



Universidad de
Oviedo



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN.

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ÁREA DE MÁQUINAS Y MOTORES TÉRMICOS

TRABAJO FIN DE MÁSTER N°19010031

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE INCORPORAR A UNA CENTRAL TÉRMICA UNA BATERÍA DE ION-LITIO, SOLA O JUNTO CON UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

D. SUÁREZ GAITE, Sergio
TUTOR: D. Miguel Ángel Rey Ronco

FECHA: julio de 2019

Sergio Suárez Gaite

INDICE

1. RESUMEN	10
2. INSTALACIONES OBJETO DE ESTUDIO.....	11
2.1. CASOS 1 Y 2	11
2.2. CASO 3	12
3. ANTECEDENTES	14
4. OBJETIVOS	19
4.1. CASO 1	19
4.2. CASO 2	19
4.3. CASO 3	20
5. METODOLOGÍA.....	21

6. GRUPO TÉRMICO DE ESTUDIO	22
6.1. PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	22
6.1.1. <i>Etapas y circuito del combustible</i>	23
6.1.2. <i>Circuito aire-humos</i>	26
6.1.3. <i>Circuito agua-vapor</i>	27
7. BESS (BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM).....	29
7.1. DESCRIPCIÓN MORFOLÓGICA DE UN SISTEMA BESS.....	30
7.1.1. <i>Batería/s y BMS</i>	30
7.1.2. <i>Inversor - cargador (PCS)</i>	33
7.1.3. <i>EMS (Energy Management System)</i>	36
7.1.4. <i>Trafo de Media Tensión</i>	37
7.1.5. <i>Caja contenedora y elementos auxiliares</i>	37
7.2. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE UN SISTEMA BESS	38
7.2.1. <i>Proceso de carga</i>	39
7.2.2. <i>Proceso de descarga</i>	40
7.2.3. <i>Inversión de la corriente y elevación de la tensión</i>	40

7.3.	EFFECTOS QUE INFLUYEN EN LA CAPACIDAD DE LAS BATERÍAS....	41
7.4.	PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN SISTEMA BESS.....	42
7.5.	SISTEMAS BESS OBJETO DE ESTUDIO	44
7.5.1.	<i>Casos 1 y 2</i>	44
7.5.2.	<i>Caso 3</i>	44
8.	MERCADO ELÉCTRICO DIARIO	45
8.1.	PROGRAMA BASE.....	45
8.2.	RESTRICCIONES TÉCNICAS.....	47
8.3.	SERVICIOS DE AJUSTE Y MERCADOS INTRADIARIOS	48
8.4.	MERCADO DE GESTIÓN DE DESVÍOS	48
9.	MERCADO DE REGULACIÓN.....	50
9.1.	REGULACIÓN PRIMARIA.....	52
9.2.	REGULACIÓN SECUNDARIA.....	52
9.3.	REGULACIÓN TERCARIA	53
9.4.	DATOS UTILIZADOS	53

10. SOLAR FOTOVOLTAICA	56
10.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	56
10.2. CONECTADA A RED O AISLADA	56
10.3. PARTES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	57
10.3.1. <i>Generador fotovoltaico y estructura de apoyo</i>	57
10.3.2. <i>Inversor-regulador</i>	58
10.3.3. <i>Contador de energía bidireccional</i>	59
10.3.4. <i>Centro de transformación</i>	60
10.4. FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	60
10.5. DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	60
10.5.1. <i>Emplazamiento</i>	60
10.5.2. <i>Datos generales</i>	61
11. CÁLCULOS: CASO 1	64
12. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES: CASO 1	67

13. CÁLCULOS: CASO 2	69
13.1. DATOS DE PARTIDA	69
13.2. FUNCIONAMIENTO DE LA BATERÍA EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN	72
13.3. CARGA DE LA BATERÍA.....	74
13.4. DESCARGA DE LA BATERÍA.....	75
13.5. TIEMPOS REALES DE DESCARGA	77
13.6. CURVAS GENERADOR-TURBINA Y BATERÍA	81
13.7. REMUNERACIÓN	83
13.8. VIDA ÚTIL DE LA BATERÍA	84
13.8.1. Escenario 1	84
13.8.2. Escenario 2	85
13.9. AMORTIZACIÓN.....	86
14. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES: CASO 2	90

15. CÁLCULOS: CASO 3	93
15.1. DATOS DE PARTIDA	94
15.2. FUNCIONAMIENTO DEL BESS	94
15.2.1. <i>En la instalación FV</i>	94
15.2.2. <i>Acoplada a la central térmica</i>	95
15.3. CÁLCULO Y DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	96
15.3.1. <i>Condiciones ambientales.</i>	96
15.3.2. <i>Nº paneles en serie</i>	99
15.3.3. <i>Nº de ramas en paralelo</i>	104
15.3.4. <i>Disposición de los elementos del generador fotovoltaico y resultado final</i>	105
15.4. SIMULACIÓN CON PVSYST	107
15.5. INSTALACIÓN FV + BESS	112
15.5.1. <i>Datos de partida</i>	113
15.5.2. <i>Derivación de energía</i>	114
15.5.3. <i>Carga y descarga de la batería</i>	115
15.5.4. <i>Solar FV+BEES</i>	117

15.5.5. Remuneración	117
15.6. INSTALACIÓN FV + BESS + CENTRAL TÉRMICA	118
15.7. BALANCES.....	119
16. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES: CASO 3	124
17. FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.....	126
18. PRESUPUESTO	127
19. BIBLIOGRAFÍA	128
19.1. DOCUMENTOS Y MANUALES	128
19.2. PÁGINAS WEB	129
20. ANEXOS.....;ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	
20.1. MÓDULO SOLAR YGE 72 CELL SERIES 2 ; ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	
20.2. INVERSOR ABB PVS800-500 A 1000 KW ..; ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	



1. Resumen

En el presente Trabajo Fin de Máster se estudiará, desde un punto de vista técnico y económico, la posibilidad de incorporar baterías de tipo ion-litio a un Centro de Producción Térmica en diferentes situaciones, con el fin de acumular la energía para después derivarla a red en momentos, a priori, de mayor interés, y estudiar las ventajas e inconvenientes que éstas puedan presentar al acoplarse al sistema. Se contemplarán los tres siguientes casos:

Caso 1: Acumulación y venta simple: En este primer caso se estudiará la opción de acumular la energía procedente del grupo generador-turbina en horas valle donde el precio baja considerablemente, para después venderla a red en horas pico.

Caso 2: Acumulación y venta en banda de Regulación Secundaria: En este escenario se analizará el comportamiento de la batería con el grupo térmico en momentos en los que éste entre en el servicio de Regulación Secundaria, zona horaria en la que el precio de energía aumenta con respecto al del mercado diario, a costa de exigirle a la turbina satisfacer la demanda en intervalos más cortos de tiempo, realizando “picos de sierra” y reduciendo su vida útil.

A su vez, se investigará la posibilidad de dar 1 MW extra acumulado previamente con la batería, en momentos en los que se demande plena carga. De esta manera la energía máxima que pueda aportar el grupo aumentará y con ello, la retribución económica.

Caso 3: Acumulación de energía solar fotovoltaica acoplada a la central: En el último caso, se estudiará la posibilidad de “alargar” las horas de Sol de una planta solar fotovoltaica mediante baterías de ion-litio, para alcanzar las horas pico donde la energía es más cara. También se contemplará la opción de acoplar dicho sistema a una central térmica con el fin de sustituir parte de la energía dada por la turbomáquina, y así, reducir emisiones a la atmósfera.

2. Instalaciones objeto de estudio

2.1. CASOS 1 Y 2

Para los dos primeros casos, la investigación se fundamenta en datos pertenecientes a una empresa real e intervienen también datos provenientes de terceros, por lo que, por motivos de confidencialidad, se han ocultado sus nombres.

La empresa en cuestión es una empresa global de energía, con sede en varios países. En España y Portugal cuenta con diferentes centros de producción térmicos y generación en energías renovables, hidráulica y eólica, principalmente. El estudio se realiza en base a una de estas plantas, concretamente una central térmica de carbón, situada al norte de España.

Dicha central consta de dos grupos térmicos. El Grupo 1, y más antiguo, tiene una potencia instalada de 365 MW. Es en el que menos se ha invertido y uno de los afectados por el Plan Nacional Transitorio (PNT). El Grupo 2, con una potencia instalada de 556 MW, y pudiendo llegar hasta 560 MW a plena carga, cuenta con más inversiones que se han ido realizando con el paso de los años con el fin de adaptarse a los límites del PNT, especialmente los óxidos nitrosos (NOx) y los óxidos de azufre (SOx). Para ello cuenta con unos equipos de desnitrificación y desulfuración que le permite continuar en funcionamiento a partir del año 2019.

Los combustibles utilizados por esta central son el carbón nacional, carbón de importación, fuel-oil, gasoil, gas natural y gases siderúrgicos de alto horno excedentes de una factoría de acero próxima a esta.

La central cuenta con una ubicación ventajosa de cara al suministro energético y a la refrigeración. Se encuentra en la costa, al lado del puerto donde se descarga el carbón de importación y desde donde se recoge el agua necesaria para el circuito de refrigeración de los equipos. También está situada cerca de vías ferroviarias, carretera convencional y un gaseoducto que comunica directamente con la factoría antes mencionada. Este gas se

almacena en depósitos para después quemarlo cuando sea necesario.

Dicho grupo, salvo paradas técnicas o por mercado, se encuentra en funcionamiento prácticamente todo el año. Está incluido en una zona de regulación, pudiendo entrar en el mercado de regulación con una banda asignada de 20 MW, razón principal por la que la empresa ha decidido escogerlo para acoplar la batería y realizar el estudio.

La turbina del grupo objeto de estudio tiene 4 cuerpos (alta presión o AP/HP, media presión o MP, y dos de baja presión o BP/LP), con recalentamiento. Tiene una tensión de generación entre bornes de 19 kV y una potencia aparente de 639 MVA.

A la salida de la excitatriz se encuentra la subestación propia de la central, pudiendo verter la energía a la red de distribución a dos posibles tensiones. Una línea de 220 kV y otra de 132 kV. Cada línea cuenta con su trafo principal, equipos de medida y protecciones antes y después del generador así como líneas auxiliares que derivan en servicios terciarios y consumos propios, con sus respectivos equipos de medida.

Las baterías colgarán de estos servicios auxiliares por motivos que más adelante se explicarán.

2.2. CASO 3

Para el tercer caso la ubicación de la instalación solar fotovoltaica es clave. La central objeto de estudio de los dos casos anteriores está ubicada en un lugar donde las horas de sol anuales son demasiado bajas, por tanto, se ha escogido una central térmica convencional situada en un emplazamiento cuya cantidad de horas de sol incidente sea la más favorable posible, con el fin de reflejar en el estudio una alta eficiencia y aprovechamiento energéticos. Los datos utilizados, sin embargo, se reutilizarán de la manera más fiable posible de los casos anteriores siempre y cuando sea necesario, debido a la falta de información.

La central estudiada en este último caso para el acople del sistema de acumulación es una planta de generación con combustible fósil con dos grupos en funcionamiento. El

primero y más antiguo, cuenta con una potencia instalada de 577 MW. Será el grupo objeto de estudio debido a la similitud con el anterior ya descrito. El segundo grupo es de 582 MW.

La empresa propietaria ha invertido en los equipos necesarios para la adaptación del centro al PNT. Ambos grupos tienen en común los equipos de desulfuración y desnitrificación necesarios para la reducción obligada de emisiones.

La central objeto de estudio, al igual que la anterior, se encuentra a orillas del mar. Con esta ubicación se facilita la refrigeración de los equipos (agua de mar en circuito abierto) así como el transporte del combustible (carbón de importación), que se realiza mediante barcos.

Análogamente a los casos 1 y 2, se supondrá que la central está en funcionamiento todo el año salvo por paradas técnicas o por mercado. No se tendrá en cuenta el mercado de regulación puesto que la energía solar no puede satisfacer la demanda tan rápidamente. Por tanto se supondrá también que no forma parte de ninguna zona de regulación.

La turbina del grupo objeto de estudio tiene 4 cuerpos (alta presión o AP/HP, media presión o MP, y dos de baja presión o BP/LP) y 7 extracciones, con una etapa de recalentamiento. El alternador, con tensión entre bornes de 20 kV, tiene una potencia aparente de 636 MVA.

La salida de la energía se realizará mediante dos líneas de 220 kV de tensión que partirán de la propia subestación eléctrica del centro.

3. Antecedentes

Con el fin de entender el objetivo de la presente investigación, se introducirá un resumen de los conocimientos previos existentes en materia de acumulación y regulación de energía.

El proceso de calentamiento global que el planeta está sufriendo actualmente es más que evidente y se presenta una realidad innegable. La causa mayor de este gran problema reside en los Gases de Efecto Invernadero (GEI) y una de las medidas tomadas por la Unión Europea ha sido y sigue siendo la restricción de las emisiones procedentes de las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC). Dichas medidas quedan recogidas, a nivel europeo, en la Directiva de Emisiones Industriales, DEI,2010/75/UE.

Debido a esto, el proceso de “descarbonización” en Europa, así como en España, avanza cada vez más rápido, aumentando el hueco para las nuevas alternativas de energía limpia o renovables, en detrimento de los centros de combustible fósil.

El aumento más notorio ha sido en energía eólica, suponiendo más de un 20% de la generación en España y sobrepasando el 30% en varias ocasiones. La energía solar también contribuye más tímidamente a este cambio pero, en general, en el año 2018, la producción de energías renovables en el país ha supuesto un 40% sobre el total.

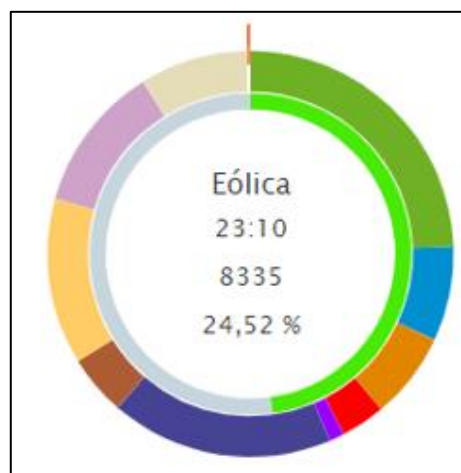


Figura 3.1. - Cuota de mercado de la energía eólica (11/05/2019, a las 23:10)

Un inconveniente de esta transición energética se presenta en la necesidad de regular la frecuencia de la red.

En la actualidad se emplean dos frecuencias para los sistemas eléctricos: 50 Hz en Europa y 60Hz para Norte América. Esta frecuencia ha de tener una perfecta estabilidad, sin embargo, siempre hay desvíos debido a la dinámica, cada vez más variable, de la generación y consumo eléctrico.

En caso de que la frecuencia no se corrija a tiempo o tome valores muy por encima o por debajo, podrían saltar las protecciones de los grupos generadores y desacoplarse de la red, pudiendo desatar una cadena de caídas de tensión y dejar sin energía a gran parte del país, incluso a los adyacentes.

Existe pues, además del mercado diario, una serie de mercados de ajustes y desvíos, en el cual se encuentra el de regulación de frecuencia. Red Eléctrica de España (REE) asigna unas zonas de regulación de frecuencia, por comunidad, y decide qué grupos pueden o no realizar dicho servicio, en función de las características de los equipos. Se asigna también una banda de regulación, un intervalo en el cual la turbomáquina moverá su carga para satisfacer la demanda.

Este mercado se compone a su vez de tres, que se resumen brevemente a continuación:

- Regulación primaria: De carácter obligatorio para corregir las desviaciones de frecuencia más notorias. No está retribuido.
- Regulación secundaria: Opcional. REE asigna unas zonas de regulación y cada centro tiene la opción de entrar o no. A continuación se asigna una banda de regulación sobre la que se moverá la carga de la turbina si fuera necesario. Actualmente sí está retribuido, con precios generalmente mayores que el estándar diario.
- Regulación terciaria: Opcional. Mercado en el que se afina con mayor precisión los desvíos, en caso de no poder realizarse con la banda de secundaria asignada. Es

más exigente que la anterior y requiere de tiempos muy rápidos de actuación. Por tanto, se paga aún mejor que la regulación secundaria.

La normativa actual por la que se rige el sistema de regulación en España queda recogida en el Boletín Oficial del Estado Núm. 303, resolución de 18 de diciembre de 2015. Dentro del mismo se encuentran los Procedimientos de Operación (P.O.). En el P.O.-7.2 se halla toda la información relativa al mercado de regulación secundaria, sobre la cual está fundamentada el segundo caso de la presente investigación.

Por otra parte, existen grupos de generación síncronos (centrales nucleares, centrales térmicas de carbón, ciclos combinados e hidráulica) que a diferencia de los asíncronos (eólica) y la energía solar fotovoltaica, pueden corregir con relativa facilidad las subidas o bajadas de frecuencia de la red, disminuyendo o aumentando la carga, respectivamente.

Como se ha mencionado anteriormente, las centrales térmicas de carbón tienen fecha de caducidad de 5 a 10 años. Por tanto, se deberá buscar una forma alternativa para el control de la frecuencia a tiempo real que rellene el hueco en el mercado de regulación, ya que la generación eólica y fotovoltaica no pueden hacerlo.

La solución más reciente e innovadora ha sido la acumulación de energía mediante diferentes tecnologías, pero todas con un denominador común: los sistemas de baterías o BESS (Battery Energy Storage System).

Los primeros intentos de acumular energía datan del año 1800. Alessandro Volta fabricó la primera pila y se trataba de una serie de pares de discos apilados (de ahí el nombre) de zinc y cobre, separados por un medio, generalmente salmuera, al que se le aplicaba una diferencia de potencial.

Con el paso de los años la ingeniería aplicada a la acumulación de energía fue mejorando, pasando por diferentes etapas (baterías recargables para teléfonos, agendas electrónicas, ordenadores portátiles...) hasta que a principios del siglo XXI, en el contexto de una excesiva dependencia de los combustibles fósiles, la industria del automóvil decide impulsar prototipos de coches eléctricos basados en baterías de ion-litio. Al mismo tiempo

empiezan a desarrollarse las primeras instalaciones de acumulación energética de capacidad considerable.

En el año 2003, la Golden Valley Electric Association (GVEA) junto con Saft Batteries y ABB (Asea Brown Boveri) comienza a trabajar en un proyecto de acumulación con el objetivo de reducir las frecuentes interrupciones que sufría el suministro eléctrico a los usuarios y estabilizar la red. Así nació la primer BESS (Battery Energy Storage System). Se trata de una serie de celdas de níquel-cadmio con un amperaje por de 920 Ah y 1.2 V, que juntas pueden llegar a dar 27 MW durante 15 minutos.

Existen varios tipos de baterías, desde las clásicas pilas alcalinas, pasando por baterías de ácido plomo (muy contaminantes), níquel o níquel-hierro (con un rendimiento muy bajo) o níquel-cadmio (con una baja densidad energética). Sin embargo, las que mejor resultado están dando son las de ion-litio. Poseen una gran cantidad de ciclos de vida pudiendo llegar a durar 8 años o en el mejor de los casos, hasta los 10 años. Además tienen muy poco efecto memoria (pérdida progresiva de capacidad) y una gran densidad energética, como se aprecia en el siguiente gráfico comparativo.

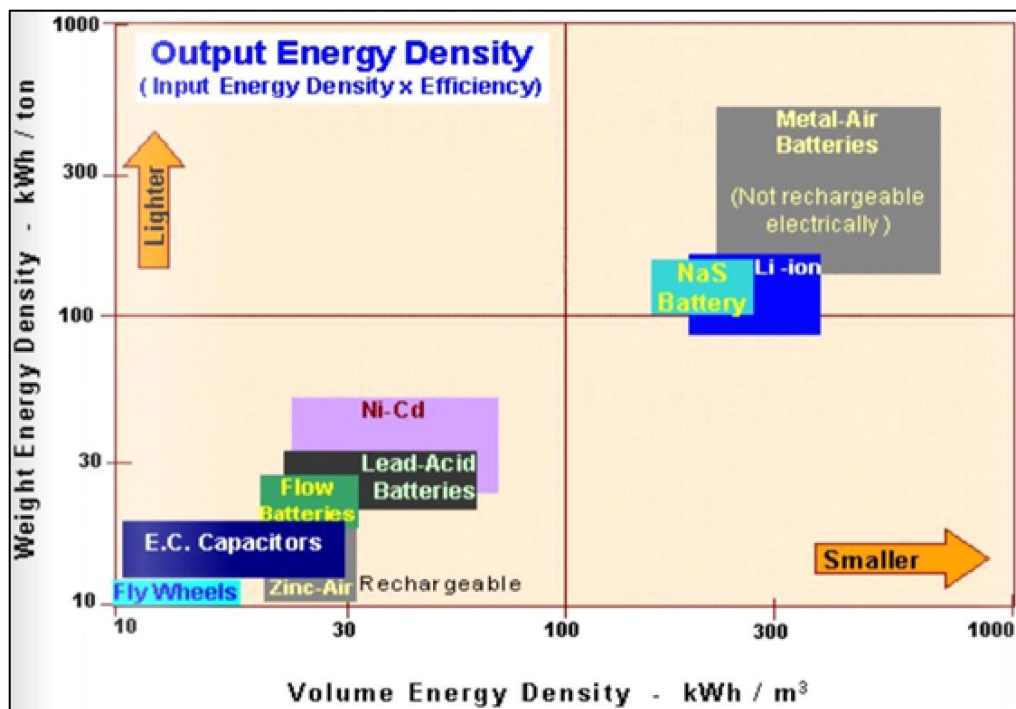


Figura 3.2.-Densidad energética en función del peso (kWh/ton) y volumen (kWh/m³) de la batería

Estos sistemas tienen la gran ventaja de que pueden corregir las desviaciones de la frecuencia de manera casi instantánea, en comparación con la relativa lentitud que presentan los grupos generadores de combustible fósil (los de carbón más que los ciclos combinados de gas-vapor), limitados siempre por las características de la turbina. Además, la absorción de potencia por parte de las baterías puede aligerar la carga de la turbina, pudiendo esta realizar un recorrido diario más suave, más plano, prolongando así su vida útil.

Actualmente España cuenta con la mayor planta de acumulación energética en baterías de ion-litio del mundo, proyectada por la empresa Endesa, pionera en este tipo de instalaciones. Se encuentra situada en la Central Térmica de Carboneras (Almería), y cuenta con una potencia instalada de 20MW y una capacidad de almacenamiento de 11,4 MWh. También ha proyectado un sistema de acumulación acoplado a la central de Melilla, consistente en un ensamblaje de baterías de segunda vida de vehículos eléctricos Nissan, con una potencia y almacenamiento totales de 4MW y 1,7MWh, respectivamente.

La empresa sobre la que se fundamenta esta investigación ha decidido indagar también en este tipo de proyectos sostenibles y la sede central ha destinado un presupuesto de aproximadamente un millón de euros sola y exclusivamente para este menester (casos 1 y 2). Se ha decidido que se va a experimentar con esta tecnología con el fin de obtener y recabar toda la información posible para, en un futuro no muy lejano, implementar un sistema de mayor potencia y capacidad.

Otra de las aplicaciones más comunes es la acumulación de energía eólica o solar fotovoltaica excedente, para poder usarla cuando los paneles solares o aerogeneradores no produzcan lo suficiente. Actualmente no existe ninguna instalación mixta de energía renovable y acumulación acoplada a un centro de producción térmico, por lo que, adicionalmente, se analizará también la posibilidad de incorporar un “mix” energético solar fotovoltaica-BESS a una central térmica de carbón.

4. Objetivos

Los objetivos de la presente investigación son:

- Analizar teóricamente la posibilidad de acoplar sistemas BESS a un centro de producción térmico en diferentes situaciones
- Recabar información para estudios posteriores.

Para cada aplicación se presentarán unos objetivos específicos, a saber:

4.1. CASO 1

En una primera aproximación, se pretenderá buscar una amortización de la inversión a realizar utilizando la acumulación de energía en horas en las que sea más barata y la posterior venta en horas de alta demanda. Para ello, se estudiarán los precios horarios durante un año base y se maximizará el beneficio que podría haber en esa situación.

4.2. CASO 2

En el siguiente caso, se analizará la opción de acoplar el sistema de acumulación a un grupo generador perteneciente a una zona de regulación para, de esta manera, minimizar los efectos tan exigentes de la demanda sobre la turbomáquina. En función de unos datos de demanda, proporcionados por la empresa, se examinarán los recorridos que haría la turbina en caso de que tuviera el apoyo de un sistema BESS, acotado siempre por el presupuesto dado.

Se buscará también la opción de amortizar la inversión y, para ello, se planteará la idea de verter a la red una energía extra, previamente acumulada, en momentos en los que la demanda es máxima.

4.3. CASO 3

En este último caso, se investigarán las ventajas que pueda presentar la sustitución parcial de la energía fósil de una central térmica, por energía solar. Se buscará también acoplar a la instalación solar FV un sistema de acumulación para devolver energía en las horas del día en las que se pague mejor y, de este modo, acelerar la amortización de la inversión.

5. Metodología

La consecución de los objetivos planteados se llevará a cabo mediante la investigación, el análisis y los cálculos que posteriormente darán como resultados soluciones que, viables o no, se presentarán en el documento.

Se utilizarán los datos proporcionados por la empresa, relativos al funcionamiento en tiempo real del grupo involucrado en el estudio, durante una semana. En el primero de los casos se analizarán, además, los precios de la energía diaria y horaria durante un año, y se realizará una estimación del precio máximo y mínimo con la finalidad de aprovechar al máximo la reventa de energía con un sistema BESS de 1MW – 1MWh. Se comprobarán los beneficios obtenidos durante el año.

