCOE(0,92 \frac{\text{€}}{W_p}) = 0,03579 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} ; VAN(0,92 \frac{\text{€}}{W_p}) = 26717\text{€}$$



Grafica 13: LCOE vs Precio instalación (Toda la energía consumida tarifa sin discriminación)

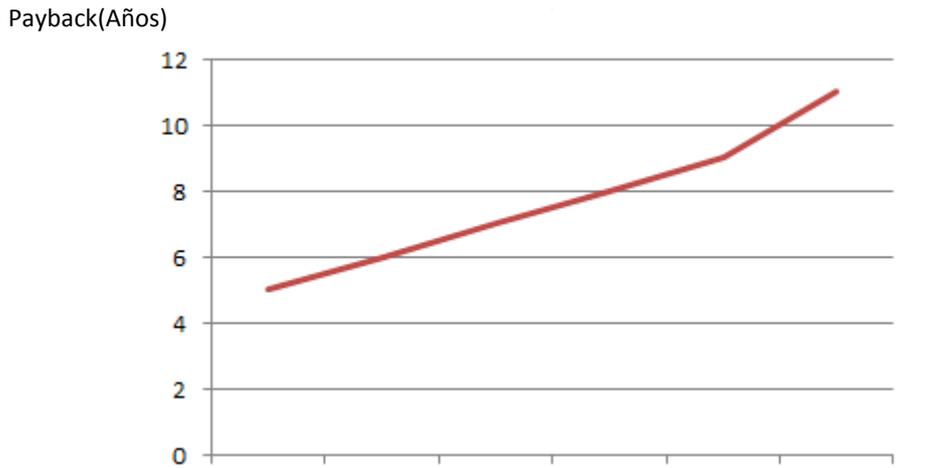


Grafica 14: VAN vs Precio instalación (Toda la energía consumida tarifa, sin discriminación)

En las tablas se puede apreciar como los beneficios de la instalación son muy dependientes del precio del Wp, el LCOE aumenta con el precio del Wp y el VAN disminuye.

El payback es calculado igualando el VAN a 0 y da información del número de años que tardaría en amortizarse la inversión.

Se obtiene que la inversión sería casi recuperada por completo para 5 años en el caso del precio más bajo del Wp y de 11 años para el precio más caro del Wp . La siguiente tabla muestra la evolución del Payback respecto a los distintos precios del Wp.

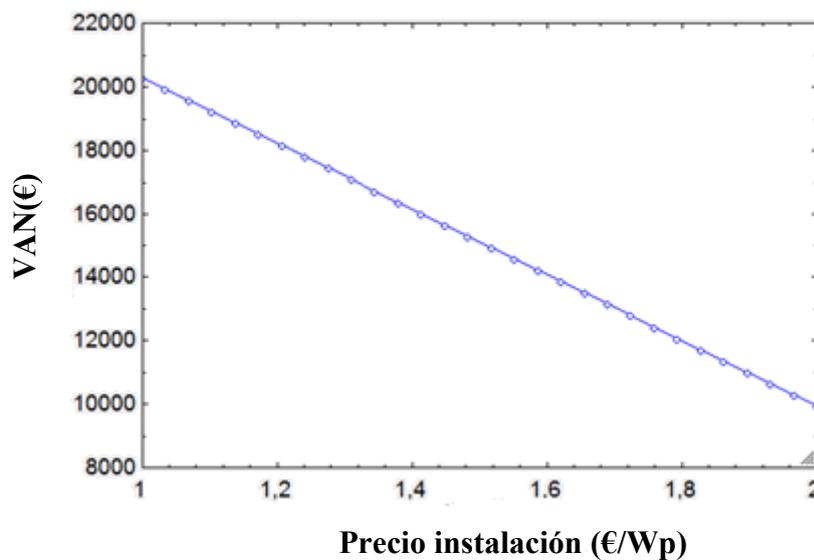


Grafica 15: Payback vs precio (Toda la energía consumida tarifa sin discriminación)

La segunda opción o subcaso ocurre cuando el titular es una empresa y tiene la posibilidad de ahorrarse el IVA, y se obtienen los siguientes resultados, el LCOE para el caso de menor precio por W_p es de $0,03579 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ y un VAN de 20282.

El LCOE no ha cambiado ya que depende de la energía generada y de los costes y eso no ha variado, el VAN es menor debido a que los ingresos que contempla el VAN son los ahorros en energía eléctrica y al ser sin IVA son menores.

Las siguientes gráficas muestran la evolución respecto al precio W_p en esta situación.



Grafica 16: VAN vs Precio instalación (Toda la energía consumida, tarifa sin discriminación y sin IVA)

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que para el caso en el que toda la energía generada es consumida directamente el sistema es rentable para todo el rango de precios del W_p pudiendo decirse que es viable económicamente una instalación de estas características y es más rentable cuanto menor es el precio del W_p .

6.2.2 Parte de la energía generada es almacenada con disc.

En este caso parte de la energía es consumida directamente y parte de la energía será almacenada en sistemas de almacenamiento, siendo estos sistemas baterías, que como ya se comentó son los únicos medios viables para una instalación de este tipo.

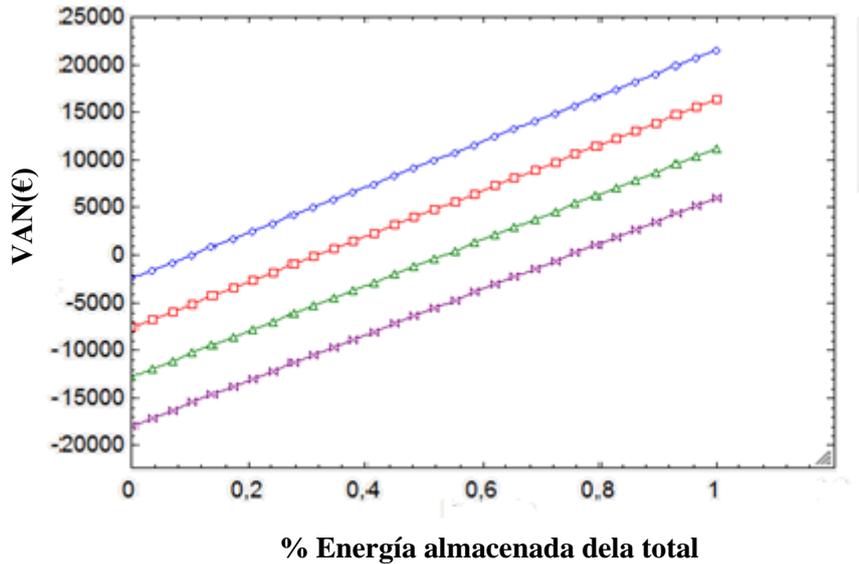
Para poder realizar el análisis se harán una serie de hipótesis además de una casuística en función del tanto por ciento de energía almacenada y la tarifa seleccionada. Las hipótesis a realizar son las siguientes:

- i) Las baterías tendrán un precio que dependerá de la capacidad, diferenciando dos rangos de precios:
 - 1) Baterías de 1 y 2 hora : el precio oscilara entre 0,5 y 0,7 €/Wp
 - 2) Baterías de entre 4 y 5 horas: el precio oscilara entre 0,8 y 1,5 €/Wp.
- ii) La eficiencia energética de la batería será un valor típico del 80%
- iii) Como ya se vio los costes sin tener en cuenta la batería oscilan entre aprox. 1 y $2 \frac{€}{W_p}$ y los costes de la batería tendrían un rango de entre 0,5 y $1,5 \frac{€}{W_p}$ dependiendo de la batería elegida deduciendo que los sistemas con baterías oscilan entre 1,5 y $3,5 \frac{€}{W_p}$.