En el segundo caso, por un lado, se calcularán los tiempos de carga y descarga de la batería del sistema BESS (de iguales características que en el caso anterior), para después, analizar los momentos en los que se podría descargar el total almacenado, siendo los intervalos más interesantes aquellos en los que el grupo esté a plena carga. Por otro lado, se estudiarán los precios por el uso de la banda de regulación secundaria, ajustándose al rango de tiempo de los datos proporcionados por la empresa, y se analizará el beneficio por este servicio.

En el tercer caso, mediante el software de simulación de instalaciones solares-fotovoltaicas (PVSYST), se diseñará y se simulará el funcionamiento de una planta solar que, posteriormente, se acoplará a un sistema BESS de 2 MW – 4 MWh para alargar las horas de sol y llegar al pico diario donde la energía es algo más cara. A continuación, se calcularán los MWh aportados cada mes por el conjunto. Finalmente, se incorporará el sistema FV-BESS al funcionamiento de una central térmica que no pertenezca a una zona de regulación, y se calculará el ahorro energético y el beneficio esperado, así como una estimación de la amortización que pueda tener.

En apartados posteriores, se analizarán los casos por separado y se evaluarán también en hojas de cálculo Excel independientes, para una mejor claridad y comprensión.

6. Grupo térmico de estudio

6.1. PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

El objetivo de una central térmica es la producción de energía eléctrica a partir de la combustión de la materia prima en una caldera. El combustible, carbón en este caso, circula a través de una serie de etapas hasta llegar a la caldera, donde se produce la combustión. El vapor generado en los tubos de la caldera es transportado hasta los álabes de la turbina, transformando la energía térmica en energía mecánica. Acoplado a la turbina están el alternador y la excitatriz, mediante los cuales, se transforma la energía mecánica del eje de la turbina en energía eléctrica, para después ser distribuida a la red.

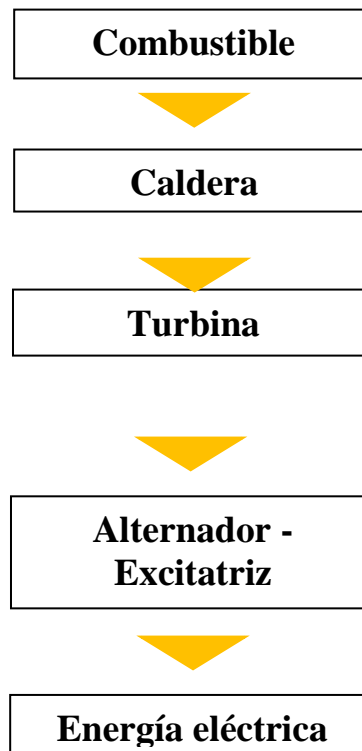


Figura 6.1.-Etapas para generación de energía eléctrica

Para comprender mejor el funcionamiento del proceso, se realiza una descripción de este y de sus etapas y circuitos más relevantes. Dichos circuitos son: Circuito del combustible, circuito aire-humos y circuito agua-vapor.

6.1.1. Etapas y circuito del combustible

En la central térmica objeto de estudio, el carbón, de importación mayoritariamente, llega a través de transporte marítimo y se deposita en un extenso parque de carbones, situado a las orillas del puerto. Mediante las denominadas rotopalas (máquinas pesadas que se mueven horizontalmente a la pila de carbón, con una rueda dentada de gran diámetro) se recoge el combustible y se deja caer a las cintas transportadoras que comunican directamente con esta.

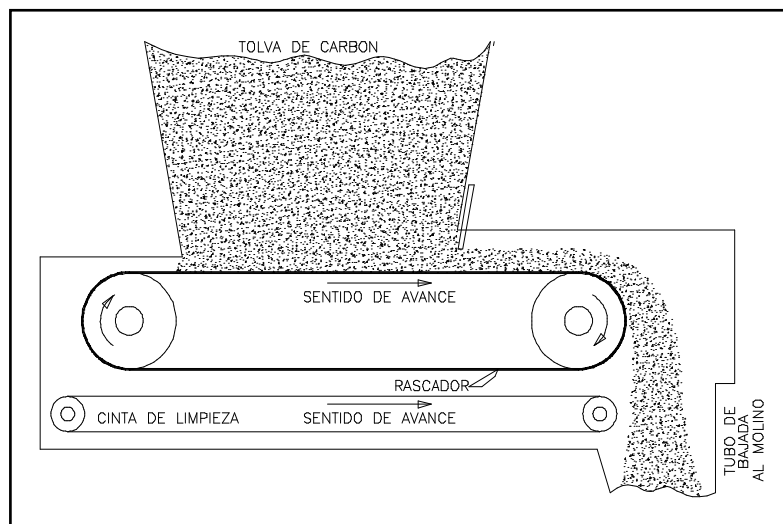


Figura 6.2.-Alimentador o dosificador conectado con el molino

El carbón, mediante un alimentador, llega a los molinos, donde se lleva a cabo el proceso de molienda y secado. En una o varias etapas, se granula hasta el tamaño deseado. A continuación, se almacena en tolvas para descargarlo después, según las necesidades, en los sistemas inyector-quemador.

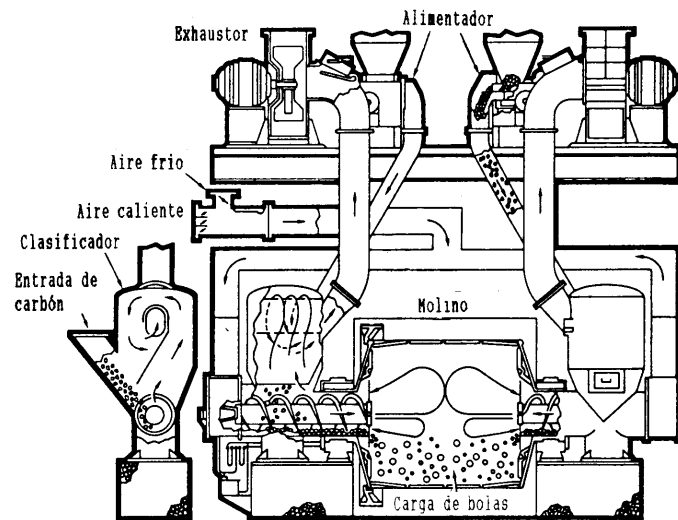


Figura 6.3.-Molino tubular de bolas

Estos quemadores dispuestos horizontalmente a través del perímetro de la caldera y a una altura determinada, se encargan de introducir una mezcla de aire primario y carbón en el hogar (parte baja de la caldera donde ocurre la combustión). También se introduce gasoil pulverizado como elemento ignitor, y fuel-oil como elemento estabilizador.

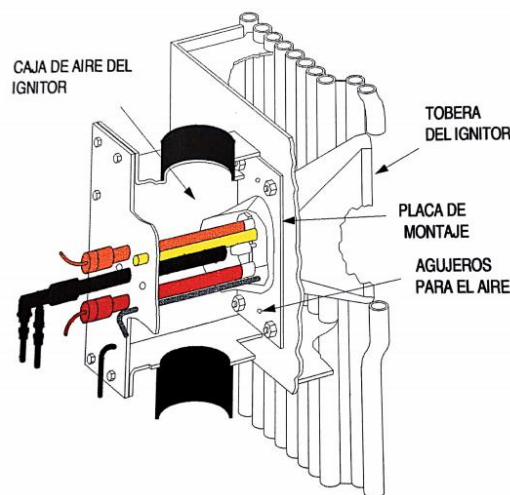


Figura 6.4.-Ignitor-inyector de combustibles

Mediante la variación de tres caudales de aire (primario, secundario y terciario) se controlan varios parámetros que afectan directamente a la combustión en la caldera. Los más importantes son el punto de ignición, el momento de ignición, la rotación necesaria para la turbulencia de la llama (cuanta más turbulencia mejor combustión) y la

composición de la mezcla aire-combustible (control de la reacción de combustión).

La combustión acaba en la llamada “nariz” de la caldera. Se trata de una protuberancia situada en la parte alta de esta, cuya misión es desviar los humos provenientes de la combustión, ocurrida la parte inferior de la caldera, hacia una serie de agrupaciones de tubos denominados sobrecalentadores.

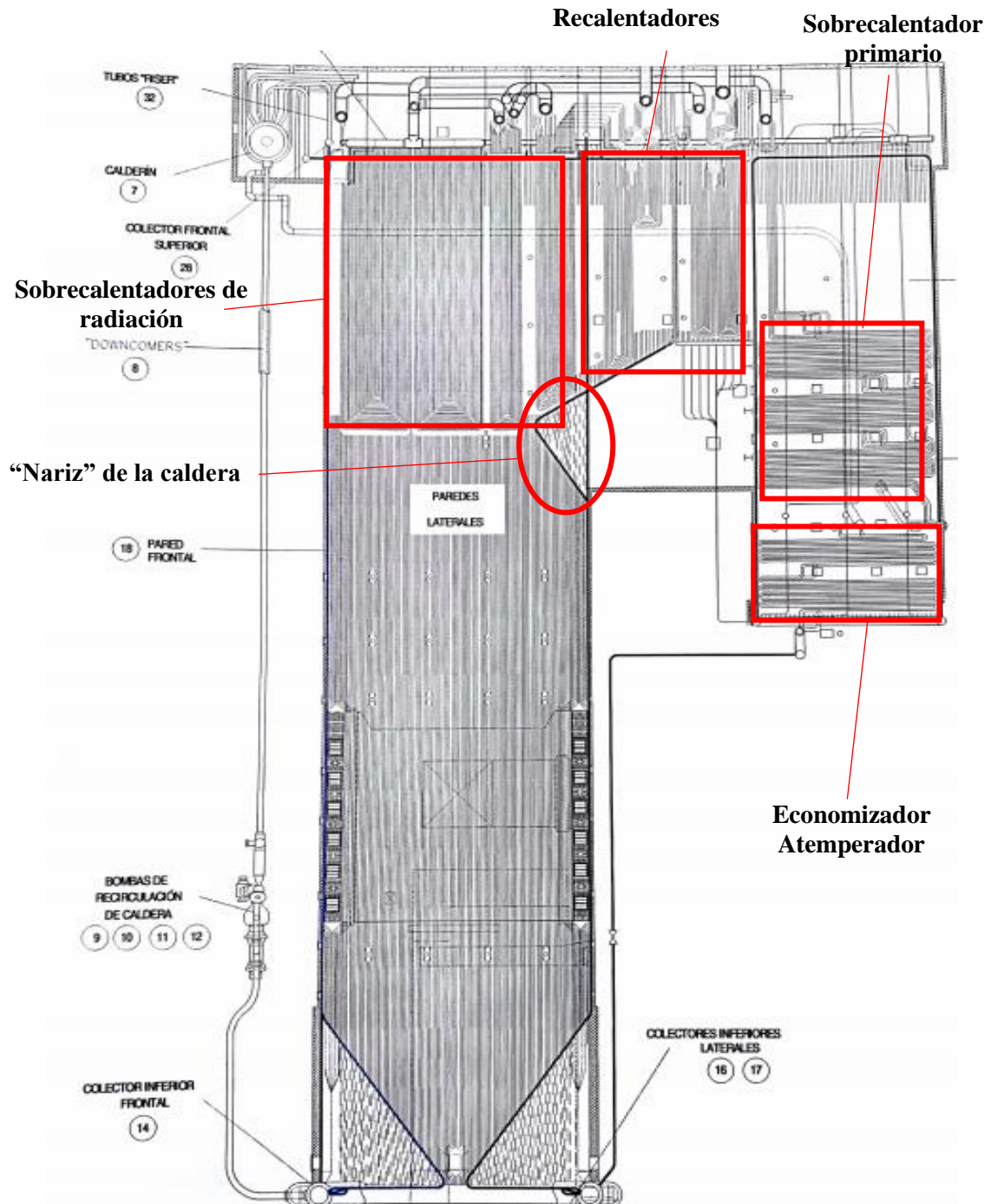


Figura 6.5.-Caldera de combustión, vista seccionada

6.1.2. Circuito aire-humos

En la central objeto de estudio se distinguen tres subcircuitos: primario, secundario y terciario. Cada circuito cuenta con sus propios ventiladores para inducir o expulsar el aire, dependiendo del caso.

La caldera del grupo estudiado trabaja a depresión, lo cual significa que deben existir ventiladores de tiro inducido (VTI) que garanticen que la presión interior de la caldera sea ligeramente inferior que en el exterior. Existen también unos ventiladores de tiro forzado (VTF) encargados de introducir el aire primario, secundario y terciario.

Para el circuito primario de aire, se utilizan los ventiladores VTF de aire primario (VAP). Arrastran el combustible hasta los inyectores para la posterior combustión. Los humos resultantes de la reacción de combustión se dirigen hacia la chimenea, pasando antes por una serie de intercambiadores de aire-humo, para calentar el aire de los dos circuitos restantes. Estos son el calentador de aire primario o CAP, y el calentador de aire secundario o CAS.

El CAP es un intercambiador aire-humos de tipo tubular. Los humos circulan por el interior de los tubos calentando el aire frío primario. Este aire, a su vez, alimenta a los molinos para el proceso de secado del carbón

Una vez aprovechado el calor de los humos, estos se dirigen hasta la chimenea, pasando antes por una serie de equipos necesarios para el tratamiento de los gases contaminantes y partículas nocivas. Estos son el precipitador electrostático, la desnitrificadora (SCR) y la desulfuradora (ARR). El primero se encarga de eliminar las partículas, inquemados o cenizas que arrastran los humos una vez salen de la caldera; el segundo elimina los óxidos nitrosos, NO_x ; el tercer equipo reduce en un 95% la concentración de óxidos de azufre, SO_x .

6.1.3. Circuito agua-vapor

El circuito encargado de dar movimiento a los álabes de la turbina es el circuito agua-vapor, diferenciándose la parte del circuito de agua y la del vapor. Ambos se conectan en un punto gracias a un equipo denominado calderín.

Las paredes de la caldera están recubiertas por tubos verticales por los cuales circula el agua. Por los tubos situados en la zona inferior de la caldera (el hogar) circula agua que, gracias al calor de radiación generado por la llama de la combustión, se calienta hasta una temperatura y presión determinadas y se evapora. Este vapor llega hasta el calderín, situado en la zona más alta de la caldera, y donde tiene lugar el cambio de fases. La fase líquida vuelve a circular hasta la parte inferior del hogar, por unos conductos denominados “downcomers” y “feeders”.

La fase gaseosa, sin embargo, se extrae del calderín para enviarlo a una serie de intercambiadores de calor (sobrecalentadores) para elevar aún más la temperatura del vapor. Existen los sobrecalentadores primarios, secundarios, atemperadores y, finalmente, el sobrecalentador final. Después se introduce en la turbina de alta presión (TAP).

Una vez introducido el vapor caliente en la TAP, este circula a través de los álabes, empujándolos y generando el movimiento del eje. A continuación, sale de esta primera etapa como vapor recalentado frío y se vuelve a introducir en la caldera, con la finalidad de recalentarlo. Una vez recuperado el calor del vapor, circula hasta la turbina de media presión (TMP), recorriendo los álabes de esta, hasta salir por un conducto directo hacia la turbina de baja presión (TBP).

El vapor procedente de la TBP se transforma a la fase líquida en un equipo denominado condensador. Se trata de un intercambiador de carcasa y tubos. El vapor circula por el exterior y por el interior de los tubos circula agua de mar. El vapor acaba precipitando en un pozo de condensado desde el cual, mediante las bombas de condensado, se aspira el agua.

El agua impulsada por estas bombas circula hasta el calderín para volver a cerrar el

circuito. Antes de ello, debe calentarse en una serie de equipos denominados recalentadores, y debe purgarse los gases incondensables en un desgasificador. Los recalentadores son intercambiadores carcasa-tubos agua-vapor. Por los tubos circula el agua proveniente del pozo de condensados, y por el exterior circula vapor de agua, extraída directamente de las diferentes etapas de la turbina (extracciones).

El agua ya recalentada se bombea para impulsarla hasta el calderín, pasando antes por un conjunto de intercambiadores denominados economizadores. A continuación, a través de unas tuberías de transferencia, se introduce el agua en el calderín.

Como se ha mencionado, el vapor que llega a los álabes de la turbina, en sus diferentes etapas, hace girar un eje solidario al rotor, que a su vez hace girar al alternador. La excitatriz es la encargada de transformar la energía cinética del eje en energía eléctrica.

7. BESS (Battery Energy Storage System)

Se ofrecerá en este apartado información relativa a los sistemas BESS con el fin de entender mejor los capítulos posteriores, referidos a la acumulación energética.

Un sistema BESS es un conjunto de varios subsistemas electrónicos, eléctricos e informáticos conectados a la red, con una tarea común: el almacenamiento de la energía inteligente en un conjunto de baterías para después entregarla nuevamente a la red en los momentos que más interese.

Los elementos que lo componen son los siguientes:

- Batería (o baterías) y BMS (Battery Management System)
- Inversor – cargador o PCS (Power Converter System) y su sistema de control
- EMS (Energy Management System)
- Trafo o transformador interno y subestación de salida a red
- Filtros EMI/RFI (Electro-Magnetic Interference / Radio Frequency Interference) y un filtro senoidal
- Caja contenedora y elementos auxiliares

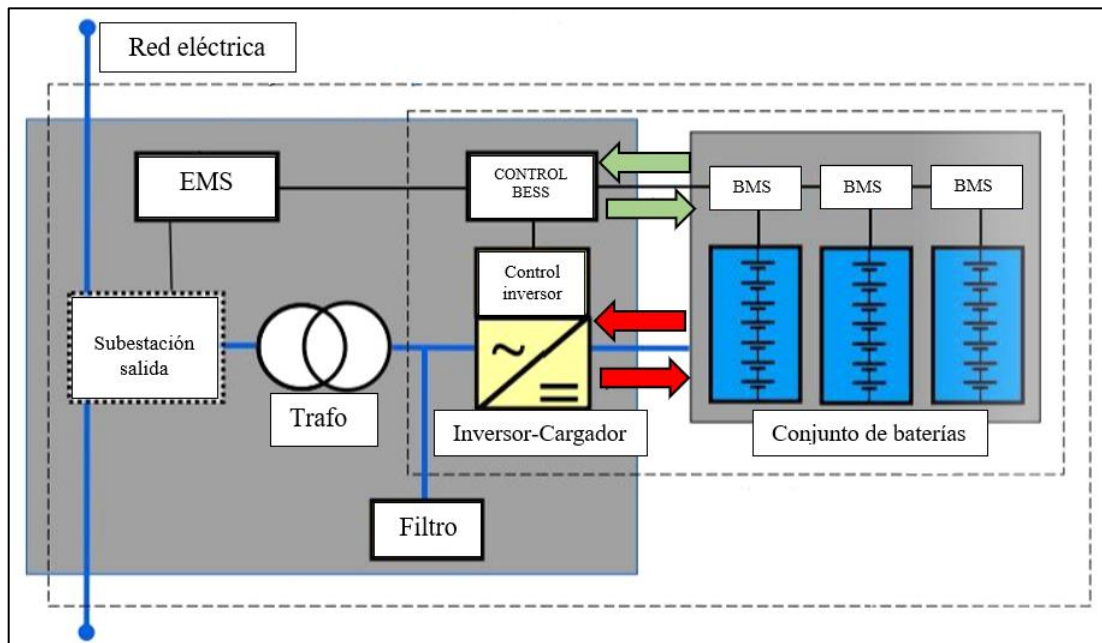


Figura 7.1.-Esquema general de un sistema BESS

A continuación, se describirán morfológica y funcionalmente cada uno de ellos.

7.1. DESCRIPCIÓN MORFOLÓGICA DE UN SISTEMA BESS

7.1.1. Batería/s y BMS

Como se ha comentado en el apartado *Antecedentes*, las baterías pueden ser de varios tipos, si bien las más utilizadas son las de iones de litio. Son el componente esencial del sistema y son las encargadas de almacenar la energía para luego proporcionarla cuando sea necesario. Se conectan en serie para formar conjuntos o módulos de celdas de baterías, y estos a su vez en filas o “strings”, para conseguir el voltaje requerido, en función de la aplicación. Estas filas se colocan dentro de un contenedor especial aclimatado y, si fueran demasiadas para un solo alojamiento, se podrá usar más de una caja y centralizar el resto de los componentes del sistema en un mismo punto.

La corriente eléctrica tanto de entrada como de salida de las mismas será siempre de continua (DC). Por cada agrupación de baterías existe un BMS o Battery Management System que intercambia información necesaria con el EMS y facilita tanto la regulación y

control de variables que influyen en el comportamiento de las baterías como la carga de las mismas.

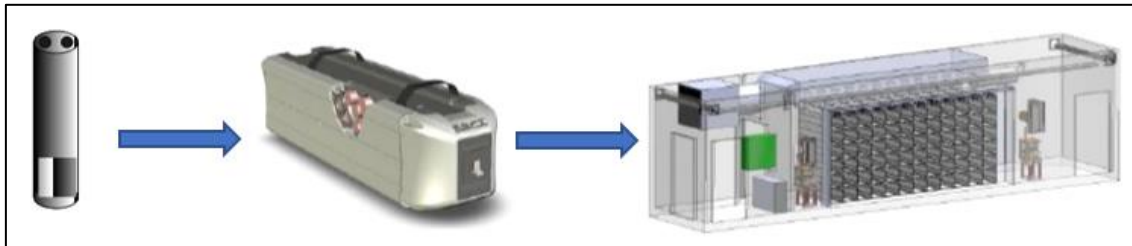


Figura 7.2.-Composición de un sistema de baterías. De izquierda a derecha: batería, módulo de celdas y agrupación en “strings” o filas.

A continuación, se muestra una imagen con los componentes esenciales de una batería de este tipo y sus respectivas descripciones.

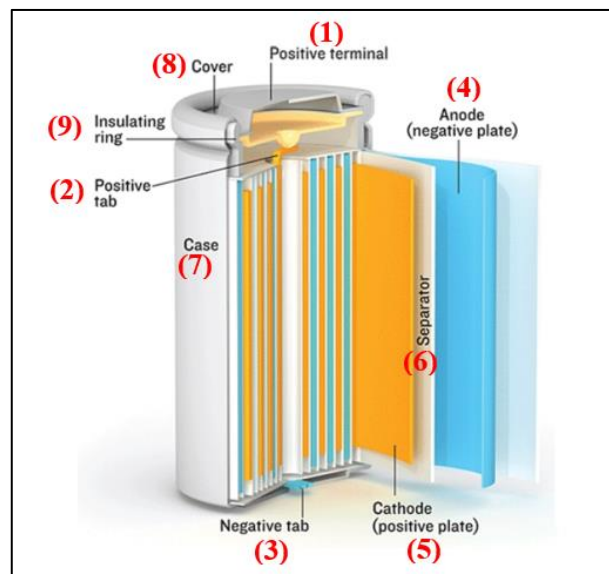


Figura 7.3.-Componentes de una batería de iones

(1). Terminal positivo (+) y negativo (-). Son placas metálicas conductoras situadas en los extremos de la carcasa de la celda y permiten conectar varias baterías en serie para crear módulos. De esta manera se puede aumentar el voltaje y la capacidad de acumulación del conjunto.

(2) y (3). Pestaña catódica(+) y anódica(-). Son los terminales del ánodo y cátodo por los que se genera la circulación de corriente, que posteriormente se transmiten a

los terminales de la celda. Suelen ser de cobre para el ánodo y de aluminio para el cátodo.

(4). Ánodo (-). Electrodo generalmente de grafito o grafeno (variación cristalográfica del carbono) en el que se produce la reacción de oxidación. Está bañado por el electrolito (un solvente orgánico con sales de litio en estado líquido por donde se desplazan los iones).

(5). Cátodo. Electrodo con iones de litio normalmente aleados con otro material como es el cobalto (Co), el hierro (Fe) o el fósforo (P). Sufre la reacción de reducción y está bañado en el electrolito

(6). Separador. Generalmente un polímero poroso permeable que impide el contacto entre las dos placas anódica y catódica, pero permite el paso de los iones.

El conjunto ánodo, cátodo y separador, al que se le añade el electrolito, forma la celda donde ocurre la reacción electroquímica; se enrolla dentro de la carcasa donde se aloja. Consiste en varias capas intercaladas (cátodo-separador-electrolito y ánodo) formando una especie de “sándwich” enrollado que puede ser de forma cilíndrica o prismática.

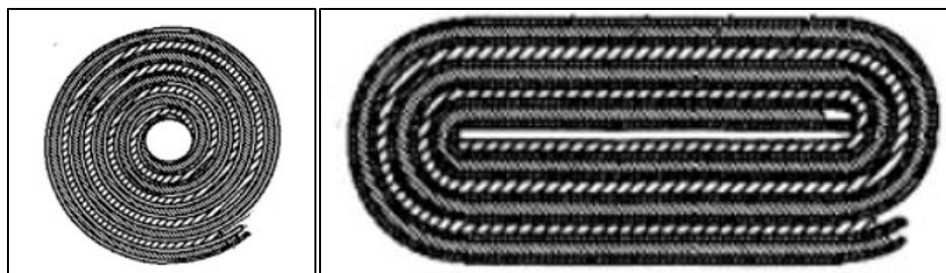


Figura 7.4.-Enrollamiento cilíndrico y prismático del ánodo, cátodo y separador

(7). Carcasa. Chapa metálica, generalmente de aluminio y con forma cilíndrica o prismática, donde se aloja el conjunto electrolítico mencionado. Debe tener una buena estanqueidad.

(8). Cubierta. Chapa metálica, de un material conductor que enlaza con los terminales y cierra la batería por arriba y por abajo.

(9). Anillo aislante. Tiene la función de aislar térmica y eléctricamente el conjunto electrolítico para garantizar una buena eficacia en la reacción y transformación en energía eléctrica.

7.1.2. Inversor - cargador (PCS)

En electrónica de potencia, un inversor es un equipo electrónico que convierte la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) mediante una serie de etapas de transformación de una onda cuadrada original para convertirla en una senoidal. Existen varios tipos de inversores en función de la aplicación a la que se destinen: monofásicos o trifásicos, de pulso único, múltiple o sinusoidal, de variación de tensión o de corriente...

Un inversor cargador es otro tipo de inversor con la diferencia de que la conversión puede ser bidireccional, es decir, es capaz de transformar una corriente alterna (AC) en corriente directa (DC) para, por ejemplo, almacenarla en baterías. Se trata de un inversor de onda senoidal pura. Son más sofisticados que los convencionales y también más caros, por el hecho de convertir en menos etapas una onda cuadrada en una senoidal pura, poder hacerlo de manera inversa y tener acoplado un dispositivo cargador.

La potencia del componente es variable: los hay idóneos (aptos) para convertir unos pocos kW hasta grandes inversores con capacidad de convertir varios MW. En función de la aplicación se instalará una potencia u otra y el tamaño también cambiará con la misma.



***Figura 7.5.-Inversor Gamesa de 1 MW para una planta solar (izquierda) e inversor SMA de 50 kW para una instalación de autoconsumo en una vivienda (derecha)**

Los componentes del inversor quedan incorporados dentro de celdas consecutivas, como se muestra en la figura anterior, formando un armario compacto. Generalmente en su interior se encuentran los siguientes elementos:

- **Celda de inversión.** Incluye los componentes electrónicos que generan la onda senoidal (que variarán en función del tipo de inversor), así como los elementos de control generales, protecciones y funciones adicionales para mejorar la eficiencia de la inversión. Típicamente se suelen utilizar circuitos electrónicos de inversión mediante PWM (Pulse Wave Modulation) o Modulación por Ancho de Pulso. Incorporan transistores tipo IGBT (Insulate Gate Bipolar Transistor) o Transistores Bipolares de Puerta Aislada, los cuales se encargan de transformar la señal cuadrada de entrada en una señal senoidal a la salida.
- **Celda de potencia.** En ella se incluye la transformación de la potencia en una etapa única o en varias hasta obtener la deseada.
- **Filtros.** Generalmente se instalan en el inversor dos tipos de filtro (ambos para reducir los efectos o interferencias de los componentes eléctrico-electrónicos del sistema):

-EMI/RFI: La interferencia electromagnética (EMI) o de radio frecuencia (RFI) son una propiedad indeseable de los sistemas eléctricos. Si

es lo suficientemente grave puede provocar que los dispositivos electrónicos tengan un mal funcionamiento. Es por tanto necesario instalar un filtro EMI/RFI que evite las interferencias en los equipos electrónicos más sensibles.

-Senoidal: Es un filtro de paso bajo encargado de reducir picos en la salida de la tensión provocada por las conmutaciones de los transistores IGBT a altas frecuencias.



Figura 7.6.-Filtro senoidal trifásico (izquierda) y filtro EMI/RFI (derecha)

- **Control de red.** Proporciona una buena sincronización de la onda generada con la de la red eléctrica, ajustando la tensión, fase, frecuencia...
- **Protecciones.** Además de la normativa genérica de protección de instalaciones eléctricas, los inversores deben tener una serie de protecciones específicas para garantizar el correcto funcionamiento de todo el conjunto. Son dispositivos que detectan tensiones de red, frecuencias, temperaturas e intensidades fuera de unos umbrales mínimos y máximos, así como fallos directos en la red.

A continuación, se muestra la topología básica del circuito de un inversor trifásico de modulación de pulso de onda sinusoidal. Más adelante se explicará brevemente su funcionamiento.

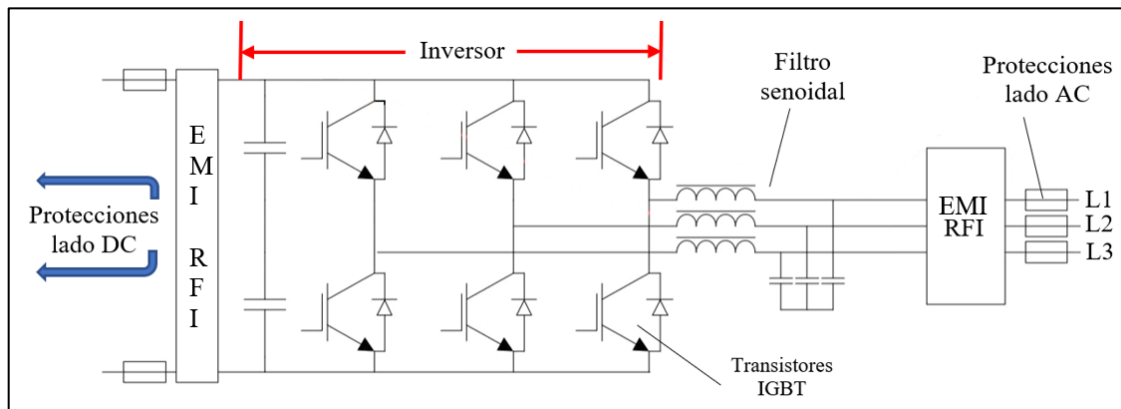


Figura 7.7.-Circuito electrónico de un inversor trifásico PWM (Pulse Wave Modulation) sinusoidal

7.1.3. EMS (Energy Management System)

El sistema de gestión de energía es el conjunto informático-electrónico que se encarga de controlar el flujo de energía entre las baterías y la red. Se conecta al inversor y a los BMS para la transferencia de datos entre ellos. Se compone de los siguientes elementos:

- **Controlador principal.** Es la inteligencia del sistema. Recoge la información de todos los componentes del mismo y toma las decisiones sobre el control de flujo de energía, en función de un código previamente programado. Monitoriza el ingreso de energía, el estado de carga/descarga de las baterías, el voltaje y la temperatura de las baterías. La información la recibe directamente del subsistema BMS, acoplado a cada uno de los “strings” o filas de baterías.
- **Cargador.** Típicamente se añade este elemento para aplicaciones de energía solar fotovoltaica o en caso de que el inversor no lo tenga incorporado. El EMS contiene un sistema de carga para las baterías por si es necesario acumular energía procedente de paneles solares (en corriente continua) y, por tanto, se podría usar un inversor convencional, sin carga.
- **Regulador de onda MPPT (Maximum Power Point Tracking).** Se trata de un dispositivo encargado del seguimiento de punto de máxima potencia a la salida de este. Se utiliza en aplicaciones con energía solar fotovoltaica y

su función es la de adaptar la tensión de funcionamiento del sistema fotovoltaico a aquella que proporcione la máxima potencia. Para ello optimiza el producto $P=V \times I_{sc}$ de manera que en la salida del MPPT sea máximo.

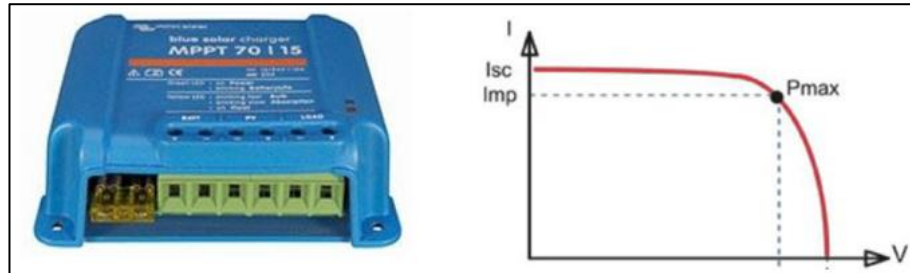


Figura 7.8.-Regulador MPPT (izquierda) y punto de máxima potencia a la salida en función del voltaje y corriente de entrada (derecha)

7.1.4. Trafo de Media Tensión

Normalmente, dentro del contenedor y a continuación del inversor y los filtros, viene incorporado un transformador de tensión para elevar la tensión de salida a valores de Media Tensión (600 V – 69 kV).

7.1.5. Caja contenedora y elementos auxiliares

La instalación de un sistema BESS no puede quedar a la intemperie debido a la sensibilidad de sus componentes al ambiente. Todos los subsistemas se alojan, de manera ordenada y compacta, en una caja contenedora hecha a medida. Suelen fabricarse de materiales rígidos y resistentes, como es el acero al carbono. Cuenta con una puerta que da acceso al interior del habitáculo.

Por otro lado, las necesidades de mantener una temperatura y presión adecuadas (las baterías no pueden sobrecalentarse excesivamente) obligan a los fabricantes a instalar también una unidad de acondicionamiento que regule la temperatura de todo el sistema. Tal unidad se conecta con el EMS para controlar estas variables y garantizar un correcto funcionamiento de las baterías.



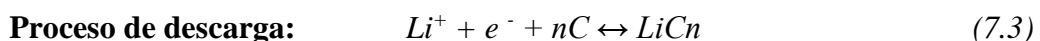
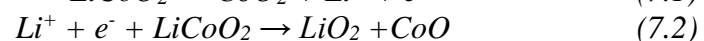
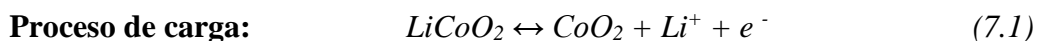
Figura 7.9.-Contenedores BESS con inversor aislado (arriba) e incorporado (abajo)

7.2. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE UN SISTEMA BESS

El origen de la generación de energía en un sistema BESS está en la bancada de baterías, previamente cargadas. Como se ha mencionado en apartados anteriores, el cátodo de la batería está formado por un elemento químico principal, el litio (Li), al que se le añade generalmente otro elemento pesado; puede ser el hierro (Fe), el fósforo (P) o el cobalto (Co); se forman así óxidos de litio con el metal correspondiente, LiFePO_2 o LiCoO_2 . De éstos, el más caro y difícil de conseguir es el cobalto, si bien es el que mejores resultados está dando. Además, su toxicidad es muy baja.

El ánodo está compuesto por grafeno.

El proceso de carga o descarga de una batería comienza en el interior de su carcasa. La corriente inyectada en el sistema BESS circula por sus componentes hasta llegar a los terminales de la celda donde se aloja el conjunto ánodo, cátodo, separador y electrolito. En el interior de la celda ocurren las reacciones siguientes:



7.2.1. Proceso de carga

Los iones de litio del cátodo (positivo) excitados por la corriente abandonan el electrodo y fluyen a través del separador microporoso y del electrolito para depositarse en el ánodo (negativo). Los electrones excedentes del proceso de oxidación del cátodo viajan también en la misma dirección, pero por un circuito externo. Los iones de litio y los electrones se vuelven a recombinar en el ánodo, y se insertan en la estructura atómica del grafeno, donde crean compuestos de intercalación como el LiC_6 , LiC_{12} o el LiC_{18} , así como óxidos de litio excedentes, causa principal de la pérdida de eficiencia de la batería, y que más adelante se explicará.

De esta manera, la batería almacena energía, puesto que el potencial electroquímico del grafito es mayor que el del óxido de cobalto y litio, y los iones de litio desprendidos del cátodo deben aumentar su potencial para llegar hasta el ánodo.

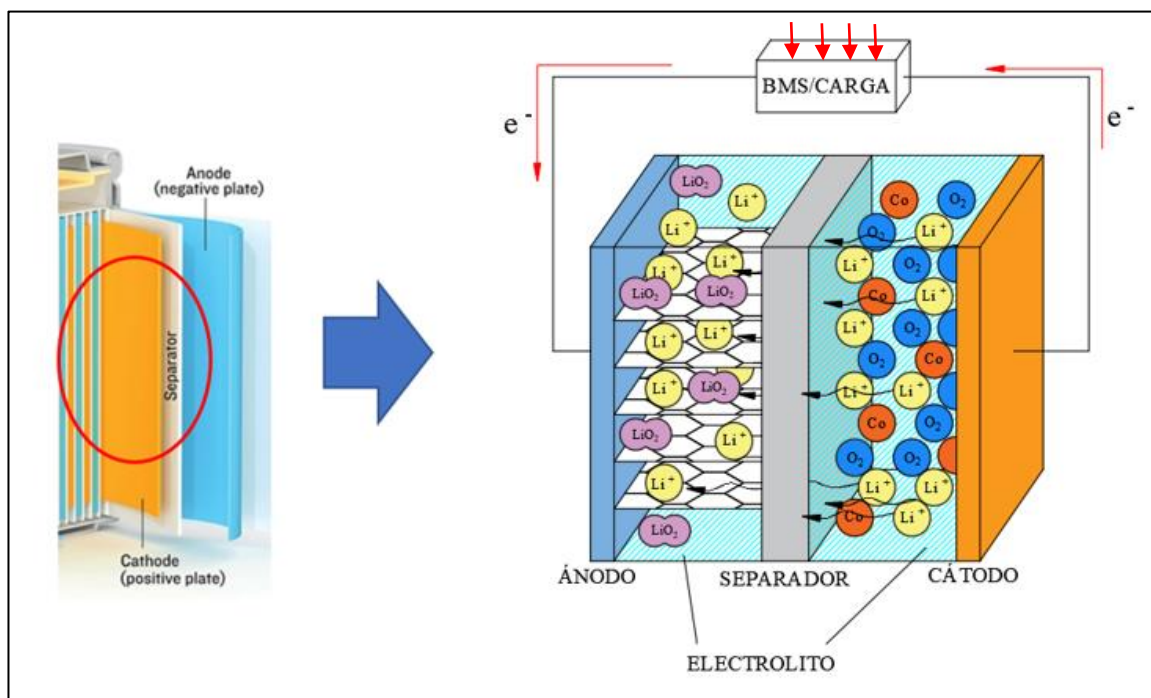


Figura 7.10.-Diagrama del proceso de carga de una batería ion litio

7.2.2. Proceso de descarga

Durante la descarga los iones depositados en el ánodo de grafeno fluyen por el electrolito de vuelta al cátodo. Como se ha mencionado, estos iones se encuentran a un potencial electroquímico más alto que el que tenían antes de incorporarse a la estructura del grafeno, por lo que, para volver al electrodo de origen (cátodo), han de reducir su potencial, momento en el cual aportan los electrones excedentes al circuito al que se conecte la batería. Este excedente es la energía que se obtiene de la batería.

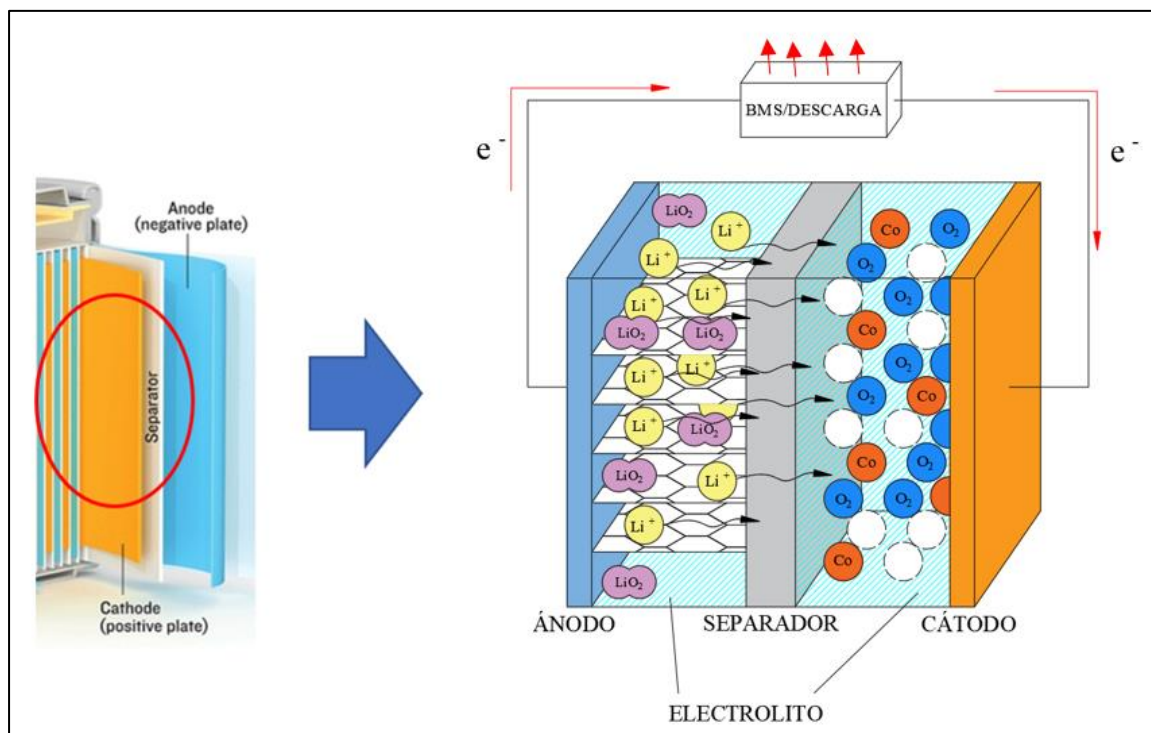


Figura 7.11.-Diagrama del proceso de descarga de una batería ion litio

7.2.3. Inversión de la corriente y elevación de la tensión

La corriente generada por la descarga de la batería es una corriente continua. Es necesaria, pues, una conversión a corriente alterna llevada a cabo por el inversor. De modo resumido y sin entrar en mucho detalle, los transistores IGBT ya descritos reciben los pulsos de la corriente continua (señal de tensión cuadrada) y, mediante los disparos de los mismos (programados mediante desfases), transforman a la salida la señal de tensión en una senoidal, tal y como se muestra en la imagen.

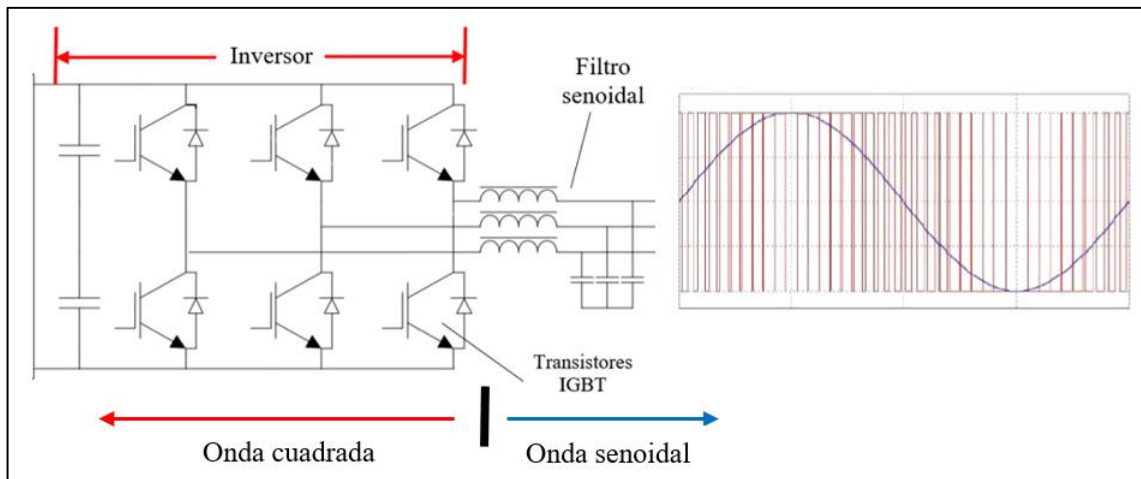
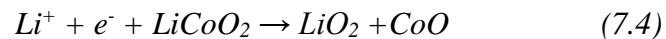


Figura 7.12.-Esquema básico de conversión de onda mediante un inversor

Una vez invertida la señal se elevará la tensión de salida mediante el transformador propio del sistema BESS para poder después verter la energía a la red a la tensión necesaria.

7.3. EFECTOS QUE INFLUYEN EN LA CAPACIDAD DE LAS BATERÍAS

La carga y descarga de una batería de ion litio no es siempre constante. Como se ha mencionado en la descripción funcional, tienen lugar tres reacciones químicas dentro de la celda, de las cuales dos son reversibles y una no, que se muestra a continuación:



Esta reacción no deseada ocurre en el proceso de carga y es irreversible, puesto que el ion de litio no se libera después para regresar al cátodo. El compuesto se adhiere al ánodo dificultando que el litio aún disponible reaccione. Se forma una capa que se disuelve, si aumenta demasiado la temperatura en la celda. Además, una excesiva

temperatura en las baterías se traduce en un excedente de energía, lo que puede acentuar aún más la formación de estos óxidos no deseados.

La corrosión es otro problema que se presenta y se debe a la gran reactividad de los electrodos. El ánodo es muy reductor y el cátodo muy oxidante. Puede darse la formación de óxidos de aluminio en bornes del conector del cátodo dificultando el paso de la corriente.

Los ciclos de carga y descarga completos también merman la capacidad de la batería. Cuando la batería se descarga por completo se desequilibra termodinámicamente y aparece la formación de óxidos de litio. De igual manera ocurre con una carga completa, en la que, en este caso, el compuesto no deseado que se forma es el óxido de cobalto y acelera la degradación del cátodo.

El llamado “efecto memoria” también es un fenómeno que puede mermar la capacidad de batería. El voltaje de funcionamiento de la misma cae paulatinamente con el tiempo debido a ciclos incompletos de carga y descarga. La batería “recuerda” el voltaje anterior si no ha sido cargada al completo y puede no suministrar el total de la energía.

Sin embargo, las baterías de ion litio, por su composición, son las que menos sufren este fenómeno y los fabricantes recomiendan para este tipo enfocar su cuidado en evitar la formación de óxidos no deseados, algo que sí reduce drásticamente la capacidad. Es por esto por lo que es importante, además de una buena aclimatación, un control en los ciclos de carga y descarga para maximizar la capacidad de las baterías.

7.4. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN SISTEMA BESS

Un sistema BESS se caracteriza por dos parámetros: la capacidad energética (MWh), dada por el sistema de baterías, y la potencia máxima de pico (MW), dada por el inversor. El fabricante, además, debe proporcionar una estimación de la vida de la batería en función del número de ciclos de carga/descarga diarios que el cliente estime. De esta manera, se

pueden escoger las baterías para dar la máxima potencia al principio de la vida útil de la misma (Beginning Of Life o BOL) o al final (End Of Life o EOL).

Adicionalmente, las baterías se pueden clasificar según un factor “C” o “C Rating”, es decir, un indicador de la velocidad de descarga continua a la que puede llegar, como máximo. Tal indicador se obtiene a partir de la relación entre la potencia del inversor instalado y la capacidad energética de la batería.

$$C = \frac{\text{Potencia inversor (MW)}}{\text{Capacidad batería (MWh)}} \quad (7.5)$$

De esta manera, una batería con clasificación C1 podrá proporcionar su totalidad de la energía durante una hora como mínimo; una batería C2 durante media hora; una de C4 durante un cuarto de hora... Cuanto mayor es el coeficiente, más rápido se podrá descargar la batería, pero más se encarece. Si el coeficiente es menor que 1, podrá dar energía durante más tiempo, limitada siempre por la potencia del inversor o por la capacidad de la batería. Así, por ejemplo:

1 MW – 1 MWh	1C	1 MW durante 1h
2 MW – 2 MWh	1C	2 MW durante 1h
1 MW – 2 MWh	0.5C	1 MW durante 2h
2 MW – 1 MWh	2C	1 MW durante 30 minutos
4 MW – 1 MWh	4C	1 MW durante 15 minutos
4 MW – 2 MWh	2C	2 MW durante 30 minutos

7.5. SISTEMAS BESS OBJETO DE ESTUDIO

A continuación, se resumen en tablas las características de los sistemas BESS escogidos para el estudio, según el caso.

7.5.1. Casos 1 y 2

BESS	1MW - 1MWh
Potencia inversor (MW)	1
Capacidad baterías (MWh)	1
"C Rating"	1C
P _{máx}	BOL

Tabla 7.1.-Características BESS Casos 1 y 2

7.5.2. Caso 3

BESS	2MW - 4MWh
Potencia inversor (MW)	2
Capacidad baterías (MWh)	4
"C Rating"	0.5C
P _{máx}	BOL

Tabla 7.2.-Características BESS Caso 3

8. Mercado eléctrico diario

8.1. PROGRAMA BASE

La previsión de la demanda eléctrica es la base de todo sistema eléctrico. Se intenta producir justamente lo que se demanda, si bien es una tarea casi imposible de realizar. El encargado de realizar dicha previsión es el Operador del Sistema que, en España, es Red Eléctrica de España o REE. Mediante aplicaciones informáticas se estima la demanda en los diferentes periodos del día. Están basadas en algoritmos matemáticos en los cuales intervienen factores meteorológicos, datos históricos de demanda, evolución de la economía, entre otros.

Los datos del consumo en tiempo real quedan recogidos en la curva de la demanda, y están publicadas, junto con otras muchas gráficas, en la página de REE.