Los datos obtenidos para el precio del W_p menor, un tanto por ciento de la energía almacenada del 50 % y la tarifa con discriminación serian un LCOE de $0,0558 \frac{€}{kWh}$, un VAN de 9551€ y un Payback de 13 años, lo que pone de manifiesto que los indicadores empeoran notablemente por dos motivos:

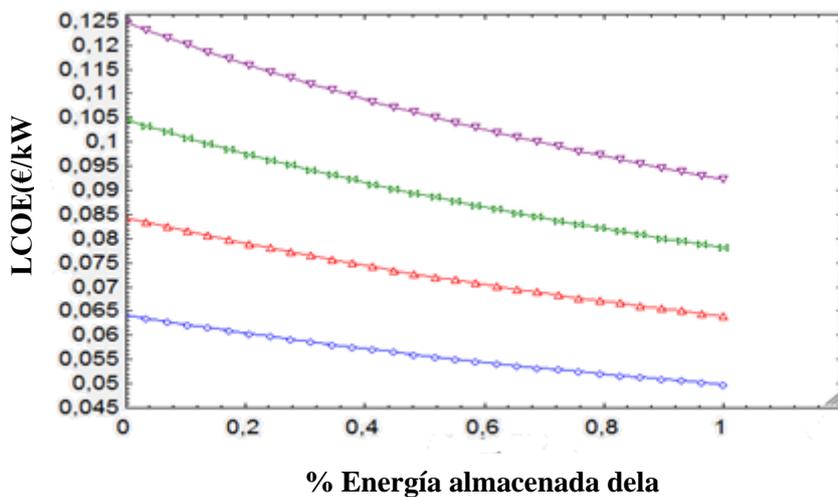
- 1) La energía generada disponible para usarse disminuye (ineficiencia de la batería).
- 2) El precio del W_p es más elevado.

Las siguientes graficas muestran la evolución del VAN y del LCOE en función del % de energía almacenada siendo batería=1 el caso en el que toda la energía es consumida directamente (ninguna energía es almacenada) y tarifa con discriminación.



Grafica 18: VAN vs %energía almacenada para distintos precios W_p con disc.

$$\left(\text{Azul} = 1,5 \frac{\text{€}}{W_p}, \text{rojo} = 2 \frac{\text{€}}{W_p}, \text{verde} = 2,5 \frac{\text{€}}{W_p}, \text{morado} = 3 \frac{\text{€}}{W_p} \right).$$



Grafica 19: LCOE vs %energía almacenada con disc. para distintos precios W_p con IVA

$$\left(\text{Azul} = 1,5 \frac{\text{€}}{W_p}, \text{rojo} = 2 \frac{\text{€}}{W_p}, \text{verde} = 2,5 \frac{\text{€}}{W_p}, \text{morado} = 3 \frac{\text{€}}{W_p} \right).$$

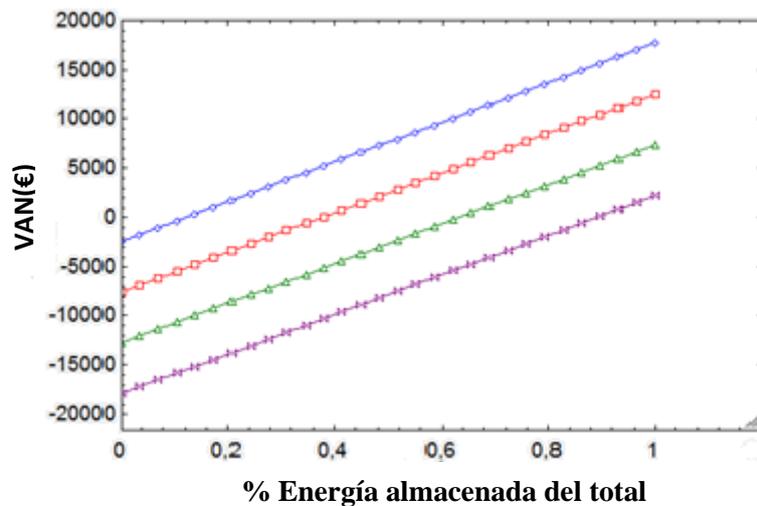
Las conclusiones obtenidas son que los indicadores muestran un panorama más desfavorable a medida que el % de energía almacenada aumenta y es más desfavorable aún cuanto mayor es el precio del W_p . Este hecho puede ser fundamentado en que

incluso para el caso más favorable, precio W_p menor, el precio de la energía almacenada no es menor que el precio de la energía suministrado por la distribuidora en la franja nocturna o de precio más bajo, concluyendo que hoy día con la tarifa con discriminación horaria aun en el caso más favorable (precio $W_p=1,5\frac{\text{€}}{W_p}$) no interesa almacenar.

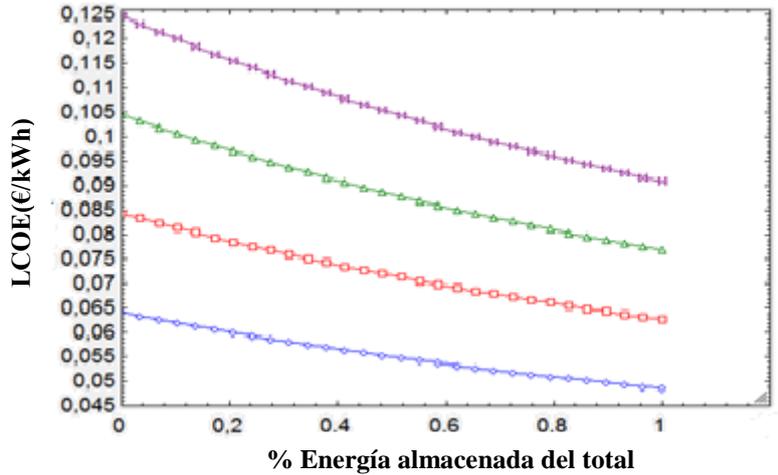
6.2.2 Parte de la energía generada es almacenada sin disc.

A continuación se analizara el caso en el que la tarifa seleccionada es sin discriminación horaria. Las siguientes graficas muestran la evolución del VAN respecto al % de energía almacenada para distintos precios del W_p así como la evolución del precio del LCOE para un precio del W_p de $1,5\frac{\text{€}}{W_p}$ y un 50% almacenado se obtiene.

$$LCOE\left(1,5\frac{\text{€}}{W_p}; 50\%\right) = 0,0558 \text{ Y un } VAN\left(1,5\frac{\text{€}}{W_p}; 50\%\right) = 6341\text{€} .$$



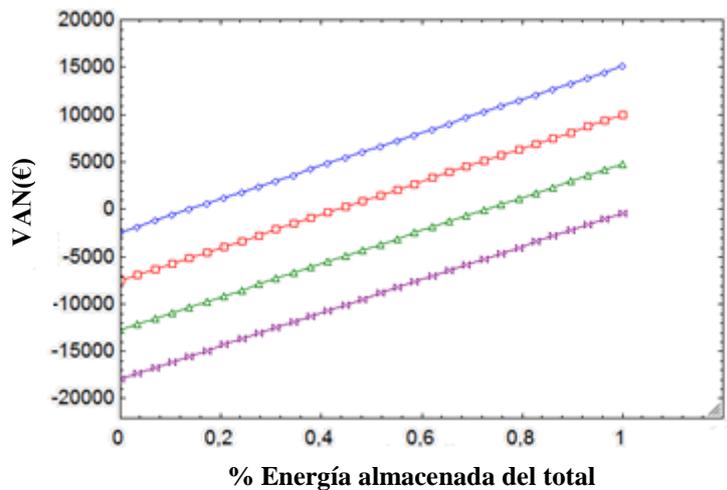
Gráfica 20: VAN vs %energía almacenada para distintos precios W_p sin disc. Sin ahorro de IVA



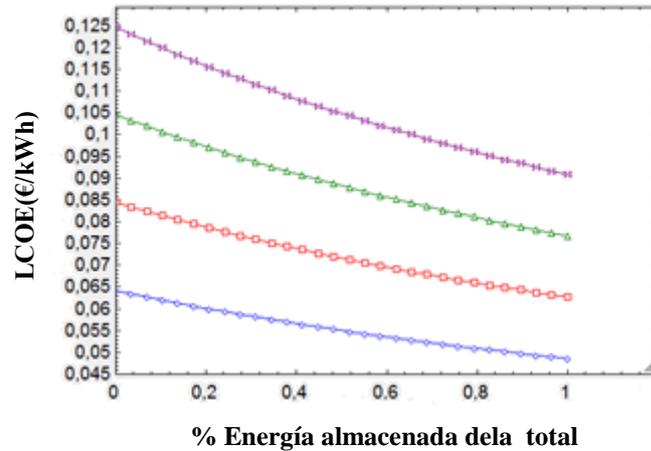
Grafica 21: LCOE vs %energía almacenada para distintos precios Wp sin disc. Sin ahorro de IVA

La comparación entre ambas tarifas pone de manifiesto que el VAN con la tarifa sin discriminación horaria es peor que con discriminación horaria debido a que el VAN contempla como ingresos el ahorro, siendo este mayor en el caso de esta tarifa por ser más elevado el precio nocturno y la diferencia es mayor cuanto mayor es la energía almacenada, como ya se anticipó el LCOE no varía respecto a la tarifa pero si respecto a la cantidad almacenada por disminuir la energía disponible debido a la ineficiencia de la batería.

Al igual que en el caso anterior se analizara como sería la situación en el caso en el que titular pudiera evitar pagar el IVA, las siguientes graficas muestran los resultados obtenidos:



Grafica 22: VAN vs %energía almacenada para distintos precios Wp sin disc. Con ahorro de IVA



Grafica 23: LCOE vs %energía almacenada respecto a la total generada para distintos precios W_p sin disc. y con ahorro de IVA

El LCOE no ha cambiado ya que depende de la energía generada y de los costes y eso no ha variado. El VAN es menor debido a que los ingresos que contempla el VAN son los ahorros en energía eléctrica y al ser sin IVA son menores siendo más parecidos al caso con discriminación horaria y con IVA aplicado.

Las conclusiones obtenidas de manera general para el caso en el que parte de la energía es almacenada es que la viabilidad del sistema disminuye, como expresan los indicadores que se han venido usando.

- 1) El LCOE interesa que sea lo más bajo posible debido a que esto implica que el precio de generación estará más alejado del precio de la energía de la distribuidora produciéndose un mayor ahorro. Si se analiza la expresión del LCOE, esta pone de manifiesto que este es menor cuanto mayor es la cantidad de energía disponible para usar siendo esta menor debido a la ineficiencia de la batería.

Lo segundo que afecta al LCOE es que al introducir una batería al sistema aumentan los costes siendo el LCOE proporcional a ellos.

- 2) El VAN se ve afectado notablemente debido a varios motivos, el primer motivo es que los costes iniciales aumentan, el segundo motivo es que los ingresos disminuyen por que disminuyen los ingresos al disminuir la energía disponible por las ineficiencias de la batería y por ultimo disminuye por aumentar los costes de mantenimiento y operación por sustitución de batería.

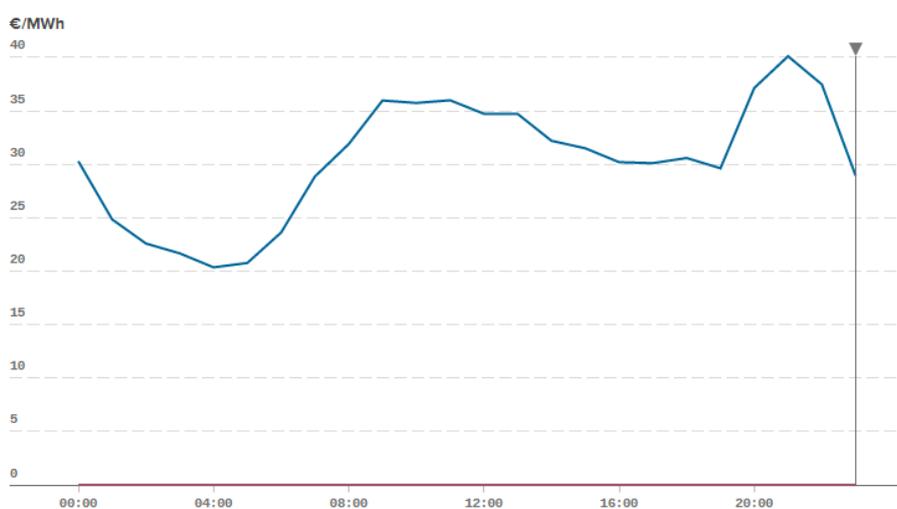
El concepto de payback no se ha usado debido a que sería negativo para la mayor parte de la casuística, solo tendría sentido para el caso del menor precio del W_p .

La conclusión final de manera general respecto al almacenamiento de energía es que no es interesante en ningún caso por los motivos expuestos.

6.2.4 Parte de la energía es consumida y parte es vendida tarifa con discriminación horaria con IVA incluido.

En este caso el excedente de energía será vendido a la suministradora de energía eléctrica obteniendo unos beneficios por su venta, para este caso serán necesario algún dato adicional para poder realizar el análisis.