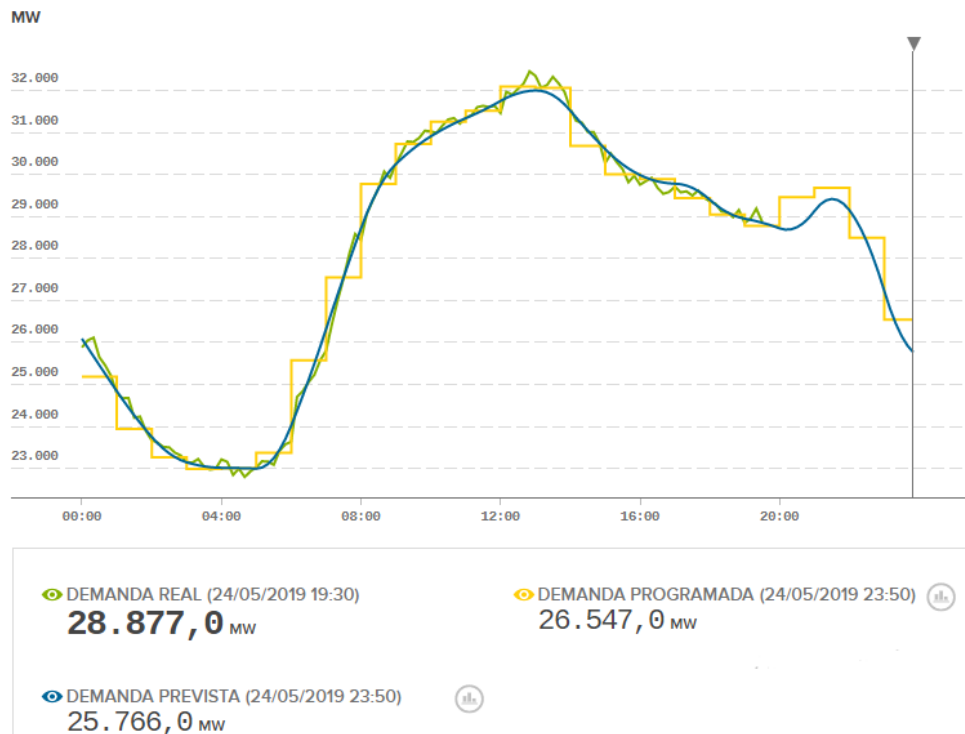


Figura 8.1.-Curva de demanda real, programada y prevista según la página web de REE

En la curva de demanda, mostrada en la Figura 8.1.-Curva de demanda real, programada y prevista según la página web de REE, se pueden apreciar cambios a lo largo del día. Como es lógico, en las horas nocturnas se registra un consumo mínimo (horas valle) y en las horas diurnas, en medio día y en la noche, un consumo máximo (horas pico).

De la misma manera que el Operador del Sistema debe hacer una previsión de la demanda anual, mensual y semanal, lo debe realizar también diariamente, entrando en juego el llamado Mercado Diario Eléctrico.

El mercado diario en la Península Ibérica es gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). En este complejo sistema de oferta y demanda participan varias entidades:

- Generadores: Presentan las ofertas de venta de la energía en función de su coste de producción, al precio que consideren oportuno.
- Comercializadoras: Presentan las ofertas de compra de energía, también al precio que les parezca conveniente.
- Sujetos de interconexiones internacionales: Compran o venden energía, previamente autorizados a realizar interconexión.
- Consumidor directo: Clientes que acuden directamente al mercado a comprar la energía.

En el día anterior (D-1), el OMIE establece los programas de producción y consumo del día siguiente (D) y convoca el mercado diario. En este momento los centros de generación, siguiendo un orden establecido, ofertan su precio de producción de energía de manera que, con cada oferta, se va cubriendo la demanda. Así, se genera una curva de oferta que acaba intersecando con la curva de la demanda, estableciendo el llamado precio marginal, o también conocido como precio del “pool”. Aquellos centros de producción que generen energía a un precio por encima del “pool”, no arrancarán, mientras que aquellos que produzcan a un coste más bajo, entrarán en el mercado.

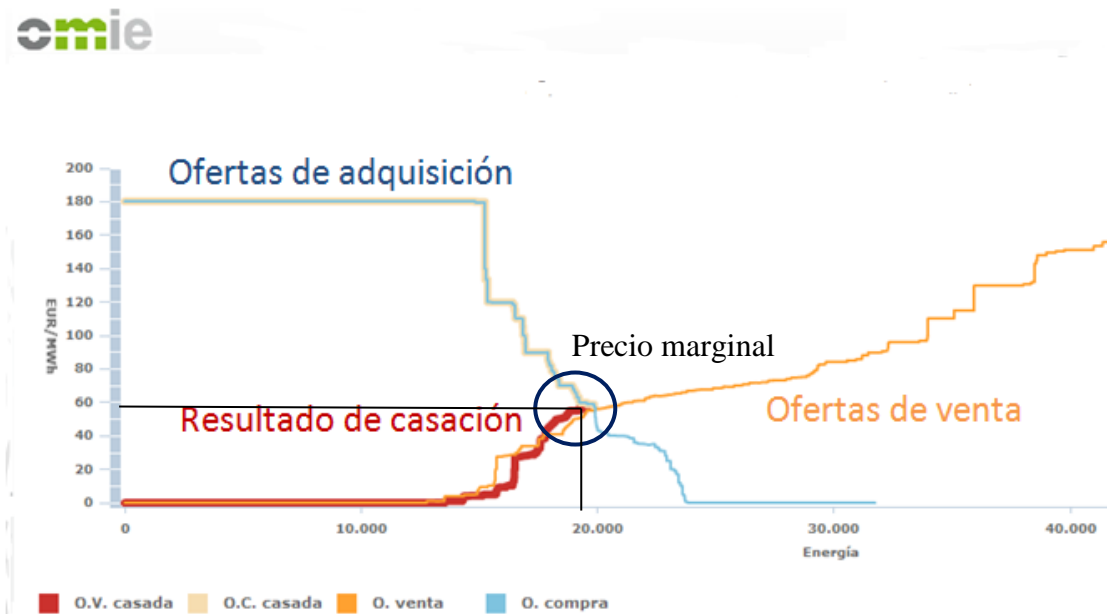


Figura 8.2.-Curvas de oferta y demanda, precio marginal y casación de ofertas

8.2. RESTRICCIONES TÉCNICAS

Una vez el OMIE publica el resultado del programa del día siguiente (D), debe asegurarse de que se pueda cumplir. Hasta ahora sólo han intervenido los factores económicos, por tanto, las preguntas que deben hacerse ahora serán: ¿puede ejecutarse dicho programa?, ¿se podrá transportar y distribuir por la red la energía prevista?

Todas estas cuestiones han de preverse y, para ello, el OMIE cuenta con sistemas de simulación en los cuales introduce los datos del programa ya estimado, y analiza posibles situaciones que puedan poner en riesgo el sistema eléctrico. En función de los resultados, el Operador podrá modificar el programa, reduciendo, por ejemplo, la producción de las plantas generadoras.

8.3. SERVICIOS DE AJUSTE Y MERCADOS INTRADIARIOS

Una vez establecido el programa base y gestionadas las restricciones técnicas, solo resta complementar el mercado con los servicios de ajuste, es decir, regulaciones en tiempo real para contrarrestar posibles subidas o bajadas de carga, no previstas, a lo largo del día D.

Como se ha mencionado en los primeros apartados, resulta imposible estimar de manera exacta la cantidad de energía que se va a consumir durante un día, si bien es totalmente necesario para mantener un balance perfecto y una frecuencia en la red estable.

El programa, por tanto, se completa con un servicio que contrarresta posibles pérdidas de generación o bajadas bruscas en el consumo. A esto se le conoce respectivamente como *reserva de potencia a subir o reserva a bajar*. Al igual que el mercado diario, se convoca en el día D-1 otro mercado en el que se ofertan los precios para las reservas.

Una vez ocurrido un incidente en cualquiera de los lados de la balanza, generación o consumo, se convocan los llamados *mercados intradiarios*. Son seis sesiones gestionadas por el OMIE y entran en el mercado los generadores que requieran retirar energía, aquellos que quieran arrancar y vender energía, y las comercializadoras que quieran comprar nueva energía o deshacerse de la sobrante y revenderla. Estos mercados funcionan igual que el mercado diario.

Tras cada una de estas sesiones, el Ceceol estudia y analiza el nuevo escenario para asegurar que se cumple el programa establecido el día D-1.

8.4. MERCADO DE GESTIÓN DE DESVÍOS

En caso de que, una vez finalizadas las seis sesiones convocadas después de un incidente, tuviera lugar otro en el que se perdiera un sistema generador, se vuelve a convocar un nuevo mercado. Es el *mercado de gestión de desvíos*, y es gestionado por el

Operador del Sistema, REE, a través del Cecoel, cuando este prevé un desequilibrio en la red superior a 300 MWh entre la demanda y el consumo.

Todos estos mercados se basan en estimaciones a horas vista, pero cuando hay desajustes o imprevistos en el consumo o la demanda en tiempo real, entra en juego el mercado de regulación, que se explica más detalladamente en el siguiente capítulo.

9. Mercado de regulación

Como se ha mencionado anteriormente, el sistema eléctrico español es un sistema interconectado que, como tal, precisa de una gran estabilidad. Esta estabilidad se consigue con el control de la velocidad del eje de la turbina en tiempo real, para controlar a su vez la generación del centro de producción.

Para entender mejor el mercado de regulación, se procederá con una breve explicación de cómo se controla la velocidad del eje de una turbina de vapor para regular la frecuencia de la red.

La frecuencia eléctrica de un grupo generador es la velocidad a la que gira el rotor para producir energía eléctrica a partir de la mecánica, aportada por la turbina. Viene dada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{P \cdot n}{60} \quad (8.1)$$

Donde:

f= frecuencia de la corriente alterna generada, en Hz

P= nº de pares de polos (característica intrínseca de la máquina)

n=Velocidad angular de giro del rotor

Los generadores están girando en sincronismo (misma frecuencia y velocidad) y entregan la potencia demandada en conjunto. Dicha demanda varía constantemente. A modo de ejemplo, si aumenta la potencia consumida por las cargas, pero la potencia mecánica aportada por la turbina se mantiene constante, solo se podrá satisfacer ese incremento con la energía cinética almacenada en el generador (debido a la inercia rodante del conjunto). Esto supone una disminución de la velocidad de giro en los generadores y por consiguiente, una caída de la frecuencia, directamente relacionada con la velocidad.

El elemento básico para la realización del control de potencia-frecuencia es el generador síncrono. Cada unidad generadora cuenta con una serie de lazos de control implementados que, por una parte, regulan la potencia activa entregada y, por otra, la tensión en los terminales del generador. Se muestra a continuación un esquema del control de la velocidad.

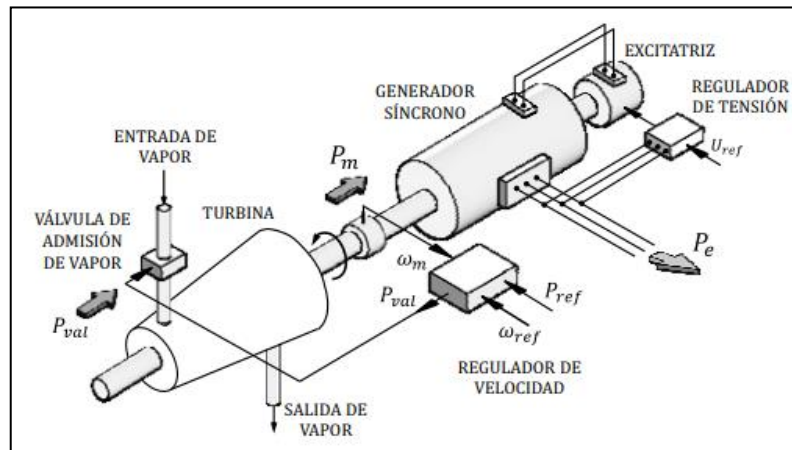


Figura 9.1.-Esquema regulación velocidad

Si la generación aumenta, lo hace también la frecuencia, y si por el contrario, la generación es menor que la demanda, la frecuencia de la red baja.

Por lo tanto, debe existir un balance entre la energía generada y la consumida para que la seguridad y la calidad del suministro sean máximas. Para ello, se han creado unos mecanismos de regulación que se clasifican en dos categorías: los servicios de ajuste y los servicios complementarios; y tienen la misión de solventar, con mayor o menor rapidez, un desajuste o desbalance urgente.

Dentro de los servicios complementarios se encuentran los mercados de regulación mencionados, y son tres: el primario, secundario y terciario. Toda la información relativa a los sistemas de ajustes, desvíos y servicios complementarios viene recogida en los Procedimientos de Operación (P.O.) de REE, concretamente en el P.O.-7.1 (Regulación primaria), P.O.-7.2 (Regulación secundaria) y P.O.-7.3 (Regulación terciaria).

9.1. REGULACIÓN PRIMARIA

Esta regulación se define en su P.O.-7.1, artículo 3, como “*un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados, y tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo*”. Se trata de la aportación de potencia a subir o bajar que los generadores tienen ya de por sí, gracias a su propia inercia, puesto que son máquinas con una gran masa que giran a una velocidad muy elevada.

El lazo control primario de velocidad de la turbina-generator es el encargado de realizar esta regulación. Se trata de una corrección muy rápida, casi instantánea, y lo realizan todos los grupos de manera automática. El tiempo de respuesta no debe ser mayor de 30 segundos, y deberá poder mantenerse durante un tiempo de 15 minutos.

9.2. REGULACIÓN SECUNDARIA

En el P.O.-7.2, artículo 3, queda definida como “*un servicio del sistema de carácter potestativo gestionado por mecanismos de mercado*”. Tiene como objetivos anular los desvíos instantáneos y mantener la frecuencia de la red en un valor de referencia (50 Hz). El tiempo de reacción máximo es de 30 segundos, pudiendo mantenerse hasta los 15 minutos.

Este servicio es prestado por unas zonas de regulación o zonas de control, gobernadas por un regulador principal o maestro del Operador del Sistema (OS), y se le conoce por las siglas RCP (Regulación Compartida Peninsular). A su vez, existe también un Centro de Control Eléctrico (Cecoel), encargado de igualar en primera instancia el consumo y la generación. Analiza la situación y toma medidas adicionales en caso de que fuera necesario, para garantizar que se cumple el programa establecido el día D-1.

Una zona de regulación es “*una agrupación de unidades que, en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación (AGC)*”. El grupo objeto de estudio del caso 2 pertenece a una de estas zonas

de control.

La liquidación del servicio viene definida en el artículo 10, y se retribuye por tres conceptos: la oferta de la banda de regulación (€/MW), el uso de la misma, en caso de que fuera necesario (€/MWh), y la variación de la reserva de regulación secundaria disponible en tiempo real respecto a la asignada (€/MW).

9.3. REGULACIÓN TERCIARIA

Cuando en pleno proceso de producción ocurre un imprevisto, se recurre al uso de la reserva de potencia secundaria pero, en caso de haberse agotado dicha reserva, automáticamente el Cecoel debe restablecer el equilibrio y cubrir el déficit mediante la llamada *reserva terciaria*. El Cecoel da instrucciones al grupo generador correspondiente que haya ofertado una banda de regulación terciaria, para que arranque y entre al mercado o a un grupo generador que ya esté en él, para que contribuya a regular el desequilibrio.

La regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia a subir o bajar que pueden efectuar todos los grupos generadores en un tiempo no superior a 15 minutos, pudiendo mantenerse hasta las 2 horas. Su retribución es mucho mayor que las anteriores.

9.4. DATOS UTILIZADOS

Para los casos 1 y 3, acumulación simple y fotovoltaica respectivamente, han sido utilizados datos relativos al precio marginal diario, durante el periodo de un año (2018). Se extrajeron de la página oficial de Red Eléctrica de España, y se importaron los históricos a una hoja de cálculo, para su posterior tratamiento y análisis.

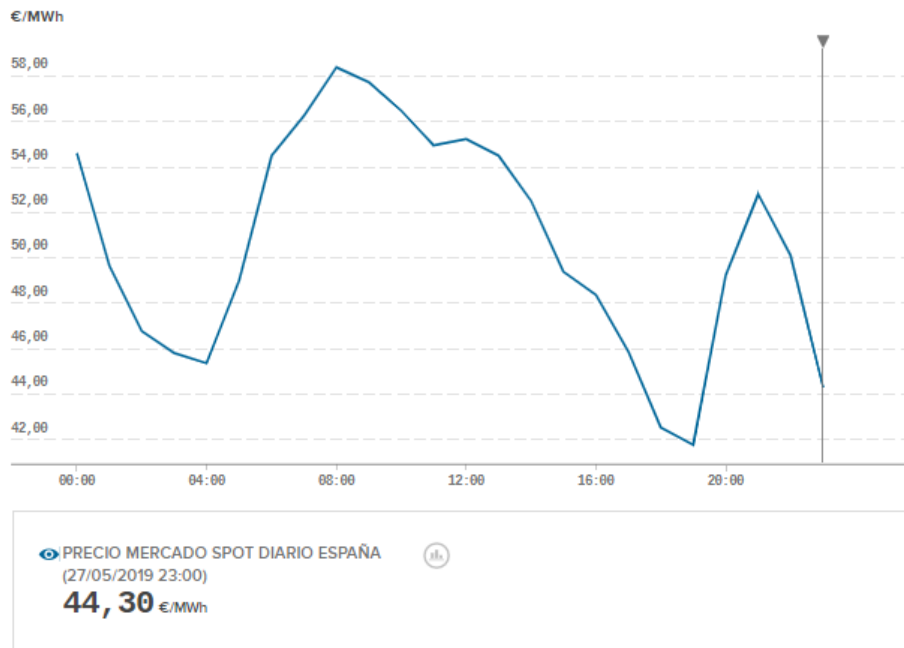


Figura 9.2.-Precio mercado diario España para los Casos 1 y 3

PERIODO

INICIO: 01/03/2019 00:00

FIN: 20/05/2019 23:50

MOVER: 1 HORA

COMPARAR CON

- UTILIZACIÓN DE SECUNDARIA
- PRECIO
- PRECIO DE REGULACIÓN ...
- Seleccionar indicador ---
- Precio de Regulación Secundaria bajar
- Precio de Regulación Secundaria subir

Figura 9.3.- Importación de los datos desde la página web REE ESIOS para el Caso 2

Para el caso 2, se han usado los datos relativos al mercado de regulación secundaria

y terciaria, también extraídos de la misma página. Así mismo, la empresa objeto de estudio ha proporcionado datos reales relativos al control remoto del grupo turbina-generator, durante el periodo de una semana. Dichos datos quedan recogidos en la hoja de cálculo anexa a la memoria “*Caso 2 Regulación Secundaria*”, en su pestaña “*Reg. Secundaria BESS t=1 sem*”.

10. Solar fotovoltaica

10.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Se entiende por energía solar fotovoltaica la captación de los rayos del sol mediante módulos fotovoltaicos, gracias a las propiedades eléctricas que poseen, para su posterior transformación en energía eléctrica.

España es uno de los países europeos con más horas de sol al año y uno en los que más se ha invertido en esta tecnología, si bien el aprovechamiento depende de la legislación y la política energética del momento.

10.2. CONECTADA A RED O AISLADA

Según el tipo de instalación y la aplicación a la que se destine, se pueden clasificar las instalaciones fotovoltaicas en dos tipos: conectadas a la red o aisladas.

En una instalación conectada a red se vende a la red toda la energía producida. Es equiparable a una pequeña central eléctrica, con cero emisiones a la atmósfera, y con la particularidad de que el suministro no es constante en el tiempo. Generalmente, están formadas por un generador fotovoltaico, una estructura que lo soporta, un convertidor o inversor, contadores de energía y protecciones, y un sistema de transformación. Se aplican principalmente a edificios o instalaciones en suelo, como es el caso 3 de estudio de esta investigación.

Las instalaciones aisladas, sin embargo, permiten la generación de electricidad sin estar conectada a la red eléctrica, obteniendo la energía mediante captación solar. Este tipo de instalaciones deben de contar con unos elementos mínimos (panel, regulador, inversor, baterías) para proceder con la instalación y el uso de la energía solar, generalmente destinada al autoconsumo.

10.3. PARTES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Una planta solar consta de los siguientes elementos:

- Generador fotovoltaico
- Inversor o convertidor
- Contador de energía bidireccional
- Transformador

10.3.1. Generador fotovoltaico y estructura de apoyo

El generador fotovoltaico es el encargado de captar y transformar la energía procedente del sol. Está formado por un conjunto de módulos fotovoltaicos apoyados en estructuras metálicas.



Figura 10.1.-Generador fotovoltaico

El módulo o panel fotovoltaico está formado por:

- Cubierta de vidrio
- Células solares
- Encapsulante o aislante
- Conexiones entre células
- Marco de aluminio

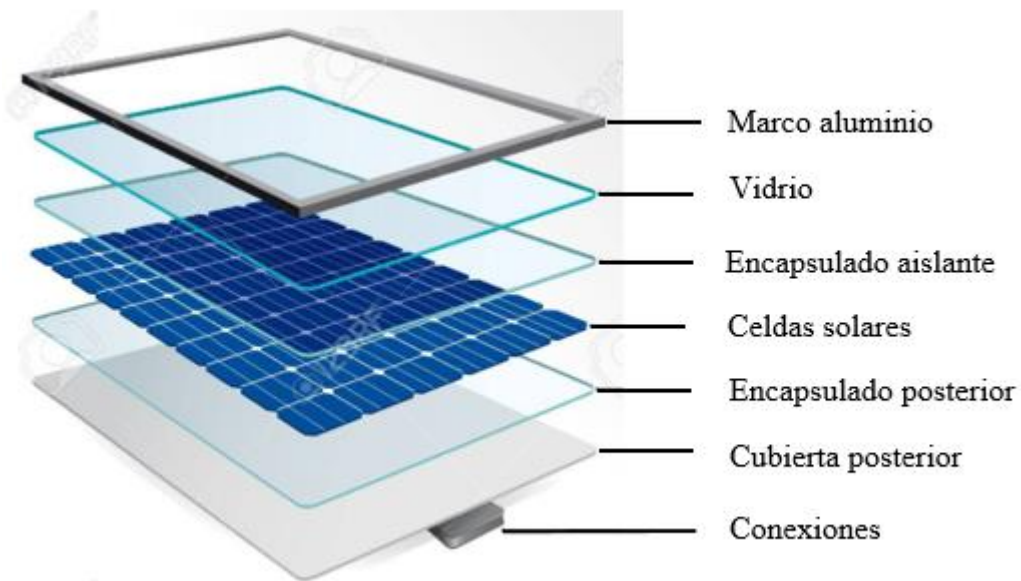


Figura 10.2.-Estructura módulo fotovoltaico

10.3.2. Inversor-regulador

Se trata de un dispositivo electrónico el cual convierte la corriente continua en corriente alterna, necesaria para verter energía a la red trifásica. Funciona de igual manera al convertidor ya explicado en el apartado 7.1.2 del presente documento, con un dispositivo de seguimiento de máxima potencia o MPPT.

Como se ha explicado en el apartado 7.1.3, cada panel cuenta con una curva característica intensidad-voltaje, I-V. El seguidor MPPT adapta los parámetros de la corriente y el voltaje a un punto de funcionamiento, de manera que maximice el producto $I \cdot V$ para extraer la máxima potencia del módulo fotovoltaico.

Cuando la tensión de operación del generador disminuya por debajo del límite mínimo del rango del MPPT, el rendimiento global de la instalación se verá comprometido y el sistema de seguimiento optará por desconectar el generador asumiendo que no hay suficiente producción solar. El sistema MPPT simplemente no podrá encontrar un punto de máxima potencia dentro de su rango.

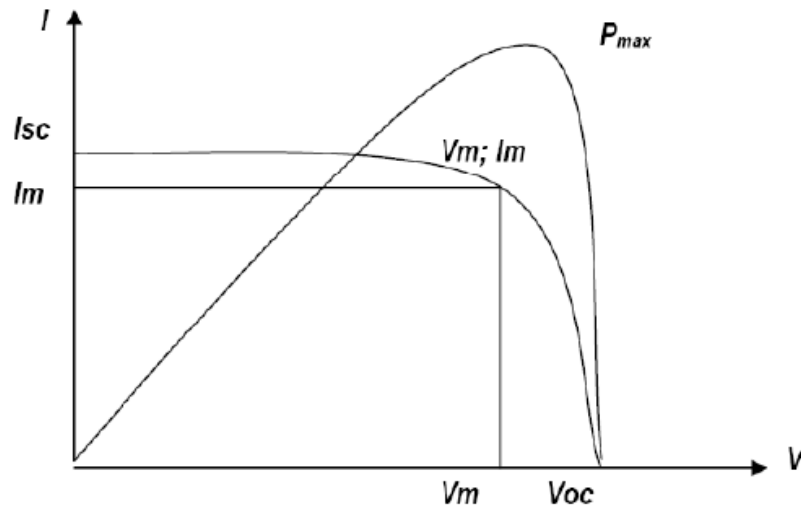


Figura 10.3.- Curva característica de un módulo fotovoltaico

10.3.3. Contador de energía bidireccional

Se trata de un contador que mide la energía tanto de salida a la red como la auto consumida. En el caso de la instalación solar objeto de estudio, el autoconsumo será muy poco significativo en comparación con la energía producida, gracias al régimen stand-by de los convertidores, que reduce al mínimo el consumo auxiliar en momentos en los cuales no hay irradiación.



Figura 10.4.- Contador de energía bidireccional

10.3.4. Centro de transformación

Análogamente a los casos 1 y 2 del presente estudio, es necesario también elevar la tensión de salida para poder inyectarla a la red. Por tanto, se precisará de una instalación de transformación con sus respectivos trafos.

10.4. FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

El proceso de conversión de la energía solar en energía eléctrica tiene su origen en los módulos fotovoltaicos. Los fotones que impactan en la superficie del panel solar son absorbidos por el material semiconductor, excitándolo y obligando a sus electrones a circular por él.

La corriente continua generada se transforma a corriente alterna mediante el inversor, para después elevar la tensión hasta la distribución.

10.5. DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

10.5.1. Emplazamiento

El terreno propuesto para la instalación fotovoltaica se encuentra cercano a la central térmica Litoral de Almería, al sureste de Almería y a 2 km al Sur de la población de Carboneras. La suma total de las parcelas utilizadas es de aproximadamente 3.2 Ha.

Las coordenadas de la instalación son:

COORDENADAS GEOGRÁFICAS			
Latitud (°)	36,9780	UTM East	597375,7
Longitud (°)	-1,9040	UTM North	4092876,5

Tabla 10.1.- Coordenadas cartesianas y UTM de la instalación



Figura 10.5.- Emplazamiento de la planta solar fotovoltaica

10.5.2. Datos generales

Para facilitar el cálculo, no se han tenido en cuenta la distribución de los paneles solares ni se han diseñado agrupaciones en función de las parcelas disponibles.