Primero es necesario analizar el precio de la venta de energía eléctrica, que hasta ahora no se había analizado, lo cual se realizara mediante la página de REE obteniendo un Excel con los precios de venta hora a hora desde abril de 2013 hasta la fecha actual. Con el análisis del precio de venta de la energía, junto con las curvas de demanda y las de radiación solar se pretende obtener el precio promedio de la energía vendida para los distintos meses. Además de utilizarlo durante toda la vida de la instalación, es obviamente una aproximación por no conocer la evolución con el tiempo del precio de venta de la energía producida. Las siguiente graficas muestran un día representativo del precio de venta de la energía eléctrica.



Grafica 24: Evolución precios en un día tipo de la venta de energía eléctrica (REE)

Además se aplicara el impuesto marcado por el estado para la venta de energía eléctrica de 0,07€.

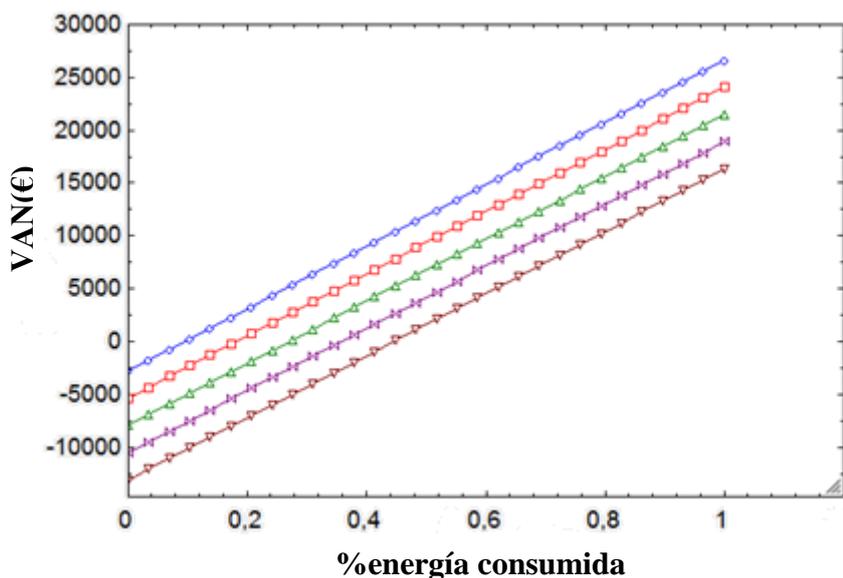
Para poder realizarlo se actuara igual que antes analizando los distintos tantos % de energía vendida así como los distintos precios del W_p oscilando estos entre $0,92 \frac{\text{€}}{W_p}$ y $2 \frac{\text{€}}{W_p}$ al no existir sistema de almacenamiento.

Para el caso del precio del W_p menor y una venta de un 50 % se obtiene un $VAN\left(0,92 \frac{\text{€}}{W_p}; 50\% \text{vendida}\right) = 12450\text{€}$, un $LCOE\left(0,92 \frac{\text{€}}{W_p}; 50\% \text{vendida}\right) = 0,035\text{€}$

Y un Payback de unos 9 años .

Todos los indicadores son peores que en el caso de que fuera consumida por completo pero aun así es rentable ya que para el precio menor del W_p el precio de producirla está por debajo del de venta ya que el LCOE no varía al venderla.

La siguiente grafica muestra como disminuye el VAN a medida que se vende más energía para distintos precios del W_p .

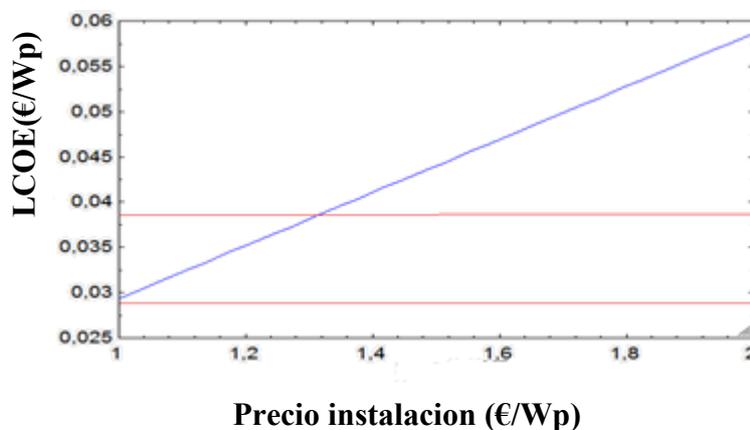


Grafica 26: VAN vs % energía consumida directamente para distintos precios W_p .

La grafica pone de manifiesto como a medida que crece el precio del W_p la situación empeora y más aún cuanto mayor es el % de energía vendida debido a que por encima

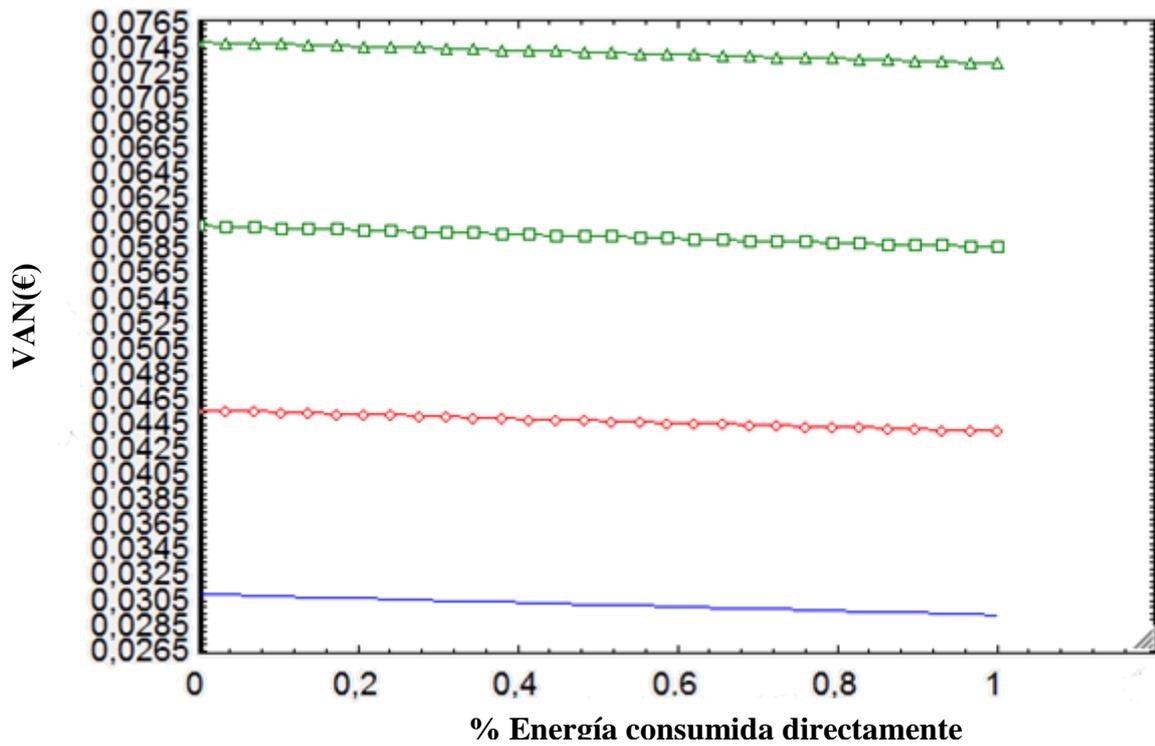
de un precio del Wp de aprox. $1,3 \frac{\text{€}}{\text{Wp}}$ es más costoso producirla que los beneficios que se obtiene, sin embargo la que es consumida directamente si que aporta beneficio pero si el % de energía vendida es muy elevado el VAN llega hasta ser negativo. La siguiente grafica muestra la evolución del LCOE con el precio del Wp respecto al margen donde se mueve el precio de venta.

El caso de la tarifa sin discriminación no aporta información nueva a esta modalidad por ser los ingresos de venderla idénticos independientemente de la tarifa, aunque si aportaría una variación en el ahorro al consumirla directamente.



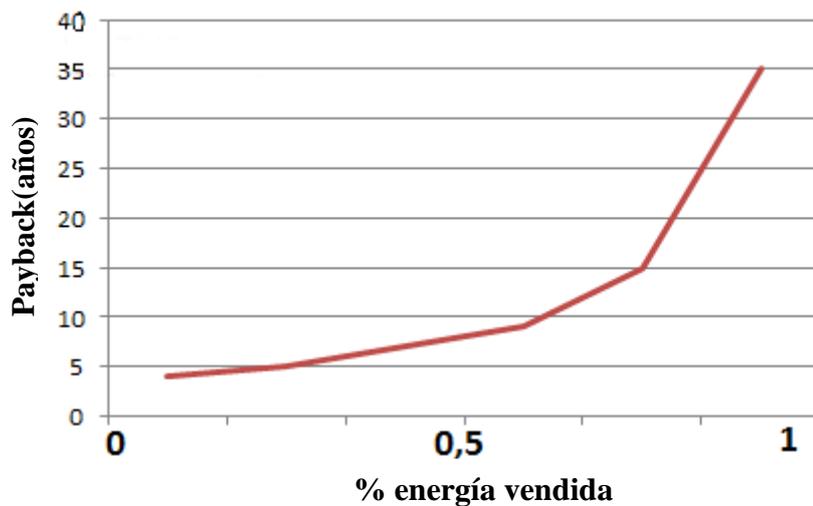
Grafica 27: Paridad de red

En la gráfica se aprecia como a partir aprox. de $1,3 \frac{\text{€}}{\text{Wp}}$ ya no interesa , aunque podría ser más interesante que desecharla , por ser más caro producirla que lo que pagan, El LCOE respecto al % varia muy levemente y dicha variación está asociada a la variación en los impuestos esto se puede apreciar en la siguiente gráfica:

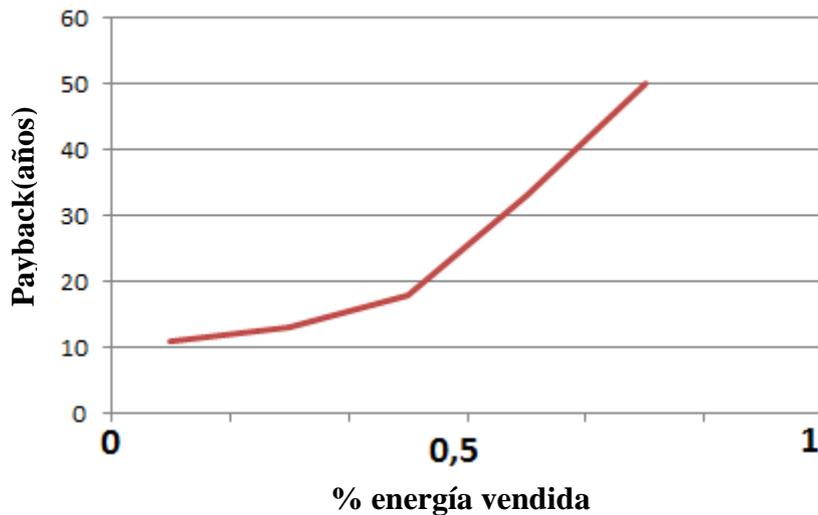


Grafica28: LCOE para distintos precios Wp.

Las siguientes graficas muestran la evolución del Payback para el precio menor del Wp y el precio mayor del Wp en función de diferentes % de energía vendida.



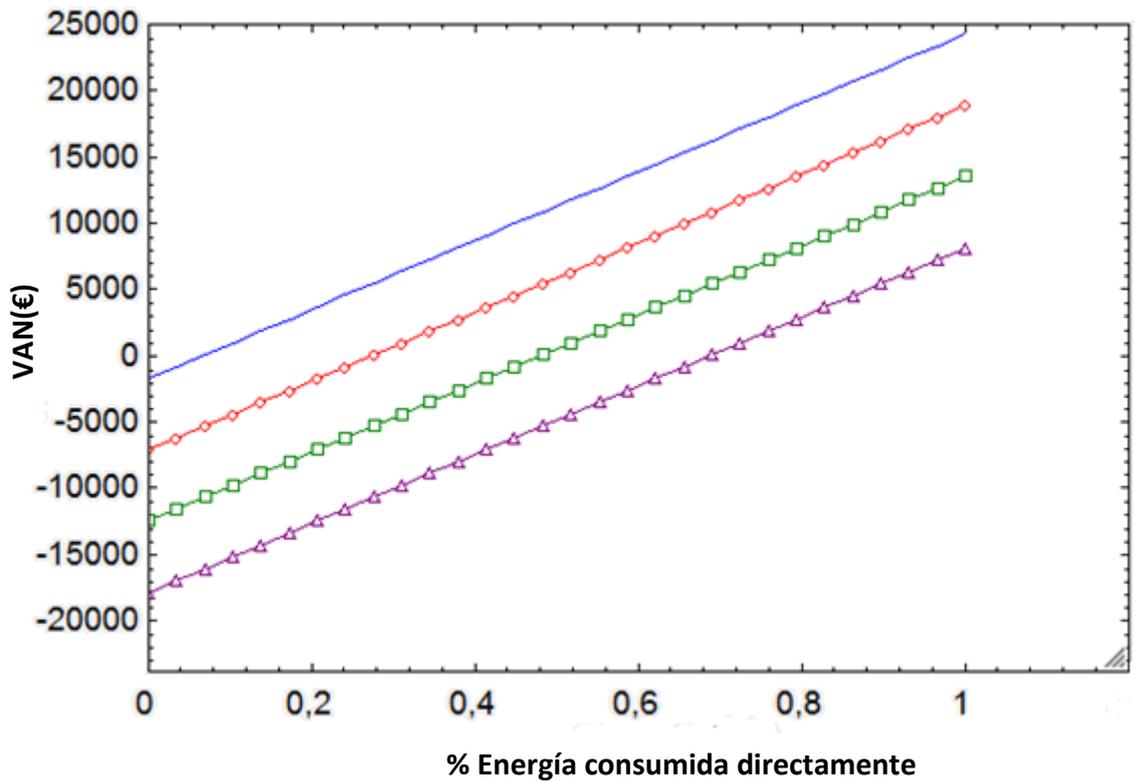
Grafica 29: Payback vs % energía vendida para el precio del Wp menor (0,92€)