La potencia pico de la instalación es de 4,158 MWp, constituida por 12.600 módulos fotovoltaicos de 330 W de potencia máxima, agrupados en cadenas o strings de 21 unidades en serie montadas sobre una estructura metálica de soporte, fijadas al terreno. Se instalarán 4 inversores de 1.000 kW de 15 canales, para cuatro campos de 3150 paneles cada uno. Se utilizarán 15 cajas de conexiones, para agrupar en cada caja 10 strings.

A modo de resumen, se muestra a continuación una tabla con las características principales del generador fotovoltaico.

Características generales	
Superficie (Ha)	3,2
Orientación	Sur
Potencia pico (MWp)	4,158
Módulo fotovoltaico	Yingli YGE72 CELL Series2 330
Potencia módulo (W)	330
Inversor	ABB 1000
Potencia inversor (MW)	1
Nº módulos	12600
Nº módulos en serie	21
Nº de strings	600
Nº strings/inversor	150
Nº Inversores	4
Nº módulos/inversor	3150
Nº cajas conexión	15
Nº strings/caja	10

Tabla 10.2.-Características generales del generador fotovoltaico

Caso 1: Acumulación y venta simple de energía

11. Cálculos: Caso 1

Como se ha explicado en apartados anteriores, en este primer caso, se estudiará la viabilidad de acumular energía en las horas diarias donde el precio de la electricidad sea más bajo, y venderla a red en horas donde sea más cara. El precio de la energía cambia constantemente, siendo imposible saber el momento exacto en el que la es más barata o cara. Por tanto, se realizará el estudio de viabilidad suponiendo que se acumule la energía siempre en el momento más barato del día (horas valle) , y se venda en el momento más caro (horas pico).

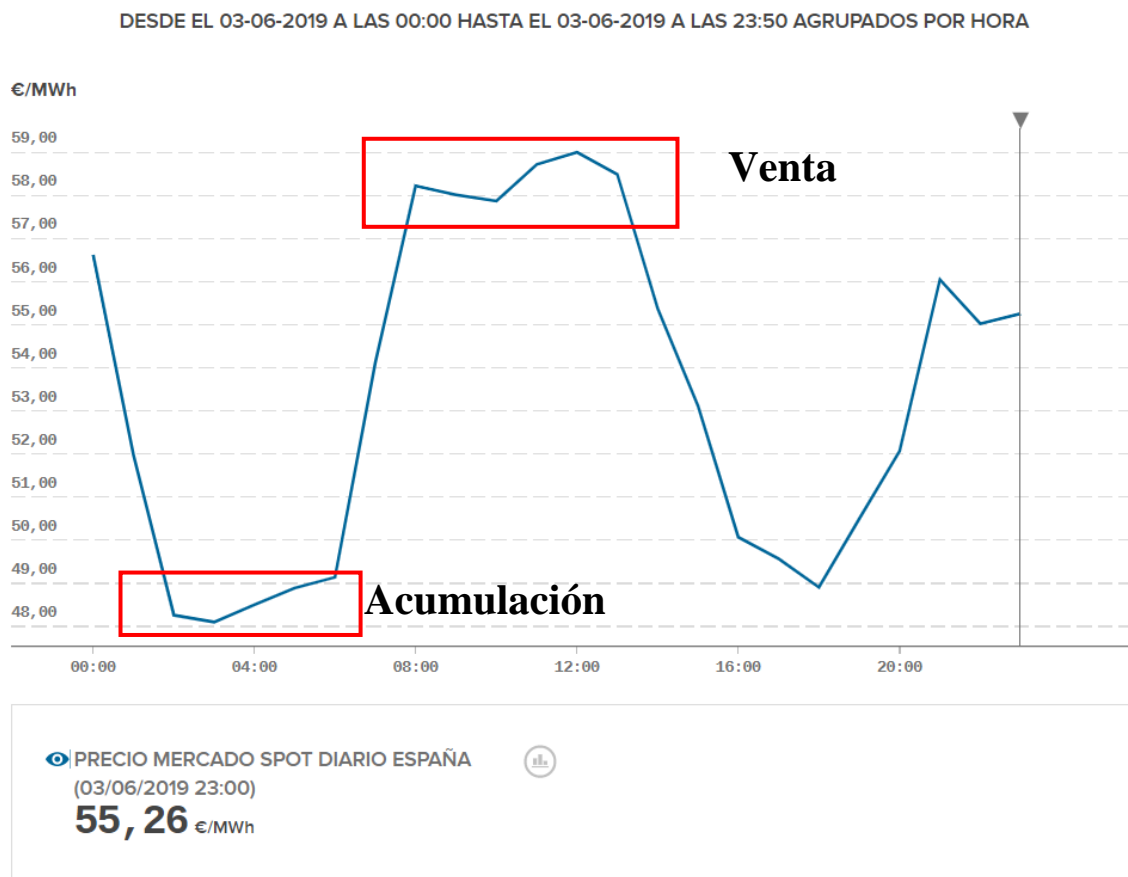


Figura 11.1.- Precio horas valle y horas pico

La batería, como se ha mostrado en el apartado 7.5.1., será de 1 MW – 1MWh. Se realizará una carga y descarga diaria.

Para la consecución de los resultados, se ha optado por utilizar una hoja de cálculo

donde verter los datos proporcionados por la página web <http://www.omie.es/reports/> . Se trata de la página oficial del OMIE, en la cual se muestran los precios diarios del mercado eléctrico peninsular. Cuenta con la opción de exportar bases de datos, entre dos fechas seleccionadas, y en distintos formatos.

En este primer caso se ha seleccionado un rango de 365 días para el estudio. Una vez importados los datos, se procede con el cálculo del beneficio que se obtendría en un día, para una carga y descarga de la batería. Para ello, se extrae el precio máximo y mínimo por día y, a continuación, mediante la diferencia entre ambos, se calcula el beneficio diario que se obtendría.

Se procede de igual manera para todos los meses del año estudiado, y se realiza el sumatorio.

Se muestra a continuación un extracto de la hoja de cálculo. Para mayor detalle, se puede consultar la hoja de cálculo *CASO1: Acumulación y venta simple*, en su segunda pestaña “*Beneficio anual caso1*”.

MES	ENERO			FEBRERO		
DIA	Pmín	Pmáx	Beneficio	Pmín	Pmáx	Beneficio
1	2,06	23,52	20,99	44,68	60,77	14,87
2	4,24	55,54	50,19	39,25	60,61	20,15
3	2,30	54,45	51,06	43,39	58,99	14,42
4	2,63	50,08	46,45	43,40	62,10	17,46
5	5,00	61,01	54,79	44,35	62,62	17,02
6	30,50	57,56	25,91	42,05	62,51	19,21
7	15,51	77,71	60,65	42,37	66,35	22,65
8	49,54	70,88	19,92	50,16	71,19	19,61
9	45,60	69,55	22,56	50,50	69,19	17,31
10	44,22	67,45	21,88	43,21	66,42	21,88
11	33,00	63,03	28,77	43,07	63,86	19,51
12	46,01	67,19	19,84	40,26	65,01	23,45
13	46,10	63,82	16,44	41,71	61,92	18,97
14	42,09	67,92	24,47	35,75	61,87	24,88
15	45,69	66,01	19,00	39,60	65,03	24,13
16	35,10	63,45	27,08	51,14	62,61	10,22
17	35,45	65,50	28,74	43,07	61,57	17,27
18	45,19	62,39	15,95	42,99	62,19	17,96
19	45,09	59,96	13,67	45,40	62,28	15,63
20	39,58	58,49	17,74	42,21	61,92	18,47
21	19,99	63,43	42,17	37,33	60,69	22,15
22	39,85	61,01	19,94	42,70	61,61	17,68
23	47,43	63,51	14,81	44,79	63,85	17,78
24	49,57	61,59	10,79	53,58	62,94	8,10
25	43,09	59,11	14,84	51,26	62,94	10,42
26	32,80	58,44	24,47	44,07	70,76	25,27
27	37,92	60,61	21,48	49,44	74,15	23,23
28	39,66	61,99	21,09	47,51	62,88	14,11
29	45,09	59,80	13,51			0,00
30	41,06	60,19	17,93			0,00
31	48,46	60,61	10,94			0,00
TOTAL			798,06 €			513,81 €

Figura 11.2.- Precios máximos y mínimos en función del día. Beneficio mensual.

12. Análisis de los resultados y conclusiones: Caso 1

Como era de esperar, el beneficio obtenido durante el año, utilizando este método de acumulación y venta de energía, es muy poco (unos miles de euros), e insuficiente para contemplar siquiera una posible amortización.

La diferencia de precio entre la energía en horas valle y horas punta no es significativa y el retorno de la inversión no se alcanza nunca. Tampoco se obtienen beneficios indirectos por el hecho de acoplar el sistema BESS a la central (apoyo a la turbina, regulación de frecuencia, absorción de picos de demanda...), en esta primera modalidad, por tanto no se contemplará la opción, y quedará descartada desde el primer momento.

Caso 2: Acumulación y venta en banda de Regulación Secundaria

13. Cálculos: Caso 2

Como se ha explicado en apartados anteriores, en este segundo caso de estudio se pretende recabar información sobre el funcionamiento acoplado a una central térmica de un sistema BESS y buscar una amortización y, en caso de que fuera posible, obtener algún beneficio, dentro del servicio de regulación secundaria.

Se han realizado los cálculos mediante una hoja de Excel, denominada CASO 2: Regulación Secundaria. Contiene las siguientes pestañas:

- *BESS 1 MW - 1MWh*: Datos relacionados con el sistema BESS utilizado en el Caso 2
- *Reg. Secundaria BESS t=1 sem*: Datos de partida y cálculos relativos a los tiempos de carga y descarga de la batería, precios de regulación secundaria y resultado gráfico
- *Balance económico*: Cálculo de las posibles amortizaciones en función de los resultados obtenidos en la pestaña anterior

13.1. DATOS DE PARTIDA

Los datos relativos al sistema BESS, en este segundo caso, se encuentran en la primera pestaña de la hoja de cálculo, y también se hallan explicados en el apartado 9.4 del presente documento. A modo de resumen, se muestra una tabla con las características del sistema empleado.

BESS	1MW - 1MWh
Potencia inversor (MW)	1
Capacidad baterías (MWh)	1
"C Rating"	1C
P _{máx}	BOL

Tabla 13.1.- Sistema BESS Caso 2

Los datos de partida, como se explica en el apartado 9.4., se corresponden a la carga remota controlada y aportada a la red por el grupo turbina-generador durante un periodo de una semana. Los datos proporcionados provinieron directamente del centro de control de la central térmica objeto de estudio, en extensión “.txt”, que después se trataron y se vertieron a la hoja de cálculo *CASO 2: Regulación Secundaria*, en su pestaña “*Reg. Secundaria BESS t=1 sem*”.

En esta segunda pestaña, se han agrupado las columnas en varias secciones para una mejor comprensión de los cálculos.

DATOS DE PARTIDA

CARGA BESS

DESCARGA BESS

TIEMPOS REALES

CURVAS GRUPO T.G. + BESS

REMUNERACIÓN

DATOS PARTIDA			
Tiempo (h:min)	Regulación	Carga (MW)	Tipo intervalo
0:00	1	557	BAJ
0:15	1	554	SUB
0:30	1	560	BAJ
0:45	1	559	SUB
1:00	1	560	BAJ
1:15	1	555	BAJ
1:30	1	550	BAJ
1:45	1	549	SUB
2:00	1	556	BAJ
2:15	1	553	SUB
2:30	1	560	CTE
2:45	1	560	BAJ
3:00	1	557	SUB
3:15	1	560	BAJ
3:30	1	555	BAJ
3:45	1	551	SUB
4:00	1	556	SUB
4:15	1	560	BAJ
4:30	1	557	SUB
4:45	1	560	CTE

Figura 13.1.-Columnas con los datos de partida

En la primera columna A, “Tiempo (h:min)”, se muestran los instantes de tiempo, en horas y minutos, proporcionados por el centro de control que, como se puede apreciar, son intervalos de 15 minutos, tiempo máximo en el que puede mantenerse la regulación en la banda de secundaria. Los datos abarcan hasta una semana, por lo tanto, son 168 cuartos de hora en los cuales se han registrado valores de potencia instantáneos.

En la segunda columna B, “Regulación”, se muestran valores que pueden ser 0 o 1. En caso de que tome el valor 1, el grupo turbina-generator estaría regulando dentro de la banda de regulación, y en caso de que tome valor igual a 0, estaría en modo de funcionamiento estándar, sin regulación.

En la tercera columna C, “Carga”, se muestra la carga aportada por la turbina, en MW, en cada instante de tiempo.

En la última columna D, “Tipo de intervalo”, se encuentran clasificados los puntos o instantes de tiempo, según los siguientes criterios:

- “BAJ”: Punto donde comienza una bajada de carga. El siguiente punto tiene una potencia menor y el tramo por tanto, pendiente negativa.
- “CTE”: Punto donde comienza un tramo de carga constante. El siguiente punto tendrá la misma carga que el anterior.
- “SUB”: Punto donde comienza un tramo con pendiente positiva. El siguiente punto registra una mayor potencia que el anterior.
- “-“: Cuando no haya ningún valor, significa que el punto en cuestión no forma parte de un intervalo de regulación secundaria, o lo que es lo mismo, en la columna contigua “Regulación”, hay un 0.

13.2. FUNCIONAMIENTO DE LA BATERÍA EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN

A continuación, se explicará el proceso propuesto para la carga y descarga de la batería del sistema de acumulación, en este segundo caso.

El sistema BESS está acoplado a la red eléctrica a través de los servicios auxiliares de la central térmica objeto de estudio, puesto que en la normativa de REE no está contemplado como grupo de generación un sistema de acumulación de baterías de ion-litio.

En los momentos en los que cese la demanda de energía, el grupo turbina generador, en condiciones normales, acompañaría a esta bajada de demanda (Punto de bajada, “BAJ”) pero, al estar conectado al sistema de almacenamiento, la situación cambia ligeramente. Ocurre de igual manera con los intervalos de demanda creciente y constantes (“SUB” y “CTE”).

Para cargar la batería pues, es necesario desviar, de alguna manera, energía proveniente de la excitatriz, cuando esta se encuentre en servicio. La única alternativa potencialmente viable es la de aumentar la carga de la turbina de manera que la batería se cargue con ese exceso de potencia. Esto solo puede ocurrir cuando el sistema se encuentre en servicio y se demande una bajada de la potencia de la turbina. De esta manera, si por ejemplo, en un momento dado, “t”, la turbina se encuentra a 560 MW y se le requiera

disminuir su carga en el instante siguiente de tiempo, “ t_{+1} ”, hasta los 550 MW, en vez de eso, se reducirá la potencia hasta los 550 MW + X MW de exceso, que irán destinados a cargar la batería. Así, se cubrirá la demanda y también se inyectará corriente al sistema de acumulación.

De manera similar, si en un momento dado se requiere de un aumento de potencia, el grupo no necesitará incrementarla íntegramente hasta alcanzar el punto deseado, si no que contará con el apoyo de la batería, previamente cargada. Análogamente al ejemplo anterior, si en el instante de tiempo “ t ” el grupo se encuentra a 560 MW y se demanda en el siguiente instante, “ t_{+1} ”, una potencia de 550 MW bastará con subir hasta los 560 MW – X MW, puesto que la batería, previamente cargada, inyectará X MW en combinación con la turbina.

En el caso de que el siguiente punto de potencia sea igual que el anterior (“CTE”), se podrá utilizar la batería, previamente cargada, para inyectar esa cantidad extra a la red, y así conseguir una retribución adicional por el servicio (interesa pues entregarla en los momentos en los que el servicio esté mejor pagado, es decir, en la regulación secundaria).

Por tanto, se puede concluir que la batería siempre comenzará a cargarse cuando haya un punto de bajada, y comenzará a descargarse cuando haya un punto de subida o constante. Como la retribución adicional sólo se puede obtener en puntos donde se entregue energía a plena carga, es lógico priorizar estos intervalos antes que los de subida y, por tanto, se tendrá en cuenta en el estudio.

En los puntos de bajada “BAJ”, siempre se procurará una carga de la batería, durante los 15 minutos que dura ese intervalo. Al ser una batería de 1 MW – 1 MWh, podrá cargarse como máximo 1 MW durante 1h. Si se desvía 1 MW durante 15 minutos, podrá descargarse 1 MW posteriormente durante el mismo tiempo, 15 minutos (con un rendimiento 99% y teniendo en cuenta que con el tiempo se degrada). Si se carga 1 MW durante 30 minutos, podrá descargarse después 1 MW durante 30 minutos, y así sucesivamente, hasta un periodo máximo de 1 h, debido a las características de la batería.

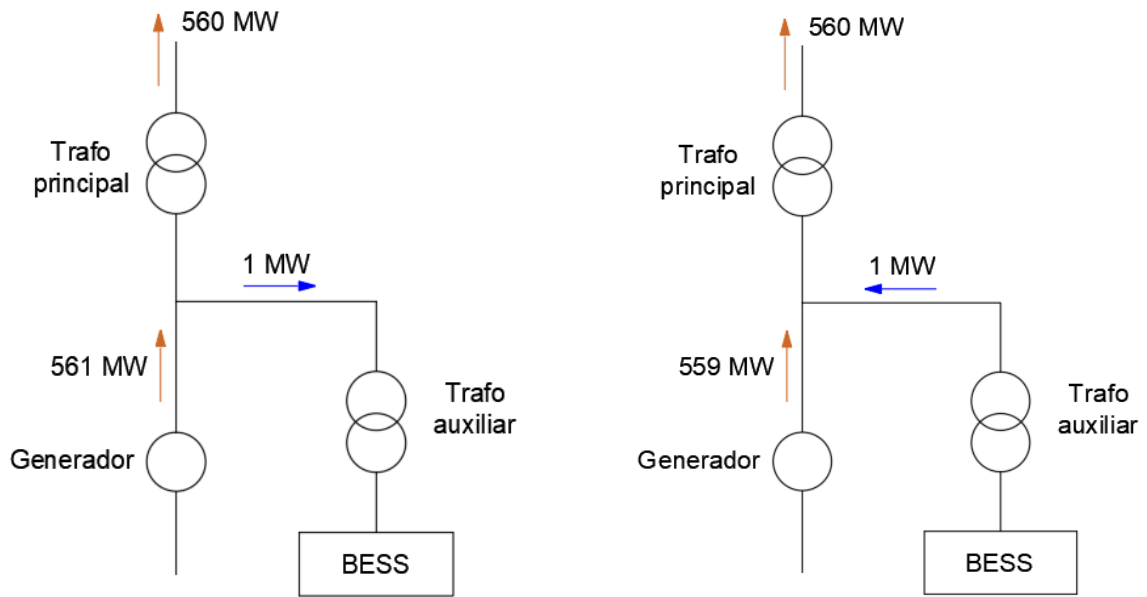


Figura 13.2. Esquema simplificado de la carga de la batería (izquierda) y descarga de la batería (derecha)

13.3. CARGA DE LA BATERÍA

En las columnas F, G y H, de la segunda pestaña de la hoja de cálculo del CASO 2, están recogidos los cálculos relativos a la carga de la batería del BESS.

CARGA BESS		
tc_i	$tc_{acumulado}$	$tc_{acumulado total}$
0:00	0:00	0:00
0:15	0:15	0:15
0:00	0:00	0:00
0:15	0:15	0:15
0:00	0:00	0:00
0:15	0:15	0:00
0:15	0:30	0:00
0:15	0:45	0:45
0:00	0:00	0:00
0:15	0:15	0:15
0:00	0:00	0:00
0:00	0:00	0:00
0:15	0:15	0:15
0:00	0:00	0:00

Figura 13.3.-Columnas con los cálculos de los tiempos de carga

En la columna F, “ tc_i ”, se muestran los minutos que ya se ha cargado la batería a 1 MWh, con 1 MW máximo de potencia desviada, en ese mismo punto. Es decir, previamente hubo un punto de bajada “BAJ”. Los intervalos entre puntos, como se ha expuesto en los datos de partida, son de 15 minutos. Cada punto supone una carga o descarga de 15 minutos.

En la columna G, “ $tc_{acumulado}$ ”, se calcularon los tiempos acumulados de carga, siendo el máximo una hora. Para ello, se sumaron los tiempos de carga de la columna anterior, F, hasta que el siguiente punto fuera igual a cero, o se haya llegado al máximo de capacidad de la batería, 1 hora.

La columna H, “ $tc_{acumulado\ total}$ ”, muestra solamente los tiempos máximos de la columna anterior, G, en cada periodo de carga mayor de 15 minutos.

13.4. DESCARGA DE LA BATERÍA

Una vez calculados los tiempos en los cuales se carga la batería, se procedió con los cálculos relativos a las descargas, correspondientes a las columnas desde la J hasta la N.

DESCARGA BESS				
tdc_i	$tdc_{CONSTANTE}$	$tdc_{ACUMULADO}$	$tdc_{POR\ DELANTE\ (auxiliar)}$	$tdc_{POR\ DELANTE}$
0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
0:15	0:00	0:00	0:00	0:00
0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
0:15	0:00	0:00	0:00	0:00
0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
0:15	0:00	0:00	0:00	0:00
0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
0:15	0:00	0:00	0:15	0:15
0:15	0:15	0:15	0:00	0:00
0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
0:15	0:00	0:00	0:00	0:00

Figura 13.4.-Columnas con los cálculos de las descargas hipotéticas y columnas auxiliares

Estos cálculos son meramente auxiliares y se realizaron para posteriormente calcular los tiempos reales de descarga, en función del tipo de punto de demanda o intervalo, la energía acumulada y tiempo disponible para descargarla.

En la columna J, “ $t_{dc\ i}$ ”, se calcularon los tiempos hipotéticos de descarga que habría sin tener en cuenta si es posible descargar energía o no. Esto es, los puntos en los cuales exista un intervalo de subida “SUB” o constante “CTE”.

En la siguiente columna K, “ $t_{dc\ CONSTANTE}$ ”, se calcularon los tiempos de descarga después de un intervalo de carga constante, necesarios para el posterior cálculo de los tiempos reales. Siempre que sea posible, se descargará en estos intervalos, priorizando sobre los de subida.

La siguiente columna, L, “ $t_{dc\ ACUMULADO\ P.C.}$ ”, muestra los valores acumulados de la anterior, por cada periodo de posible descarga a P.C.

Tanto las columnas M, “(Auxiliar)”, y N, “ $t_{dc\ POR\ DELANTE}$ ”, muestran los tiempos hipotéticos de descarga que habría por delante, en función del tipo de punto anterior, actual y posterior. Es decir, muestra si en el punto “i” existe la posibilidad de descargar energía en caso de que el punto “i+1” haya un periodo apto para la descarga. En caso de que sí se pueda descargar posteriormente energía, el valor que tomaría en el punto “i” sería mayor que 0 minutos. Por tanto, es necesario conocer la demanda en intervalos próximos de tiempo para saber el tipo de control remoto a realizar, el tipo de punto y la manera de gestionar la descarga a posteriori, algo que actualmente es una tarea muy difícil.

Es por esto por lo que el problema evidente que surge a raíz de esta necesidad es que no se puede predecir la demanda con tanta precisión, en intervalos tan cortos de tiempo. Así, el estudio de este segundo caso se debe enfocar más bien a qué pasaría si se utilizaran baterías de ion-litio o sistemas BESS para la regulación secundaria.

Como se ha mencionado, esto es necesario para calcular los tiempos disponibles y reales en las siguientes columnas. En primera instancia, la hoja de cálculo se programó para que se pudiera descargar energía acumulada durante periodos constantes mayores de

15 minutos. Al no ser posible con la regulación secundaria, en la programación de la hoja se ha modificado posteriormente esta variable y se ha supuesto constante de 15 minutos, por tanto, esta columna tomará los mismos valores que la anterior.

13.5. TIEMPOS REALES DE DESCARGA

En las columnas S y T, de la segunda pestaña de la hoja de cálculo del CASO 2, quedan recogidos tanto los tiempos disponibles de descarga en cada punto como los tiempos que la batería ha descargado energía realmente.

TIEMPOS REALES	
$t_{\text{disponible}}$	$t_{dc_{\text{REAL}}}$
0:00	
0:15	0:00
0:00	0:15
0:15	0:00
0:00	0:15
0:15	0:00
0:30	0:00
0:45	0:00
0:30	0:15
0:45	0:00
0:45	0:00
0:30	0:15
0:45	0:00
0:30	0:15
0:45	0:00
1:00	0:00

Figura 13.5.- Columnas con los tiempos disponibles de descarga y los tiempos reales de descarga

La columna S, “ $t_{\text{disponible}}$ ”, refleja el tiempo disponible real que hay para descargar en ese punto, en función del tiempo disponible que haya en el punto anterior ($t_{\text{disp } i-1}$), el tiempo de carga (t_{c_i}) y el tiempo de descarga real ($t_{DC_{\text{Real}}}$). Este tiempo no puede ser mayor que una hora, ni menor que cero. Se muestra a continuación el algoritmo utilizado para esta columna.

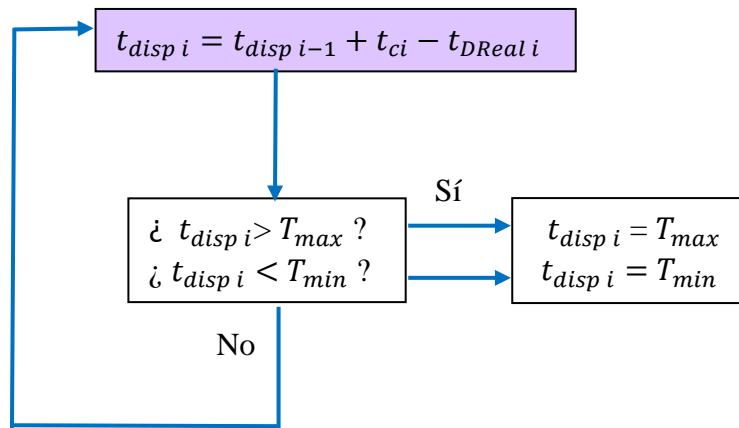


Figura 13.6.- Algoritmo para el cálculo de los tiempos disponibles de descarga

El tiempo de descarga real es el que va a marcar el funcionamiento de la batería en las condiciones dadas. En esta columna intervienen todas las variables previamente calculadas. El algoritmo creado comprueba el tipo de punto o intervalo anterior y en función del mismo, genera un sub-algoritmo u otro. Comprueba también el tipo de punto o intervalo posteriores, y el tiempo disponible que hay para descargar por delante del punto actual y genera un resultado de descarga real que puede tomar valor de 0 o 15 minutos. Se muestra a continuación el algoritmo implementado.

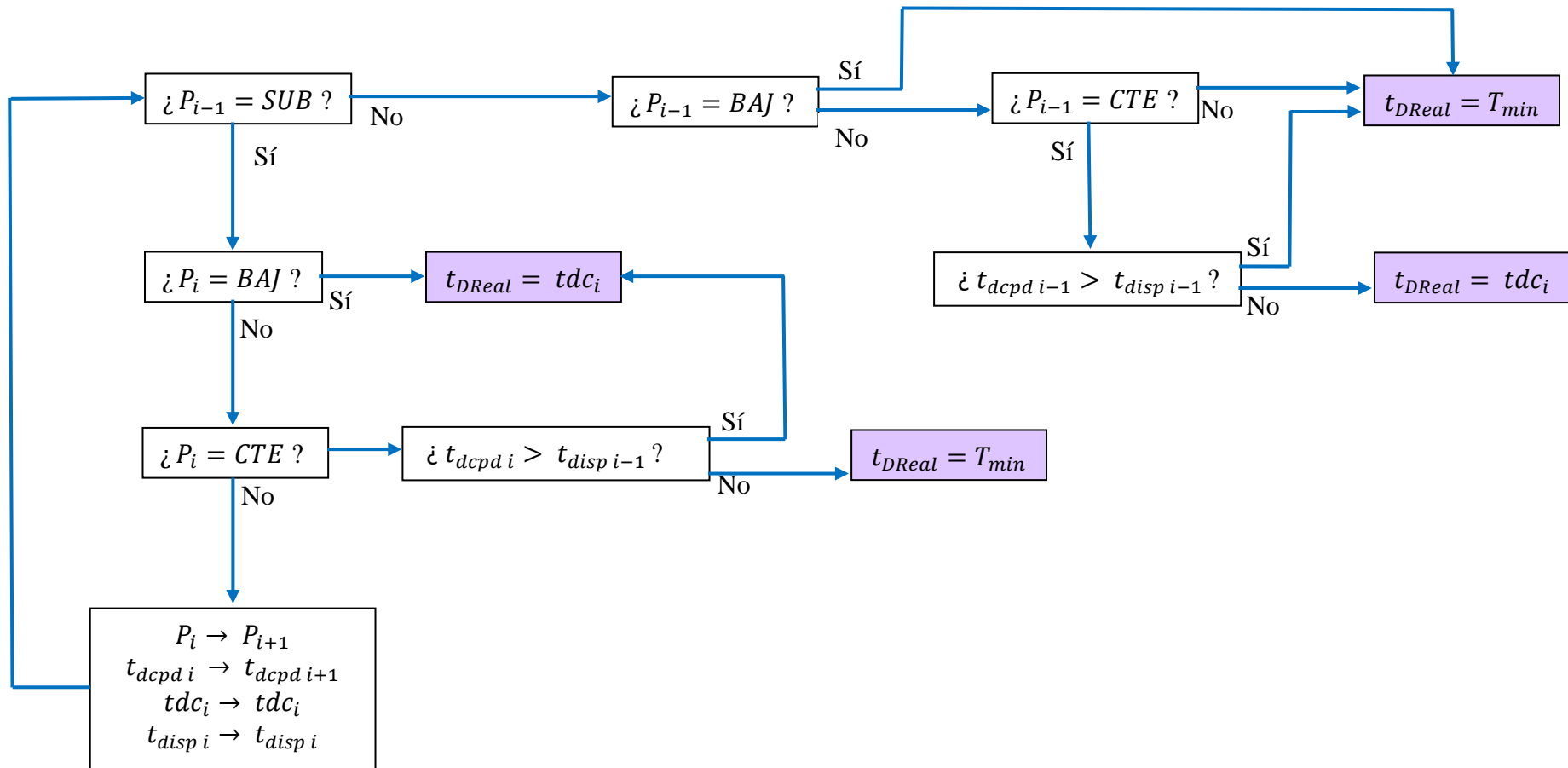


Figura 13.7.- Algoritmo para el cálculo del tiempo real de descarga

El algoritmo comienza comprobando el tipo de punto anterior al que se encuentra actualmente, con el fin de verificar que está posicionado en un punto de subida o constante, donde únicamente puede comenzar a descargar la batería, según los criterios establecidos.

En caso de que no sea un punto de subida, comprobará que no sea de bajada, ya que en caso de ser un punto BAJ, significará que ha comenzado ya una carga de batería, y la descarga no es posible (tiempo de descarga = 0 min = T_{\min}), y habrá en su lugar un tiempo de carga. En caso contrario, solo podrá significar una cosa: que sea un punto CTE. En este caso, se priorizará la descarga pero, para ello, habrá que comprobar que se dispone de tiempo disponible. Se comprueba cuánto tiempo de descarga hipotético habría por delante del punto anterior, y se compara con el tiempo disponible en el punto anterior. Si el tiempo disponible es mayor, habrá descarga.

El otro camino que el algoritmo puede tomar comienza cuando el punto anterior es de subida, y va comprobando puntos posteriores con el fin de verificar el número de puntos de subida que puede haber consecutivos, si existen puntos de plena carga o constantes, y si hay más puntos de plena carga que de subida. En caso de que no haya tiempo suficiente para descargarlo a plena carga, el algoritmo devolverá valor de descarga priorizando subidas de carga. En caso de que haya tiempo suficiente para descargar energía en puntos de plena carga, el algoritmo se guardará la energía para descargarla en estos puntos. De esta manera, siempre se descargará cuando más interese.

Para una mejor comprensión, se explicará un sencillo ejemplo, acompañado de una figura. En esta, se puede ver la curva de la demanda (color negro), la curva de la batería ion-litio (rojo para carga y verde para descarga) y la curva que realiza el grupo turbina-generador (naranja a trazos). En la hoja de cálculo se puede consultar dicha gráfica, en su segunda pestaña.

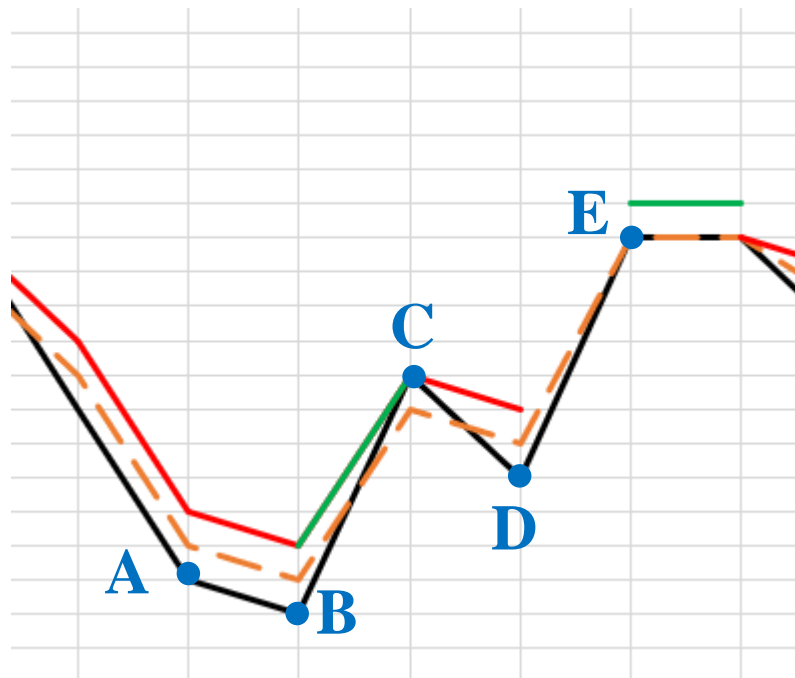


Figura 13.8.- Carga y descarga de la batería

El punto A, al igual que los anteriores, es un punto de bajada “BAJ”, en el cual la batería se carga desviando potencia del generador. A continuación, en el punto B, comienza un punto de subida de carga y, por tanto, una posible descarga de la batería. En este caso, el algoritmo comprueba que el punto C no es un punto constante, y permite la descarga desde el punto B, consumiendo 1 cuarto de hora previamente cargado.

En el punto C, comienza de nuevo un punto de bajada y una carga de la batería. En el punto D, existe una subida de la demanda y por tanto, un incremento necesario de la carga. Es en este punto cuando el algoritmo comprueba que, a pesar de ser un punto de subida “SUB”, posteriormente hay un punto constante “CTE”, y prioriza la descarga en el punto E antes que en el punto D, tal y como se muestra en la imagen.

13.6. CURVAS GENERADOR-TURBINA Y BATERÍA

En la hoja de cálculo mencionada, en su segunda pestaña, las columnas V, W, X e Y, muestran los diferentes valores que toman tanto la turbina como la batería, en puntos de bajada, subida y constante.

CURVAS GRUPO + BESS			
CURVA GRUPO TURBINA	BESS CARGA	BESS PLENA CARGA	BESS SUBIDA
557	557	#N/A	#N/A
555	556	#N/A	556
559	560	#N/A	560
560	561	#N/A	561
559	560	#N/A	560
556	557	#N/A	#N/A
551	552	#N/A	#N/A
550	551	#N/A	551
555	556	#N/A	556
554	555	#N/A	#N/A
560	#N/A	561	#N/A
560	560	561	#N/A
558	559	#N/A	559
559	560	#N/A	560

Figura 13.9.- Columnas con los valores de cada curva

La columna V, “Curva grupo turbina”, refleja los valores de carga que tomaría el grupo turbina-generador en función de las cargas y descargas de la batería, tal y como se explicó en el apartado 12.2 del presente documento.

La columna W, “BESS Carga”, muestra los valores de una curva ficticia de la batería. Es evidente que la capacidad de una batería no puede ser tan elevada y llegar a 557 MW instantáneos de descarga, sino que se ha creado una curva para aclarar y visualizar mejor la trayectoria que haría la batería. De igual manera sucede con las columnas X e Y, “BESS Plena Carga” y “BESS Subida”, respectivamente. Son representativas y reflejan mejor el funcionamiento de la batería en conjunto con la turbina.

Se ha rellenado con los caracteres #N/A aquellas celdas que no contengan valor o sea nulo, con el fin de no concatenar las diferentes curvas y conseguir la discontinuidad entre ellas en el gráfico.

Los puntos de estas cuatro columnas, junto con la demanda y la regulación (1 o 0), quedan representados en una gráfica, a la derecha, dentro de la misma pestaña. En el eje de abscisas se representan los tiempos de cada punto, en cuartos de hora, y en el de ordenadas, la potencia instantánea, en MW.

En color negro se representa la demanda para cada cuarto de hora; en color azul la

existencia o no del servicio de regulación; en color rojo la carga de la batería; en color verde las descargas de la batería.

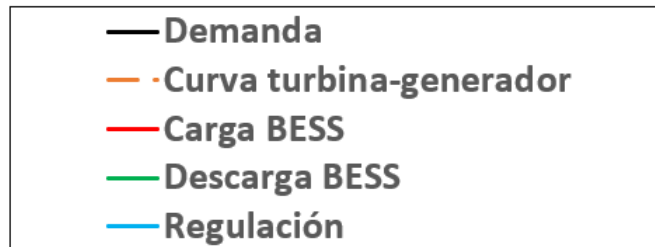


Figura 13.10.- Curvas utilizadas en el gráfico

Se puede consultar el gráfico en la hoja de cálculo adjunta, para una mejor comprensión.

13.7. REMUNERACIÓN

En las columnas AA, AB, AC y AD, quedan recogidos los cálculos referidos a la remuneración adquirida por el servicio prestado. Como se menciona en apartados anteriores, se obtienen de la página web de REE.

REMUNERACIÓN			
PMD (€/MWh)	PRS2subb (€/MWh)	PRT3subb (€/MWh)	Beneficio (€)
39,72	48,23	60	0
39,72	48,23	60	0
39,72	48,23	60	0
39,72	48,23	60	0
30,00	43,00	51,91	0
30,00	43,00	51,91	0
30,00	43,00	51,91	0
30,00	43,00	51,91	0
12,69	43,25	51,41	0
12,69	43,25	51,41	0
12,69	43,25	51,41	0
12,69	43,25	51,41	12,8525
7,01	43,50	50,81	0
7,01	43,50	50,81	0
7,01	43,50	50,81	0
7,01	43,50	50,81	0
3,52	44,90	50,47	0

Figura 13.11.- Columnas con los cálculos de la remuneración

En la columna AA, “PMD”, Precio Medio Diario o “pool”, se muestran los precios de la energía horaria, simplemente a modo de comparación, para que se vea claramente la diferencia de precios entre los servicios.

En la siguiente columna, AB, “PRS2Subb”, se muestran los precios que toma la energía en servicio de regulación secundaria, cuando hay que subir potencia, en ese instante de tiempo.

En la siguiente columna, AC, se muestran análogamente los precios de la regulación terciaria a subir en un determinado instante.

En la última columna, AD, se calcularon los beneficios obtenidos por el servicio de la batería. Esto es, cuando existan periodos de regulación secundaria en los cuales se esté regulando a plena carga. Sólo se muestra valor mayor que cero cuando se cumplen ambas condiciones simultáneamente. De esta manera, se puede obtener un valor de beneficio en el intervalo de estudio, una semana, para posteriormente realizar análisis en base a ello.

13.8. VIDA ÚTIL DE LA BATERÍA

Se presentarán ahora unos cálculos referentes a las posibles amortizaciones que pudieran tener lugar con este sistema implantado, teniendo en cuenta también el uso de la batería. Al ser el tiempo de estudio muy pequeño, no se puede saber con exactitud el número de ciclos de carga y descarga que se realizarán más allá de una semana. Sin embargo, se ha optado por realizar un análisis en dos posibles escenarios:

- Escenario 1: Descarga de la batería siempre que se pueda, tanto en periodos de regulación a plena carga como en subida de potencia
- Escenario 2: Descarga de la batería solamente cuando existan periodos de regulación a plena carga

13.8.1. Escenario 1

En primera instancia, la empresa objeto de estudio contempla la opción de realizar

todas las cargas y descargas que sean necesarias siempre y cuando se esté en servicio de regulación secundaria.

Teniendo en cuenta esto, en la semana objeto de estudio, se han realizado un total de 33 horas de carga y 33 horas de descarga, lo cual significa que se han ejecutado 33 ciclos de carga y descarga en una semana. Suponiendo que sigue la misma media por semana, se realizarían 132 ciclos al mes, y 1584 ciclos al año.

Por otra parte, las baterías de ion-litio, como se ha explicado en el apartado 7.3, tienden a perder capacidad con su uso. Los fabricantes estiman que se pierde un 3% de capacidad por cada 365 ciclos de carga y descarga, quedando inservibles cuando estas pérdidas supongan un 30% del total de la capacidad. En este primer escenario, se perdería en el primer año un 13% de capacidad, lo que supondría multiplicar aproximadamente por cuatro la velocidad de fatiga de la batería, obligando a desecharla al cabo de 3 años.

E1: Descarga siempre que se pueda	
t descarga total (h)	33
t carga total (h)	33
Ciclos/sem	33
Ciclos/mes	132
Ciclos/año	1584
Factor multiplicación	4,34
Pérdidas (%/año)	3%

Tabla 13.2.- Ciclos de carga y descarga en el escenario 1

13.8.2. Escenario 2

La vida de la batería es un factor muy a tener en cuenta a la hora de implantar sistemas de almacenamiento con esta tecnología. Es por ello por lo que se ha considerado también este segundo escenario, en el cual sólo se descarga cuando la demanda exija plena carga al grupo turbina generador. De esta manera, se reduce considerablemente el número de ciclos a realizar, aumentando al doble la vida útil del escenario anterior.

El número de ciclos en este caso bajaría a 19 ciclos semanales, 76 mensuales, siguiendo el mismo ritmo, y 912 ciclos anuales estimados, de media. Equivaldría a

multiplicar x2,5 la velocidad de fatiga de la batería, consiguiendo que llegue al 70% en aproximadamente 5 años.

E2: Descarga solo a Plena Carga (P.C.)	
Días reg/sem	4
Horas reg P.C. /sem	19
Ciclos/sem	19
Ciclos/mes	76
Ciclos/año	912
Factor multiplicación	2,50
Pérdidas (%/año)	3%

Tabla 13.3.-Ciclos de carga y descarga en el escenario 2

En la hoja de cálculo CASO 2: REGULACIÓN SECUNDARIA, en su tercera pestaña, “Balances”, se encuentran los cálculos relacionados con los escenarios presentados. La hoja está programada de tal manera que se pueda modificar cualquier valor para comprobar los resultados y comparar diferentes opciones.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
E1: Descarga siempre que se pueda						
Ciclos anuales	1584	1584	1584	1584	1584	1584
Pérdidas anuales	13%	13%	13%	13%	13%	13%
% Capacidad BESS	100%	87%	74%	61%	48%	35%
Capacidad BESS (MWh)	1,00	0,87	0,74	0,61	0,48	0,35
E2: Descarga solo a Plena Carga (P.C.)						
Ciclos anuales	912	912	912	912	912	912
Pérdidas anuales	7%	7%	7%	7%	7%	7%
% Capacidad BESS	100%	93%	85%	78%	70%	63%
Capacidad BESS (MWh)	1,00	0,93	0,85	0,78	0,70	0,63

Tabla 13.4.-Vida útil de la batería en función del número del escenario. Por debajo del 70% de la capacidad se considera desechable.

13.9. AMORTIZACIÓN

De igual manera que en el apartado anterior, los datos proporcionados por la empresa objeto de estudio pertenecen a un periodo de tiempo muy corto, una semana. Por tanto,

tampoco se puede saber con exactitud un periodo de retorno de la inversión. Únicamente se pueden hacer estipulaciones y analizar diferentes escenarios en base a los datos extraídos del estudio.

En este apartado se expondrán dos supuestos en los que se estima, en función de una del número de horas de servicio de regulación al mes y el precio de la energía, un retorno de la inversión inicial.

COSTE DE LA INVERSIÓN	
BATERÍAS	976.000,00 €
BESS 1MW-1MWh	926.000,00 €
Obra civil	50.000,00 €
INSTALACION ELÉCTRICA	13.000,00 €
Baja Tensión	6.000,00 €
Media Tensión	7.000,00 €
TOTAL	989.000,00 €

Tabla 13.5.- Coste de la inversión inicial

POSIBLES AMORTIZACIONES									
%Reg/mes	% Plena carga	Días Plena carga	h/día	Meses/año	Cap. BESS (MWh)	Precio energía (€/MWh)	€/año	M€/año	Retorno (años)
70%	80%	17	24	12	1	50	249984	0,25	4,0
	70%	15					218736	0,22	4,5
	65%	14					203112	0,20	4,9
	63%	14					195300	0,20	5,1
	40%	9					124992	0,12	7,9
	30%	7					93744	0,09	10,6
	20%	4					62496	0,06	15,8
	80%	17	24	12	1	60	299980,8	0,30	3,3
	70%	15					262483,2	0,26	3,8
	65%	14					243734,4	0,24	4,1
	63%	14					234360	0,23	4,2
	40%	9					149990,4	0,15	6,6
	30%	7					112492,8	0,11	8,8
	20%	4					74995,2	0,07	13,2

Tabla 13.6.- Retornos y beneficios anuales en función del porcentaje de regulación mensual (70%), a plena carga y el precio medio de la energía en servicio de regulación

En un primer escenario, se presentan los beneficios anuales que supondría regular el 70% del mes, durante un año. En este supuesto optimista, dentro de ese porcentaje de regulación mensual, se presentan varias opciones de regulación a plena carga. El precio de la energía en servicio de regulación se ha comprobado, mediante datos históricos, que puede oscilar entre los 50 y los 70 €/MWh. En el peor de los casos, con 4 días de regulación al mes, y con un precio de 50 €/MWh, retorna la inversión a los 16 años. En el mejor de los casos, con un 80% de regulación a plena carga (17 días al mes), algo poco habitual, retornaría la inversión a los 4 años.

POSIBLES AMORTIZACIONES									
%Reg/mes	% Plena carga	Días Plena carga	h/día	Meses/ año	Cap. BESS (MWh)	Precio energía (€/MWh)	€/año	M€/año	Retorno (años)
60%	80%	15	24	12	1	50	214272	0,21	4,6
	70%	13					187488	0,19	5,3
	65%	12					174096	0,17	5,7
	63%	12					167400	0,17	5,9
	40%	7					107136	0,11	9,2
	30%	6					80352	0,08	12,3
	20%	4					53568	0,05	18,5
	80%	15	24	12	1	60	257126,4	0,26	3,8
	70%	13					224985,6	0,22	4,4
	65%	12					208915,2	0,21	4,7
	63%	12					200880	0,20	4,9
	40%	7					128563,2	0,13	7,7
	30%	6					96422,4	0,10	10,3
	20%	4					64281,6	0,06	15,4

Tabla 13.7.- Retornos y beneficios anuales en función del porcentaje de regulación mensual (60%), a plena carga y el precio medio de la energía en servicio de regulación

Para este segundo supuesto, se ha variado el porcentaje de regulación mensual y se ha considerado un valor algo más realista. En este caso, con un 60% de regulación mensual, y con 4 días al mes de plena carga a un precio bajo de energía, retorna la inversión a los 19 años, si bien es un escenario poco probable. Algo más realista podría ser una regulación con el 60% mensual y 13 días a plena carga, con el precio de la energía a 60 €/MWh. En este caso, y algo más probable, retornaría la inversión a los 4 años y medio.

14. Análisis de resultados y conclusiones: Caso 2

A pesar de presentarse un caso muy poco esperanzador, en cuanto a la amortización y beneficios se refiere, se pueden observar ciertas ventajas de instalar este sistema de acumulación.

A diferencia del grupo turbina generador, que posee una inercia rodante que no le permite actuar durante los primeros 100 mHz de banda de frecuencia, el sistema BESS es capaz de entregar la totalidad de su capacidad en un tiempo muy corto, prácticamente instantáneo, y mantenerlo. De esta manera, se pueden satisfacer picos bruscos de demanda que con una turbina de vapor resultaría imposible, o en caso de llevarlos a cabo, se sacrificaría demasiado la prestación del equipo, reduciendo así su vida útil.

En el gráfico de curvas se puede observar que la del grupo turbina-generador realiza, gracias a la ayuda de la batería, una trayectoria algo más suave en los momentos en los que la demanda es muy cambiante, pudiendo aumentar así su vida útil y reducir costes en mantenimiento. Estos picos tan bruscos son absorbidos por la batería y se mejora el rendimiento del sistema a mayor capacidad y potencia de acumulación.

A priori, esta segunda aplicación de sistemas BESS parece más viable que la primera. Según los datos proporcionados y los resultados obtenidos, existen momentos en los cuales se puede entregar energía extra y obtener así una retribución adicional. Sin embargo, esta remuneración, aun siendo mayor que en el caso anterior, depende del número de horas en servicio de regulación secundaria. Atendiendo a este criterio, y según la información que facilitan los ingenieros de la central objeto de estudio, podría considerarse un escenario realista regular a plena carga, como máximo 10 días al mes. En esas condiciones, habría un retorno de la inversión en un plazo de 6 años. Teniendo en cuenta que la batería de ion-litio pierde capacidad con el paso del tiempo, resulta improbable alcanzar un momento en el que se obtengan beneficios, al menos, con una batería de 1 MWh de capacidad.

Además de necesitar un elevado porcentaje de regulación en banda secundaria, algo para lo que se necesitarían muchos ciclos de carga y descarga diarios para alcanzar, influyendo demasiado en la vida de la batería. Los plazos de amortización son muy elevados cuando la batería funciona con pocos ciclos de carga y descarga, y retorna rápidamente (incluso dando beneficios) cuando se abusa de los ciclos de la batería, con más de una carga y descarga al día, reduciendo drásticamente la vida de la misma.

Por último, hay que tener en cuenta que, si bien la batería puede entregar rápidamente energía a la red, la frecuencia se regula y estabiliza también con la misma velocidad. Esto significa que la demanda puede cubrirse antes de tiempo y no necesitar la totalidad de la energía entregada. Por tanto, los beneficios también se verían afectados, puesto que sólo se paga por la cantidad extra de energía inyectada en red, y no por la velocidad a la que la frecuencia se regula.

Por todo lo mencionado en este capítulo, podría extraerse la conclusión de que este sistema de acumulación tampoco es viable, por lo menos, con una capacidad tan pequeña de la batería. Si esta aumenta, abarcaría mucha más banda de regulación y optaría a entregar más energía a la red, pudiendo dar más MW extra y aguantar más ciclos al día, sin verse afectada de la misma manera su vida útil.

Caso 3: Acumulación de energía solar fotovoltaica, acoplada a una central térmica

15. Cálculos: Caso 3

Como se ha descrito en apartados iniciales, en este último caso se estudiará el funcionamiento del sistema de acumulación acoplado a una instalación solar fotovoltaica de 4,158 MWp, con el fin de prolongar las horas de funcionamiento y alcanzar los momentos del día en los cuales la energía es más cara.

También se pretende estudiar la integración del sistema BESS a una central térmica pero, en vista de los resultados en los anteriores casos, además de aumentar la capacidad de la batería y la potencia de inversión, se reducirá el número de ciclos anuales de carga y descarga y se hará juntamente con la instalación solar fotovoltaica ya mencionada.