Grafica 30: Payback vs %energía vendida, para precio W_p mayor

Las conclusiones obtenidas son que vender la energía eléctrica no es interesante nunca debido a que para la mayoría de los precios del W_p el precio de producirla es mayor que los precios de generación o lo que es lo mismo no se llega alcanzar la paridad de red, como muestra la gráfica 24 solo se obtienen beneficios si el precio del W_p es menor de 1,3€/Wp, siendo estos ingresos más pequeños que los obtenidos por el ahorro conseguido al ser consumido directamente y tanto más pequeños si el precio del W_p aumenta. La única manera justificada de venderla está asociada a que para un sistema ya instalado se produzca un cierto excedente que de no ser vendido no pudiera ser usado y siempre será más rentable que no usarlo de ninguna manera, pero es la última opción incluso por debajo de almacenarla.

En el caso de usar la tarifa sin discriminación las conclusiones son las mismas debido a que los beneficios asociados a la venta no varían con la tarifa seleccionada aunque si variaran los beneficios del uso directo de la energía como ya se vio en el caso en que toda la energía es consumida directamente la siguiente grafica muestra el VAN respecto al % de energía vendida en el caso de la tarifa sin discriminación.

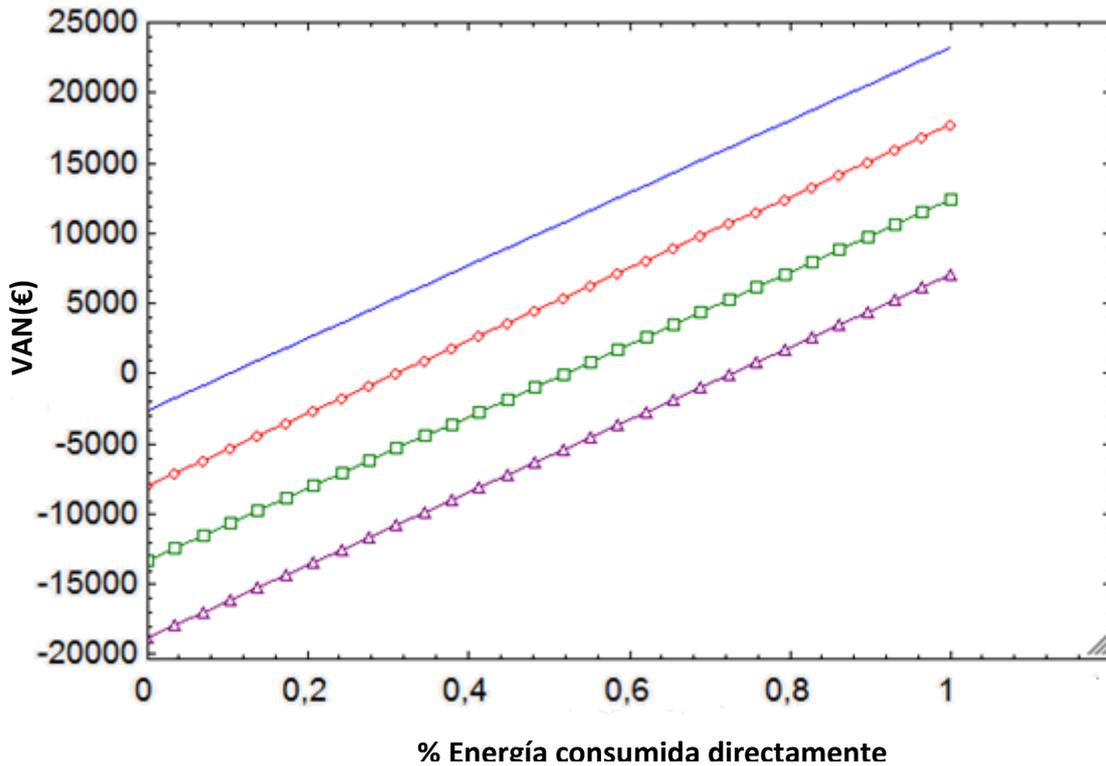


Grafica 31: VAN vs %energía consumida directamente (tarifa sin discriminación con IVA)

**6.2.5 Parte de la energía es consumida y parte es vendida
tarifa con discriminación horaria sin IVA incluido.**

En este caso la situación es la misma que en el caso anterior pero se supondrá que es posible evitarse el IVA, para poder observar los resultados obtenidos realizándose en el caso de la tarifa con discriminación y siendo extrapolable los resultados obtenidos al caso sin discriminación.

La siguiente grafica muestra los resultados obtenidos:



Gráfica 32: VAN vs %energía consumida directamente (tarifa con discriminación sin IVA)

Los resultados obtenidos son análogos al caso con IVA estando las rectas desplazadas ligeramente hacia abajo por ser los beneficios obtenidos menores debido a la disminución asociada al IVA.

Los demás indicadores carecen de sentido mostrarlos por ser el LCOE constante independientemente del IVA y payback prácticamente igual al caso anterior engrosando el documento sin aportar información relevante.

6.2.6 La energía es almacenada en la franja horaria de precio menor y es consumida en la franja horario de precio mayor.

La idea en este caso sería básicamente instalar un sistema capaz de almacenar la energía eléctrica por la noche donde el precio es del orden de 3 veces menor (tarifa con discriminación horaria) y consumirla durante el día en aquellas horas en las cuales el precio de la energía eléctrica es mayor (precio pico). Este sistema sería básicamente un SAI.

El sistema se tratara económicamente con el concepto de W_p aunque carece de sentido por no existir generación de energía eléctrica mediante energía solar, pero se seguirá usando con el fin de obtener una similitud entre precios.

El precio de la instalación será por una parte más económico que los de una instalación sin batería por prescindir de paneles, soportes y un ahorro en montaje; por otra parte será más caro que estos por ser necesaria una batería. En este caso la batería usada será de entre 4 o 5 horas de capacidad de almacenamiento por ser ese aprox. el periodo en el que el precio de la energía eléctrica es mayor y cuyo precio oscila entre $0,8$ y $1,5 \frac{\text{€}}{W_p}$ en función de su capacidad que también será analizada y el precio del sistema sin incluir la batería oscilara entre $0,5$ y $0,8 \frac{\text{€}}{W_p}$ que se obtienen de los precios de mercado usados en los casos anteriores, deduciendo que el precio de la instalación oscila entre $1,3$ y $2,3 \frac{\text{€}}{W_p}$.