Todos los cálculos relacionados con este último caso de acumulación quedan recogidos en una tercera hoja de Excel independiente, denominada “CASO 3:Fotovoltaica”, cuyas pestañas se describen a continuación.

- *BESS 2MW - 4MWh*: Recoge los datos de la batería escogida para este caso.
- *Instalación FV 4,158 MWp*: Muestra los cálculos, programados y automatizados, de la instalación solar fotovoltaica que integrará el sistema.
- *EIR Anual*: Energía Inyectada a Red Anual. En esta pestaña quedan recogidos los cálculos relativos a la acción del sistema BESS y la instalación FV en conjunto, pero de manera separada con respecto al grupo generador. Se muestra el cómputo global de energía inyectada con este mix energético, y se programa el funcionamiento de la batería del sistema de acumulación.
- *Semana Marzo, Julio, Diciembre*: Son tres pestañas donde se estudia el conjunto calculado en la pestaña anterior, acoplado al grupo turbina generador. Se muestra en un gráfico también, de manera similar al Caso 2, las curvas seguidas por la turbina, la batería y la instalación FV.
- *Balances*: Por último, se realizaron en otra pestaña independiente los cálculos relacionados con las amortizaciones y balances energéticos, teniendo en cuenta las variables en juego.

15.1. DATOS DE PARTIDA

Para llevar a cabo el estudio, será necesario escoger un panel solar fotovoltaico, un modelo de inversor, así como el sistema BESS. Además, es imprescindible conocer los datos relativos a la irradiación que incide en los paneles solares de la instalación FV, en la zona donde se instalará, así como los precios de la energía.

A priori, el sistema BESS que se decide utilizar es de 2MW – 4MWh, ya descrito en el apartado 7.5. Se muestra a continuación una tabla resumen con sus características.

BESS	2MW - 4MWh
Potencia inversor (MW)	2
Capacidad baterías (MWh)	4
"C Rating"	0.5C
P _{máx}	BOL

Tabla 15.1.-Características del sistema BESS para el caso 3

15.2. FUNCIONAMIENTO DEL BESS

15.2.1. En la instalación FV

Como se ha mencionado al comienzo del documento, los sistemas de acumulación energética maximizan su beneficio cuando se aplican a instalaciones de energía renovable. En este caso, no solo se diseñará un “bloque” renovable, combinando una instalación FV con un sistema de acumulación BESS, sino que se estudiará también el acoplamiento de este doble sistema a una central térmica, situada en la población de Carboneras.

Se plantea inicialmente un funcionamiento de la batería a solas con la instalación solar. Esta comienza a generar energía con los primeros rayos de sol incidentes. Como es sabido, uno de los inconvenientes de la fotovoltaica es que depende directamente de las horas de sol, y no se puede controlar o regular de alguna manera. Si se desea verter energía después de que finalicen las horas diurnas, no se puede. Aquí es donde entra en juego la

acumulación. Cuando ya no exista irradiación, la batería cederá energía previamente acumulada para rellenar una parte del hueco que el sol no puede cubrir, y obtener una mayor remuneración en horas punta, que en horas valle, algo muy común actualmente en este tipo de sistemas.

La solución propuesta es cargar la batería desviando un pequeño porcentaje de la energía fotovoltaica para después realizar la descarga más adelante, cuando la generación de la instalación FV esté por debajo de un límite establecido. Este límite se situará de manera que cuando comience la descarga de la batería, sea en zona horaria donde el precio sea mayor. Se ha estimado que este punto se encuentra a partir de las 20 horas del día, y por tanto, cuando la generación decae por debajo del 20% sobre el total, justo antes de que se ponga el sol. Se comprobarán diferentes opciones y se verá si realmente compensa el acople de la batería.

15.2.2. Acoplada a la central térmica

En esta segunda propuesta, se acoplará el conjunto antes descrito y una vez diseñado, a una central térmica. Las horas de sol generadas por el mix energético FV-BESS sustituirán parte de la potencia generada por la turbina.

La turbina trabajará de manera continua hasta que empiece la generación de la instalación FV, esto es, cuando la irradiación comience a incidir en los paneles solares. Esta planta solar producirá energía durante un número de horas y cubrirá parte de la demanda, puesto que la turbina se relajará acorde con su funcionamiento, para que no exista exceso de energía. De esta manera, se consigue reducir el funcionamiento con energía proveniente de combustible fósil, y se contribuye, de manera tímida, a la mejora del medioambiente, reduciendo la emisión de gases contaminantes. Además, se amortizará aún más rápido el conjunto, debido a que se pagarán menos derechos de emisión de contaminantes, que como es sabido, cada mes aumenta el precio considerablemente.

15.3. CÁLCULO Y DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Se realizarán cálculos de la instalación solar de 4.158 MWp y posteriormente se simularán con el software PVSYST, para extraer una base de datos realista de la energía inyectada, horaria, durante un año. Los cálculos están recogidos en la segunda pestaña, *Instalación FV 4,158 MWp*, de la hoja de cálculo *CASO 3: Fotovoltaica*.

15.3.1. Condiciones ambientales.

Como se ha mencionado, es imprescindible conocer las condiciones ambientales de la zona de la instalación. Estas se han extraído de una base de datos online denominada PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), en su página web http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP. Se buscan datos de irradiación solar y temperatura, así como optimizar el ángulo de inclinación y el acimut.

En la página web se debe seleccionar la herramienta de conexión de PV a la red, en su pestaña “Tools – Interactive Tools – PV grid connected”.

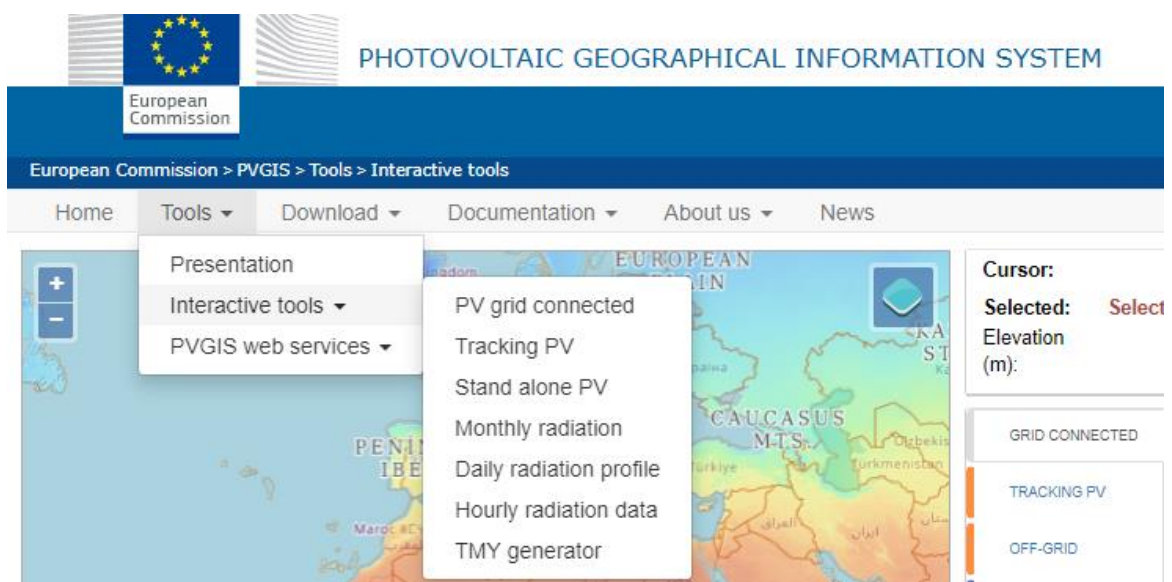


Figura 15.1.-Página web PVGIS

A continuación, se deben introducir las coordenadas deseadas en el mapa. Al no

saber aún todos los datos relativos a la instalación, la aplicación marcará valores por defecto. Lo único que interesa extraer de la página web son los datos de las irradiaciones solares, las temperaturas, y el ángulo de inclinación y orientación del panel solar, necesarios para la simulación con PVYST. Estos dos últimos valores los optimiza la aplicación online en función de las coordenadas y la irradiación.

COORDENADAS GEOGRÁFICAS			
Latitud (°)	36,9780	UTM East	597375.7
Longitud (°)	-1,9040	UTM North	4092876.5

Tabla 15.2.-Coordenadas cartesianas geográficas y UTM de la instalación

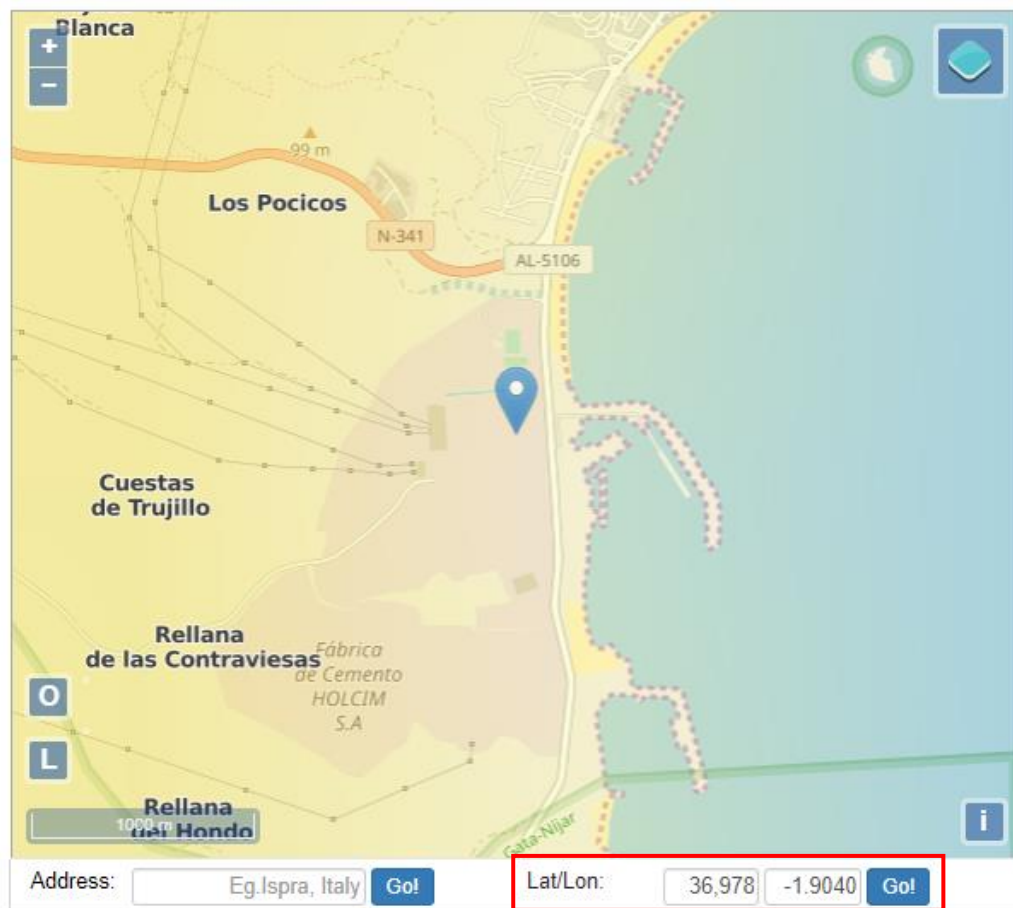
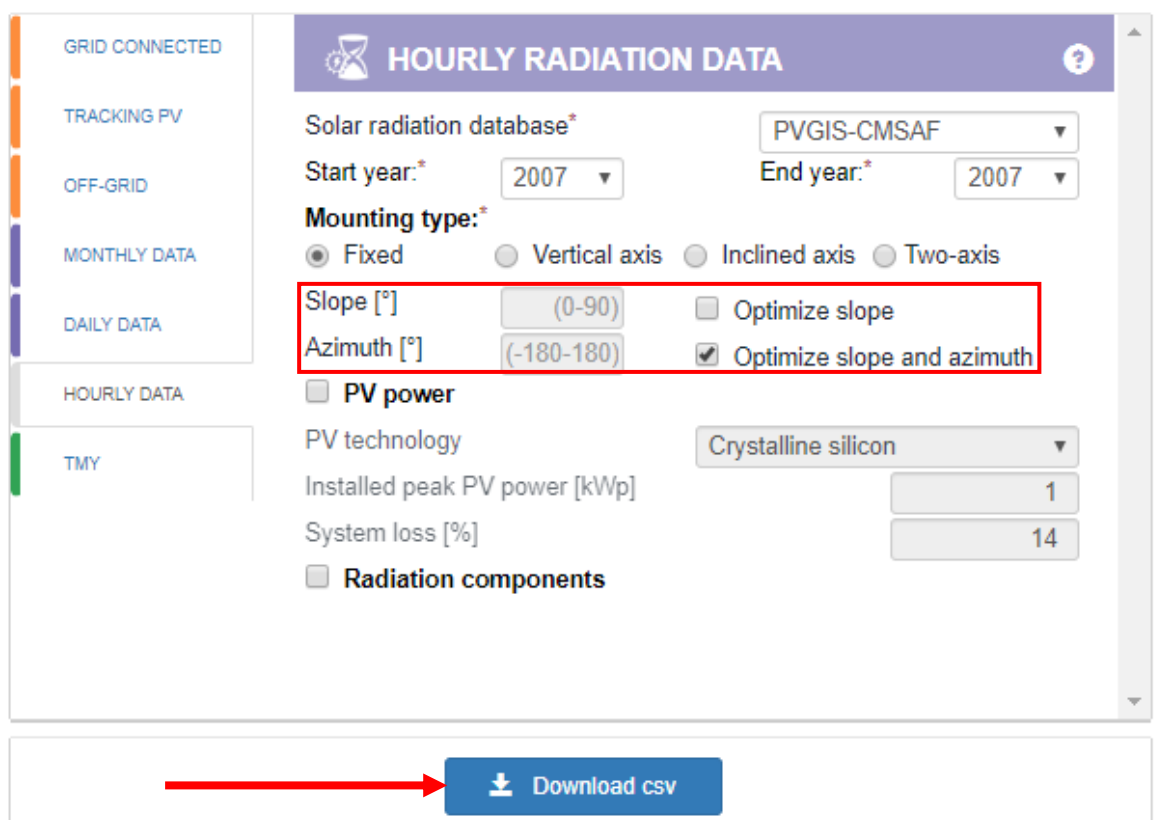


Figura 15.2.-Introducción de las coordenadas en PVGIS



The screenshot shows the 'HOURLY RADIATION DATA' configuration page in the PVGIS web application. The interface includes a sidebar on the left with navigation options: GRID CONNECTED, TRACKING PV, OFF-GRID, MONTHLY DATA, DAILY DATA, HOURLY DATA, and TMY. The main configuration area includes the following fields and options:

- Solar radiation database*: PVGIS-CMSAF
- Start year*: 2007
- End year*: 2007
- Mounting type*: Fixed (selected), Vertical axis, Inclined axis, Two-axis
- Slope [°]: (0-90)
- Azimuth [°]: (-180-180)
- Optimize slope:
- Optimize slope and azimuth:
- PV power:
- PV technology: Crystalline silicon
- Installed peak PV power [kWp]: 1
- System loss [%]: 14
- Radiation components:

A red arrow points to the 'Download csv' button at the bottom of the configuration area.

Figura 15.3.-Exportación de datos de irradiación y T^a, horarios, en formato CSV

Por último, se debe exportar la base de datos para después introducirla en el software de simulación. La última base de datos se corresponde con el año 2016, por tanto, se adaptarán los cálculos a dichos valores. Los valores máximos de irradiación, máximos y mínimos de temperatura, así como la inclinación del sol más desfavorable, se muestran en la siguiente tabla. Se ha considerado aumentar ligeramente los límites de temperatura para contemplar situaciones excepcionales, así como los de irradiación.

CONDICIONES DE ESTUDIO	
Altura Sol 21/dic 12:00 AM (°)	29,53
T amb max (°C)	40
Tamb min (°C)	-1
Irradiación max (W/m ²)	1150
Ángulo de inclinación (°)	33
Ángulo acimut de orientación (°)	1

Tabla 15.3.- Condiciones límite para el estudio

15.3.2. N° paneles en serie

El módulo fotovoltaico escogido es el YGE Cell Series 2, con 330 W de potencia pico. Se muestra a continuación la tabla con sus características. Para más información, se puede consultar su hoja de características adjunta.

PANEL YGE 72 CELL SERIES 2	
P (W)	330
Voc (V)	46,4
Vmpp (V)	37,4
Isc (A)	9,29
Eff	17%
TONC (°C)	46
α Isc (%/°C)	0,05
α Voc (%/°C)	-0,32
α Pmax (%/°C)	-0,42
T^a min (°C)	-40
T^a máx (°C)	85
Pérdidas	7%

Tabla 15.4.-Módulo fotovoltaico YGE 72 CELL SERIES 2

Donde P es la potencia; Voc es la tensión en circuito abierto; $Vmpp$ es la tensión de cortocircuito; Isc la corriente de cortocircuito; Eff el rendimiento del panel; $TONC$ la temperatura del panel en condiciones normales de operación, que son a 25 °C, y 800 W/m² de irradiación ; αIsc es un valor que depende de la temperatura, e indica el aumento de la corriente de cortocircuito en función de esta; αVoc y $\alpha Pmax$ son valores que siguen la misma lógica que el anterior, pero con tensión de circuito abierto y potencia máxima; $T^a min$ y $T^a máx$ son las temperaturas que no debería superar el módulo fotovoltaico para un correcto funcionamiento.

En una primera aproximación, el inversor seleccionado es el ABB PVS800-57-1000kW-C, de 1000 kW de potencia, cuyas características principales se resumen a continuación.

Para más información, se puede consultar la documentación adjunta sobre los equipos utilizados.

PVS800-57-1000kW-C	
Potencia (kW)	1000000
Vmin (V)	600
Vmax (V)	850
Vccmax (V)	1100
Imax (A)	1710
Nº de entradas CC protegidas	8 a 20 (+/-)

Tabla 15.5.-Inversor ABB PVS800-57-1000kW-C

Los cálculos siguientes están relacionados con el n° mínimo de paneles a conectar en serie.

$$T_{C_{m\acute{a}x}} = T^a_{m\acute{a}x} + \frac{TONC-20}{800} \cdot E_{m\acute{a}x} \quad (15.1)$$

Donde

$T_{C_{m\acute{a}x}}$ = temperatura máxima real que podrá alcanzar el panel, en °C

$T^a_{m\acute{a}x}$ = temperatura máxima posible del ambiente, en °C

TONC = Temperatura del panel en condiciones normales de operación, en °C

$E_{m\acute{a}x}$ = Irradiación máxima posible incidente en el panel, en W/m²

Los valores de 20 (°C) y 800 (W/m²) son los estándares en condiciones normales de operación y son constantes en la ecuación.

Sustituyendo, se obtiene un valor de 77,38 °C de temperatura.

$$T_{C_{m\acute{a}x}} = 40 + \frac{46-20}{800} \cdot 1150 = 77,38 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Se calcula ahora la tensión mínima de operación, que viene dada por la ecuación 15.2.

$$V_{mín} = V_{mpp} \cdot \left(1 + \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \cdot \alpha_{Voc} \cdot (T_{c_{máx}} - 25) \right) \quad (15.2)$$

Donde

$V_{mín}$ = Tensión mínima de funcionamiento del panel, en V

V_{mpp} = Tensión de cortocircuito del panel, en V

V_{oc} = Tensión de circuito abierto del panel, en V

α_{Voc} = Incremento proporcional de la tensión de circuito abierto con la temperatura

$T_{c_{máx}}$ = Temperatura máxima de funcionamiento real del panel, en °C

Sustituyendo los valores correspondientes se obtiene una tensión mínima de 32,33 V.

$$V_{mín} = 37,4 \cdot \left(1 + \frac{37,4}{46,4} \cdot \frac{-0,32}{100} \cdot (77,38 - 25) \right) = 32,33 \text{ V}$$

El número mínimo de paneles viene dado por la expresión 15.3.

$$N_{mín} = \frac{V_{mín_inversor}}{V_{mín}} \quad (15.3)$$

Sustituyendo, el número mínimo de paneles en serie por inversor resulta de 18,5, por tanto, son necesarios 19 paneles en serie como mínimo, por inversor.

Una vez calculado el número mínimo, se procede con el cálculo del número máximo de paneles admisible por el inversor.

Es frecuente utilizar la temperatura ambiente mínima como la temperatura de diseño mínima para el panel.

$$T_{c_{\min}} = T_{amb_{\min}}$$

La tensión máxima viene dada por la ecuación 15.4.

$$V_{m\acute{a}x} = V_{oc} \cdot \left(1 + \alpha_{V_{oc}} \cdot (T_{c_{\min}} - 25)\right) \quad (15.4)$$

Donde

$V_{m\acute{a}x}$ = Tensión máxima de paneles en serie, en V

V_{oc} = Tensión de circuito abierto, en V

$\alpha_{V_{oc}}$ = Incremento proporcional de la tensión de circuito abierto con la temperatura

$T_{c_{\min}}$ = Temperatura mínima de funcionamiento real del panel, en °C

Sustituyendo, se obtiene un valor de tensión máxima de 50,26 V.

$$V_{m\acute{a}x} = 46,4 \cdot \left(1 + \frac{-0,32}{100} \cdot (-1 - 25)\right) = 50,26 \text{ V}$$

El número de paneles máximo viene dado por la expresión 15.5.

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{V_{m\acute{a}x_inversor}}{V_{m\acute{a}x}} \quad (15.5)$$

Se obtiene un valor de 21,89, por tanto el número máximo posible de paneles en serie será de 21. Se escogerá este valor para la instalación de los paneles en serie, ya que se encuentra dentro del intervalo y se maximiza el espacio por serie. Se comprobará a continuación, que el voltaje máximo en funcionamiento de cada rama es menor que el voltaje máximo de entrada del inversor. Para ello, se utilizan las expresiones 15.6. y 15.7.

$$V_{mpp_m\acute{a}x} = V_{mpp} \cdot \left(1 + \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \cdot \alpha_{V_{oc}} \cdot (T_{c_{m\acute{i}n}} - 25) \right) \quad (15.6)$$

Donde

$V_{mpp_m\acute{a}x}$ = Tensión máxima de cortocircuito del inversor

El resto de los valores quedan explicados ya en ecuaciones anteriores.

Sustituyendo, se obtiene un voltaje máximo de 39,91 V.

$$V_{mpp_m\acute{a}x} = 37,4 \cdot \left(1 + \frac{37,4}{46,4} \cdot \frac{-0,32}{100} \cdot (-1 - 25) \right) = 39,91 \text{ V}$$

Se comprueba a continuación que el voltaje máximo de cada rama no supera el admisible por el inversor, esto es, multiplicando el número de paneles en serie de una rama, por el voltaje ya calculado con la expresión 15.6.

$$Ns \cdot V_{mpp_m\acute{a}x} \leq V_{mpp_Inv} \quad (15.7)$$

$$21 \cdot 39,91 = 838,07 \text{ V} \leq 850 \text{ V}$$

Se encuentra, por tanto, dentro de los valores admisibles.

15.3.3. N° de ramas en paralelo

Una vez calculado el número de paneles en serie que va a contener cada rama o “string”, se procede con el cálculo del número de estas agrupaciones, en paralelo, para completar 1 inversor. Este valor viene dado por la corriente máxima por rama, según la expresión 15.8.

$$I_{sc_{m\acute{a}x}} = I_{sc} \cdot [1 + \alpha_{I_{sc}} \cdot (T_{c_{m\acute{a}x}} - 25)] \quad (15.8)$$

Donde

$I_{sc_{m\acute{a}x}}$ = Corriente máxima de cortocircuito admisible por rama, en A

I_{sc} = Corriente máxima de cortocircuito admisible por panel, en A

$\alpha_{I_{sc}}$ = Incremento de la corriente de cortocircuito, proporcional con la temperatura

$T_{c_{m\acute{a}x}}$ = Temperatura máxima de funcionamiento del panel, en °C

Sustituyendo, se obtiene un valor de corriente máxima de 9,53 A por rama.

$$I_{sc_{m\acute{a}x}} = 9,29 \cdot \left[1 + \frac{0,05}{100} \cdot (77,38 - 25) \right] = 9,53 \text{ A}$$

El número máximo de ramas con esta corriente máxima viene dado por la siguiente expresión.

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{I_{m\acute{a}x_inversor}}{I_{sc_{m\acute{a}x}}} \quad (15.9)$$

Donde

$I_{m\acute{a}x_inversor}$ = Corriente de cortocircuito máxima admisible por el inversor, en A

Sustituyendo, se obtiene un valor máximo de 179,37 ramas en paralelo. Se escogerá un valor de 150 “strings” en paralelo, dentro del rango admisible.

15.3.4. Disposición de los elementos del generador fotovoltaico y resultado final

Como el inversor tiene un rango de entre 8 y 20 entradas protegidas, serán necesarias cajas de agrupación y distribución. Para mayor facilidad de instalación, se ha procurado una combinación de cajas, strings por caja, ramas por inversor e inversores que maximicen en la medida de lo posible el espacio.

Se ha decidido utilizar 15 de los 20 canales posibles del inversor. En cada uno de estos canales o entradas, se ha conectado 1 caja de agrupación. En cada caja de agrupación, se han agrupado 10 ramas o “strings”, con 21 paneles en serie, cada una.

$$\frac{N^{\circ} \text{ de ramas}}{inv} = 15 \text{ cajas de agrupación} \cdot 10 \frac{\text{ramas}}{\text{caja}} = 150 \text{ ramas/inv}$$

En un inversor de 1 MW de potencia, habrá pues 15 cajas, 150 ramas, y 3150 paneles. La potencia máxima por inversor será de 1039500 W, o 1,03 MW, y dado que se han sobredimensionado los cálculos, se tomará por válido el modelo escogido. Aun así, se ha contactado directamente con los fabricantes, para consultar un posible sobredimensionamiento de los equipos, y la respuesta ha sido favorable, incluso sin perder la garantía de los mismos.