Además se usara para la batería al igual que en el caso en el cual la energía era almacenada un rendimiento de la batería típico de un 80%.

El ahorro que se usara en el VAN será la diferencia entre el precio del kWh nocturno y diurno, el LCOE carece de sentido usarlo por no existir producción de energía eléctrica.

Para la tarifa seleccionada solo tiene sentido con discriminación horaria debido a que es esta la que produce una fuerte disminución del precio del kWh en los periodos que nos interesan.

Usando las siguiente expresión del VAN modificada respecto a los casos anteriores

$$VAN = -I_{inicial} + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{1 + rc} - \frac{V_r}{(1 + rc)^n}$$

I_{inicial} = inversión inicial (no es necesario actualizarla)

n = numero de años del proyecto

C_i =

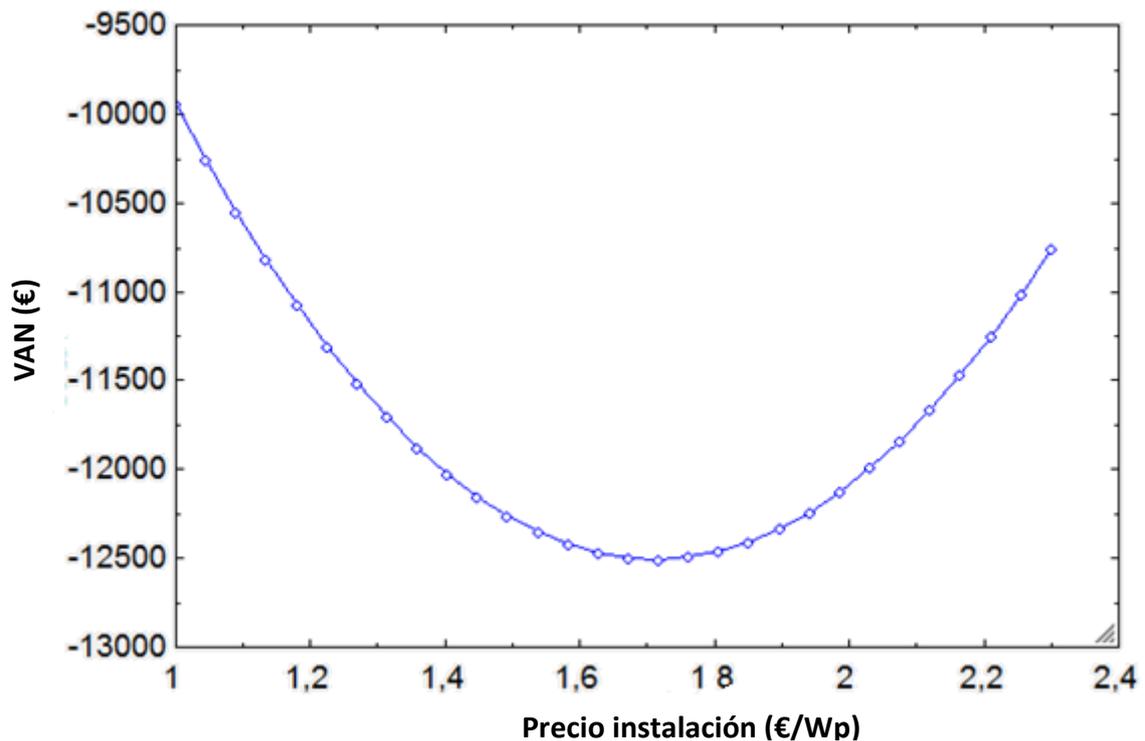
(precio energia mas alto – precio energia mas bajo) * Nhorasalmacenadas

V_r = Valor residual de la instalcion

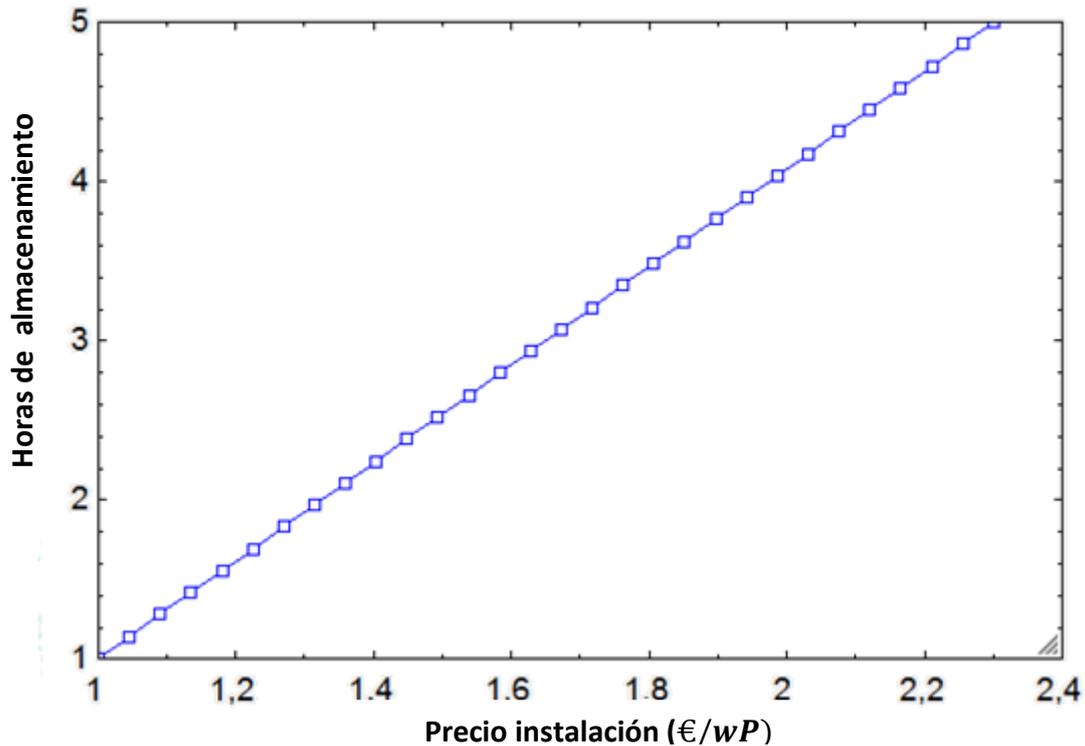
rc = Tasa de interes efectiva

El número de horas que es capaz de almacenar dependerá del precio de la batería, a mayor precio mayor será esta capacidad y mayor será el número de horas en las que se produce el ahorro existiendo en este aspecto una posible optimización que también será analizada.

La siguiente grafica los resultados obtenidos para el VAN.



Grafica 33: VAN en función del coste de la instalación fotovoltaica con sistema de almacenamiento y sin generación (SAE)



Gráfica 34: Evolución del precio instalación al aumentar la capacidad de la batería

La grafica pone de manifiesto que dicho sistema no es rentable para ningún precio del W_p además se aprecia que existe un punto mínimo donde se encuentra el VAN mínimo, a partir de ahí el VAN empieza a ser menos negativo pero aun así nunca llega a ser positivo y consecuentemente se deduce que el sistema no es rentable.

Para intentar explicar por qué no es rentable se analizaran distintos precios típicos a modo de ejemplo:

Cada kWh de capacidad de almacenamiento viene a salir aprox. por unos 110 euros, en el mejor de los casos.

Los fabricantes dan una vida a las baterías de unos 1200 ciclos al 80%, siendo prudentes.

Lo que equivale a $1200 \times 0,8 \times 1\text{kWh} = 960\text{kWh}$

Se podría decir, que por 110 Euros puedes ciclar 960kWh en la vida de una batería, o lo que es lo mismo, $110 / 960 = 0,115$ euro cada kWh ciclado en toda la vida de la batería.

Pero las baterías no tienen un rendimiento del 100%, ni el cargador que se utiliza para cargarlas, ni el inversor necesario.

Se puede decir que el rendimiento total viene a ser del 70%.

Es decir, que para poder utilizar 1kWh se necesita gastar de la red, $1 / 0,70 = 1,43\text{kWh}$.

Si a cada kWh ciclado se le añade el coste de 0,43kWh (rendimiento menor del 100%),se obtiene que:

Cada kWh en tarifa valle sale por $0,06 + \text{impuesto} = 0,0756$ euros/kWh valle.

Si consumes en tarifa diurna te sale a $0,16 + \text{impuestos} = 0,2$ euros/kWh diurno.

Cada kWh ciclado te cuesta $0,115 + 1,43\text{kWh valle} \times 0,0756 = 0,237$ euros/kWh.

En conclusioon, si gastas en horario diurno, te sale el kWh a 0,2euros/kWh, y si gastas nocturno para cargar y luego descargar, te sale a 0,24euros/kWh de baterías.

7 CONCLUSIONES.

Para la obtención de las conclusiones al igual que se ha venido analizando durante todo el proyecto se distinguirá 4 tipos de sistemas bien diferenciado con el fin de obtener mejores conclusiones.

1) Sistemas en los cuales toda la energía es consumida

Con las hipótesis y tarifas usadas se obtiene los siguientes resultados

Los indicadores obtenidos son:

- Para el caso de menor precio de la instalación.

$$LCOE(0,92 \frac{\text{€}}{Wp}) = 0,03579 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} ; VAN(0,92 \frac{\text{€}}{Wp}) = 26717\text{€}; \text{payback}(0,92 \frac{\text{€}}{Wp}) = 5 \text{ años}$$

-Para el caso de mayor precio de la instalación.

$$LCOE(2 \frac{\text{€}}{Wp}) = 0,06555 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} ; VAN(2 \frac{\text{€}}{Wp}) = 16287\text{€}; \text{payback}(2 \frac{\text{€}}{Wp}) = 12 \text{ años}$$

Estos son respecto a una instalación con una vida útil de 30 años y con un valor residual nulo como se ha venido usando a lo largo de todo el proyecto.

Se observa que el VAN disminuye del precio más bajo considerado al precio más alto casi un 40% , el LCOE aumenta un 45% y el tiempo de recuperación es de más del doble.

2) Sistemas en los cuales parte de la energía es almacenada

Las conclusiones obtenidas son que los indicadores muestran un panorama más desfavorable a medida que el % de energía almacenada aumenta y es más desfavorable aún cuanto mayor es el precio del Wp ,siendo este más elevado de manera general que

en el caso de sistemas que no usan baterías. Este hecho puede ser fundamentado en que incluso para el caso más favorable, precio W_p menor, el precio de la energía almacenada no es menor que el precio de la energía suministrado por la distribuidora en la franja nocturna o de precio más bajo.

En el caso de la tarifa sin discriminación horaria se pone de manifiesto que el VAN es menor que con discriminación horaria debido a que el VAN contempla como ingresos el ahorro en energía eléctrica, siendo este mayor en el caso de esta tarifa por ser más elevado el precio nocturno y la diferencia es mayor cuanto mayor es la energía almacenada, como ya se anticipó el LCOE no varía respecto a la tarifa pero si respecto a la cantidad almacenada por disminuir la energía disponible debido a la ineficiencia de la batería.

A continuación se muestran unos indicadores representativos.

-Para el caso sin discriminación horaria y precio menor del W_p y almacenando un 50% de la energía generada.

$$LCOE(1,5 \frac{\text{€}}{W_p}) = 0,05558 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} ; VAN(1,5 \frac{\text{€}}{W_p}) = 9551\text{€}; \text{payback}(1,5 \frac{\text{€}}{W_p}) = 13 \text{ años}$$

-Para el caso sin discriminación horaria y precio mayor del W_p y almacenando un 50% de la energía almacenada.

$$LCOE(1,5 \frac{\text{€}}{W_p}) = 0,05558 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} ; VAN(1,5 \frac{\text{€}}{W_p}) = 6341\text{€}; \text{payback}(1,5 \frac{\text{€}}{W_p}) = 15 \text{ años}$$

3) Sistemas en los cuales parte de la energía es vendida

En esta situación parte de la energía será vendida a la compañía eléctrica y parte será consumida.

-Debido a los precios a los cuales se paga la energía eléctrica volcada a la red en 2015 se ha demostrado que el LCOE de la instalación fotovoltaica es mayor que el de la tarifa eléctrica para instalaciones en las cuales el precio del W_p esté por encima de 1,3 €/Wp, es decir, para instalaciones en las cuales el precio de adquisición este por encima del anteriormente mencionado, el kWh generado tendrá un precio superior que el precio al cual se vende a la compañía eléctrica.

8 BIBLIOGRAFÍA.

- [1] **Atlas de la demanda eléctrica española.** Autores: Pedro Mielgo Álvarez. ISBN: 86-784-8980-6. Editorial: Red Eléctrica Española. 1999
- [2] **El almacenamiento de la electricidad.** Autores: Juan Ramón Morante. ISBN: 978-84-695-9897-9. Editorial: Fundación Gas Natural. 2014
- [3] **Instalaciones fotovoltaicas.** Autores: Lillo Bravo, Isidoro, Ralf Haselhuhn, Claudia Hemmerle. ISBN: 3-934595-31-6. Editorial: DGS LV BERLIN-BRB Y SODEAN/ 2004.
- [4] **Análisis del consumo eléctrico residencial en España.** Autor: IDAE. Editorial: IDEA. ISBN: 94-869-234568-324
- [5] **Plan de energías renovables en España.** Autores: IDAE. Editorial: IDEA. ISBN: No hay información. 2004
- [6] **Instalaciones solares fotovoltaicas.** Autor: José Roldan Viloría. Editorial síntesis. ISBN: 97-884-28381-383. 2010
- [7] **Organización y gestión de empresas.** Autores: María Rodríguez Palero, Jesús Muñuzuri Sanz. ISBN: 4-942387-43-8 Editorial: Universidad de Sevilla. 2016