Además, como regla general, dado que los inversores poseen diversos niveles de potencia, se asume que la relación entre la potencia del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor estará comprendida dentro del siguiente intervalo de potencia, para cada uno de los inversores:

$$0,7 \cdot P < P_{inversor} < 1,2 \cdot P$$

Siendo P la potencia de pico en cada inversor, determinada por los paneles fotovoltaicos.

Efectivamente,

$$0,7 \cdot 1,03 \text{ MW} < 1 \text{ MW} < 1,2 \cdot 1,03 \text{ MW}$$

$$0,728 \text{ MW} < 1 \text{ MW} < 1,247 \text{ MW}$$

La potencia deseada para la instalación fotovoltaica es de 4MWp, por tanto, serán necesarios, como mínimo, 4 inversores del modelo seleccionado.

El número de paneles totales a instalar será:

$$N_{\text{paneles}} = N_{\text{inv}} \cdot \frac{N_p}{\text{inv}} = 4 \cdot 3150 = 12600 \text{ paneles}$$

Se calcula la potencia pico de la instalación bajo estas condiciones:

$$P_{\text{pico instalación}} = N_{\text{paneles}} \cdot P_{\text{pico panel}} (W) = 12600 \cdot 330 \text{ W} = 4158000 \text{ W}$$

La potencia pico resultante es de 4158000 Wp, o 4,158 MWp.

En la siguiente tabla se resumen las características del generador fotovoltaico.

INSTALACIÓN FINAL	
Paneles serie string	21
Nº strings/inv	150
Nº cajas	15
Nºstrings/caja	10
Nº canales inversor	15
Nº inversores	4
Nº paneles /inversor	3150
Nº paneles totales	12600
Pot pico instalada	4,158

Tabla 15.6.-Resumen de la instalación

15.4. SIMULACIÓN CON PVSYS

Una vez conocidos los parámetros necesarios para la instalación de los equipos, se ha realizado una simulación para, además de otorgar validez a los cálculos, obtener también la energía inyectada a la red, por horas.

Como se ha mencionado, se ha utilizado un software específico para simulaciones de instalaciones solares fotovoltaicas, tanto de autoconsumo como conectadas a red. En este caso, se simulará una instalación de 4,158 MWp, conectada a red.

Dicha aplicación permite introducir varios parámetros, archivos sobre temperaturas e irradiaciones, coordenadas geográficas, orientaciones, pérdidas del sistema e incluso posee un módulo complementario donde se puede diseñar o insertar desde CAD, la disposición de los paneles de la instalación. A continuación, se muestran los pasos seguidos para la simulación.

En primer lugar, se han introducido los datos de las irradiaciones, obtenidas en formato .CSV desde la aplicación online PVGIS, la inclinación de los paneles solares y el ángulo de orientación.

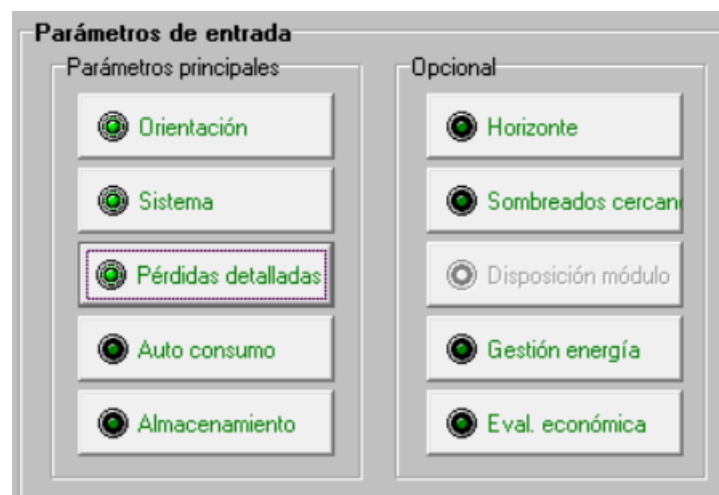


Figura 15.4.-Interfaz de la aplicación, para la introducción de los parámetros de entrada

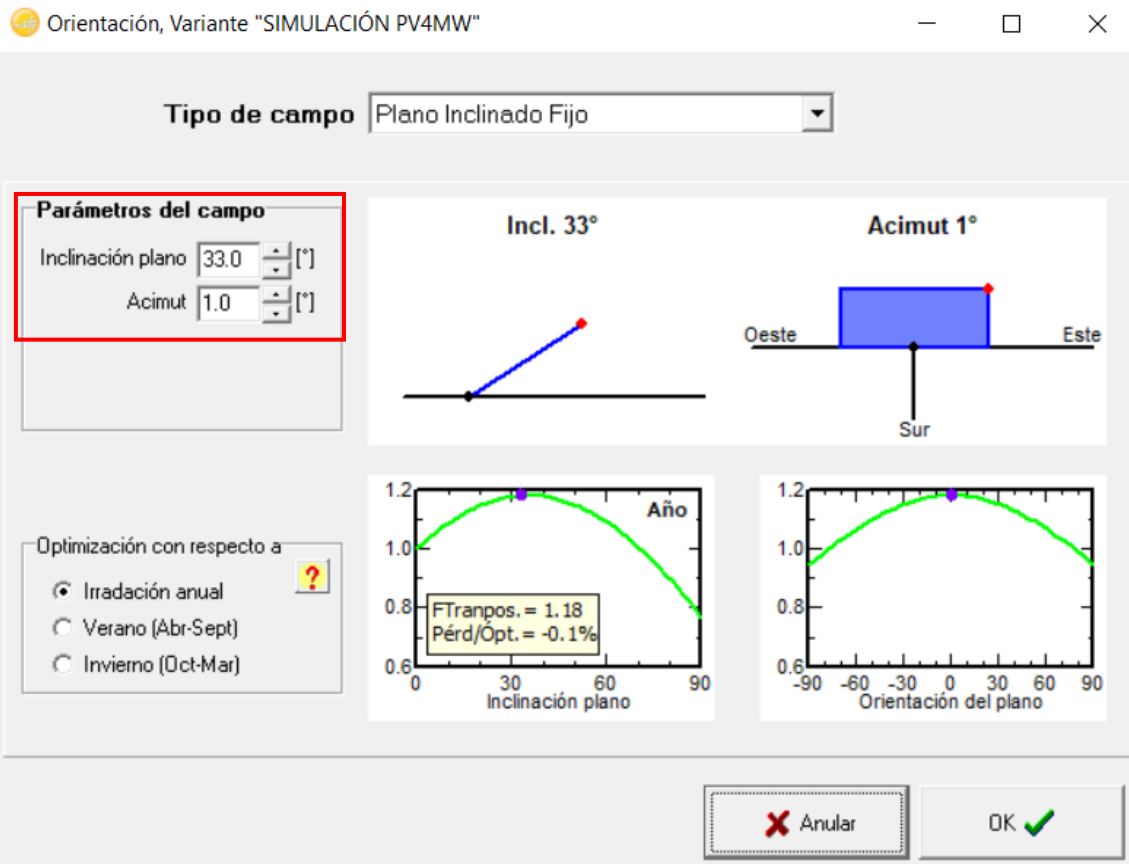


Figura 15.5.- Introducción de la inclinación del plano del panel (33°) y el ángulo de orientación acimut (1°), proporcionados por PVGIS

Cuando se introducen los dos valores de inclinación y orientación, el programa muestra dos gráficos, uno para la orientación y otro para el acimut. En ellos, muestra también el porcentaje de pérdidas que existe en función de los valores introducidos. En este caso, con un ángulo de 33 grados de inclinación y 1 grado de acimut, el porcentaje es de -0,1% con respecto al valor que el programa considera como óptimo. Se comprueba, por tanto, que estos dos valores han sido correctamente optimizados por la aplicación online PVGIS.

A continuación, se deben introducir los parámetros de la instalación, previamente calculados, en el módulo correspondiente para ello.

Definición de un sistema red, Variante "SIMULACIÓN PV4MW"

Configuración global sistema

Núm. de tipos de sub-conjuntos: 1

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

Núm. de módulos	12600	Potencia nominal FV	4158 kWp
Superficie módulos	24498 m ²	Potencia máxima FV	3990 kWdc
Núm. de inversores	4	Potencia nominal CA	4000 kWac

INST FV 4MW

Nombre y orientación del sub-conjunto

Nombre: INST FV 4MW

Oriente: **Plano Inclinado Fijo**

Inclinación: **33°**

Acimut: **1°**

Ayuda al dimensionamiento

Sin pre-dim. Entrar Pnom deseada: **4000.0** kWp

Resize Superficie disponible(módulos): **23567** m²

Selección del módulo FV

Todos los módulos | Filter: All PV modules | Módulos necesarios aprox. **12121**

Yingli Solar | 330 Wp 32V Si-poly YGE 72 CELL series 2 | Until 2014 | Manufacturer 2014 | **Abrir**

Dimensionamiento de voltajes: **33.0** V

Voc (-10°C): **50.9** V

Use Optimizer

Selección del inversor

Output voltage 400 V Tri 50Hz

ABB | 1000 kW 600 - 850 V TL 50/60 Hz PVS800-57-1000kW-C | Since 2013 | **Abrir**

Núm. de inversores: **4**

Voltaje de funcionam.: **600-850** V

Voltaje máx. de entrada: **1100** V

Potencia global inv.: **4000** kWac

Dimensionamiento del conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: **21** entre 19 y 21

Núm. de cader: **600** única posibilidad 577

Perdida sobrecarga: **0.0** %

Relación Pnom: **1.04**

Núm. módulos: **12600** Superficie: **24498** m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C)	694 V
Vmpp (20°C)	808 V
Voc (-10°C)	1070 V

Irradiancia plano: **1000** W/m²

Imp (STC): 5283 A

Isc (STC): 5574 A

Isc (en STC): 5574 A

Potencia nom. Conjunto (S14158 kWp)

Conjunto del sistema

Anular

OK

Figura 15.6.-Ventana para la introducción de los parámetros de la instalación

En esta ventana, se crea un conjunto con una potencia nominal deseada. Como en un principio se desean 4MWp de potencia, se introduce en el predimensionamiento. A continuación, se debe introducir el modelo del panel fotovoltaico. El programa cuenta ya con una base de datos con varios módulos fotovoltaicos y, en caso de no aparecer el deseado, se puede crear uno con sus especificaciones.

Se debe introducir también el modelo del inversor. El programa, en función de la potencia deseada de la instalación, ajusta el número de inversores necesarios. De igual manera, si no se encuentra en la base de datos, se puede crear un inversor a partir de su hoja de datos.

Por último, se introduce el número de paneles en serie y el número de cadenas, y se ejecuta la simulación. Se comprueba que el resultado está acorde con los cálculos realizados.

Posteriormente, se extraerán los resultados de la energía inyectada en la red según la simulación realizada. Para ello, se acude al módulo del programa correspondiente, *Gestión de energía*, y dentro de esta, en *Resultados*.

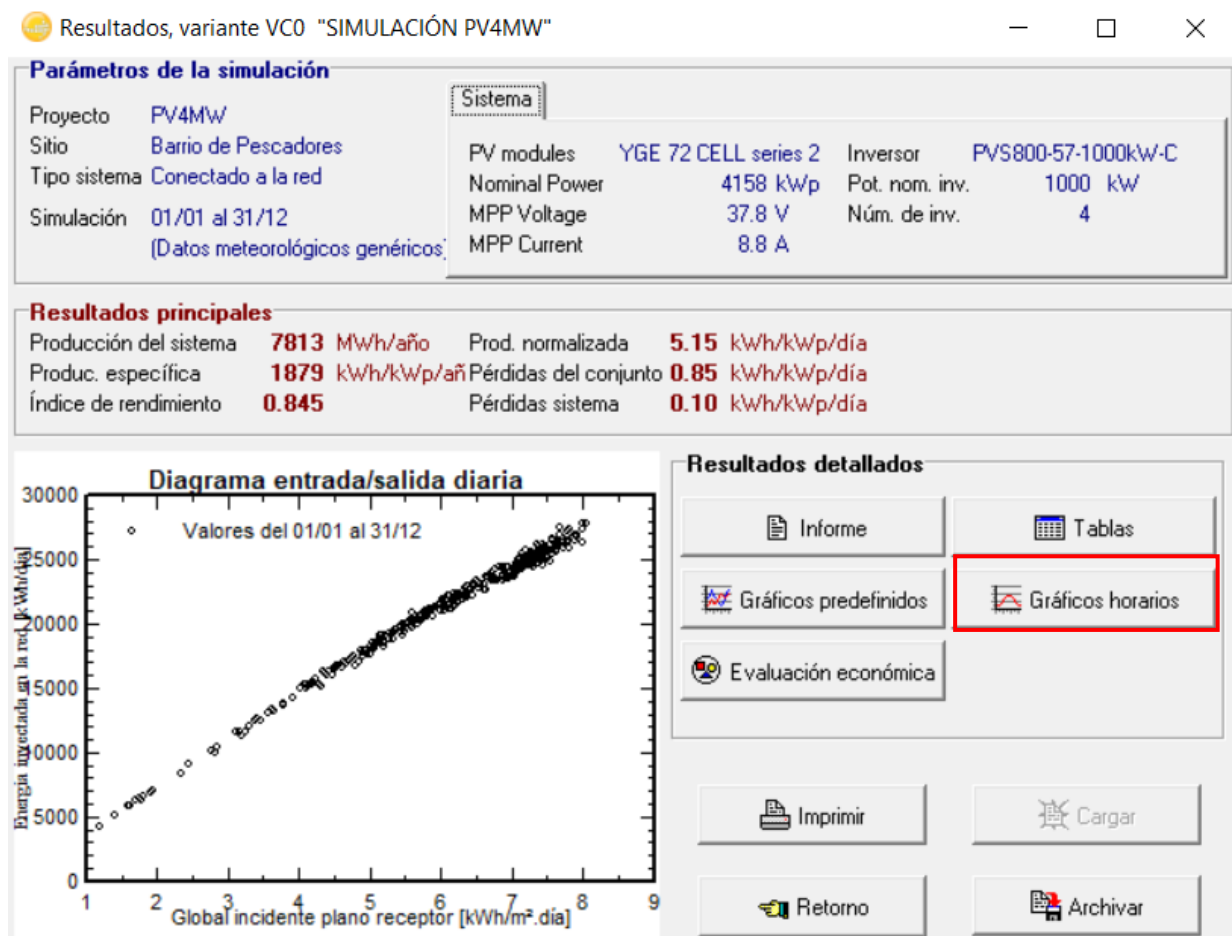


Figura 15.7.- Resultados de la simulación

A continuación, en esta ventana mostrada, se debe acudir a los gráficos horarios, y buscar la opción *Energía inyectada en la red (EIR)*. Se seleccionará un periodo de 365 días y unos valores para cada eje. En el eje X, se mostrarán los valores horarios, y en el Y, los valores de energía inyectada en la red, por horas, en un determinado día.

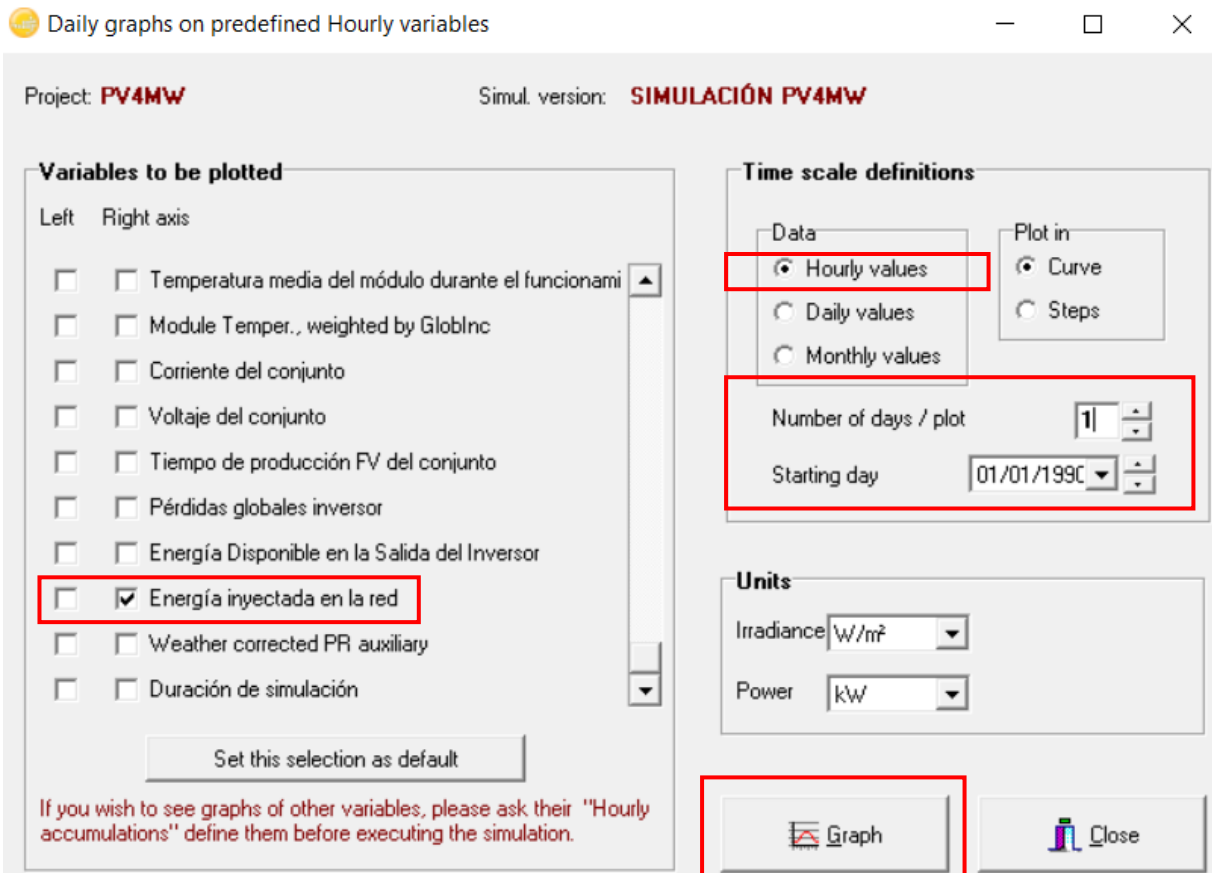


Figura 15.8.- Definición de la gráfica Energía inyectada en la red, por horas

Por último, solo resta exportar en el formato que el programa permita, los datos anuales de energía inyectada. Para ello, dentro de la gráfica, se escoge la opción de exportación en .TXT de cada mes del año. Por tanto, posteriormente se han tratado 12 exportaciones a Excel de ficheros .txt.

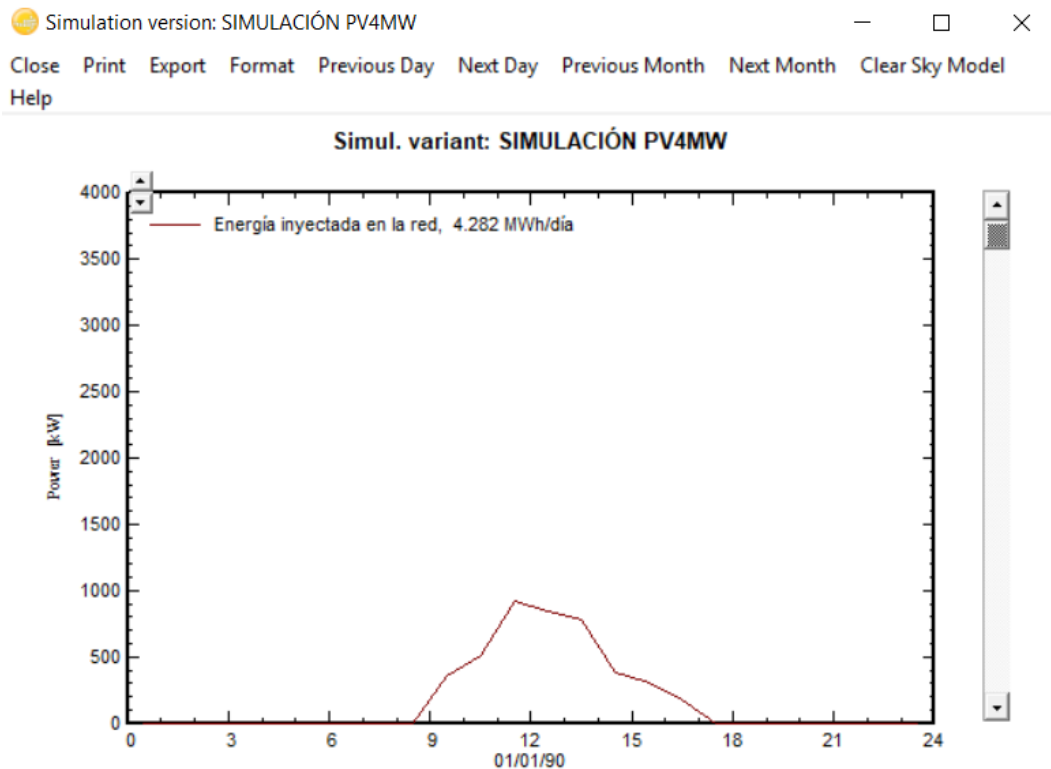


Figura 15.9.-Gráficas mostradas por el PVSYS

15.5. INSTALACIÓN FV + BESS

En este apartado se mostrarán los cálculos relativos al funcionamiento de la instalación FV ya diseñada, en conjunto con un sistema BESS de 2 MW – 4 MWh. Los cálculos están recogidos en la tercera pestaña, *EIR Anual*, de la hoja de cálculo *CASO 3: Fotovoltaica*. Se explicarán a continuación, de manera análoga al Caso 2, las diferentes columnas que lo componen, y su programación.

Se componen de varias columnas, agrupadas de la siguiente manera.

DATOS DE PARTIDA

DERIVACIÓN DE ENERGÍA

BESS

SOLAR FV+BESS

REMUNERACIÓN

15.5.1. Datos de partida

En las columnas A,B y C, quedan recogidos los datos de los que se parte. En la primera columna A, “Tiempo [h:min]”, se muestran los tiempos utilizados para el estudio, que coinciden con los del Caso 2. Están ordenados por cuartos de hora. En la segunda columna y tercera, se muestran las potencias instantáneas pico de cada punto, importadas desde PVSYST. En la columna B está en kW y en la columna C en MW.

DATOS DE PARTIDA		
Tiempo [h:mm]	Ppico (kW)	Ppico (MW)
0:00	-0,3421	0,000
0:15	-0,3421	0,000
0:30	-0,3421	0,000
0:45	-0,3421	0,000
1:00	-0,3421	0,000
1:15	-0,3421	0,000
1:30	-0,3421	0,000
1:45	-0,3421	0,000
2:00	-0,3421	0,000
2:15	-0,3421	0,000
2:30	-0,3421	0,000
2:45	-0,3421	0,000
3:00	-0,3421	0,000
3:15	-0,3421	0,000
3:30	-0,3421	0,000
3:45	-0,3421	0,000
4:00	-0,3421	0,000
4:15	-0,3421	0,000

Figura 15.10.- Columnas con los datos de partida

Se puede apreciar que hay valores negativos en la potencia pico, y esto se debe a que se ha tenido en cuenta el autoconsumo que proviene de los inversores, cuando en horario nocturno se inducen a un Stan-By de bajo consumo.

15.5.2. Derivación de energía

En las columnas de la E a la L, se recogen los cálculos referidos a la derivación de la energía desde el sistema fotovoltaico a la batería del BESS.

DERIVACIÓN ENERGÍA				
P. Acumulada	Máx. diario (MW)	%Diario/total	~<20%	Derivación a BESS (MW)
0,000		0,00%		0,000
0,000		0,00%		0,000
0,000		0,00%		0,000
0,000		0,00%		0,000
0,000		0,00%		0,000
0,000		0,00%		0,000
0,000		0,00%		0,000

Figura 15.11.-Columnas con los cálculos de la derivación

En la primera columna, “P.Acumulada”, se recogen los valores de la potencia acumulada en cada punto.

En la columna siguiente, “Máx. diario (MW)”, quedan recogidos los valores máximos de la columna C del grupo Datos de partida. Es una columna auxiliar para el cálculo del punto en el cual se comienza a desviar potencia.

En la siguiente columna, “%Diario/total”, se calcularon los porcentajes de la potencia de cada punto con respecto a un total diario, calculado en la columna anterior.

La siguiente columna “~<20%”, representa el punto de cada día, en el que la generación del sistema fotovoltaico decae por debajo de un valor, que se puede modificar en la hoja de cálculo, en la esquina superior izquierda, así como el porcentaje derivado a la batería.

% Derivación	% Comienza BESS	Capacidad BESS
25%	20%	2MW/4MWh

Figura 15.12.- Derivación y punto donde comienza la descarga del BESS

En la última columna de este grupo, “Derivación a BESS (MW)”, se muestra el porcentaje derivado desde el sistema FV a la batería del BESS. Se derivará en cada cuarto de hora una pequeña parte que coincide con el valor mostrado en la figura anterior, y que se puede modificar según las necesidades.

15.5.3. Carga y descarga de la batería

En las columnas de la L a la R, se muestran los cálculos referidos a las cargas y descargas de la batería.

CARGA Y DESCARGA BESS				
Carga BESS acu.	Nº periodos máx	MW/15'	Descarga BESS	Descarga BESS acu.
2,734			0,000	
2,934			0,000	
3,129			0,000	
3,300			0,000	
3,446			0,000	
3,568			0,000	
3,665			0,000	
3,756			0,000	
3,842			0,000	
3,923			0,000	
3,999			0,000	
4,066			0,000	
4,126			0,000	
4,178			0,000	
4,222	3	1,407	1,407	1,407
4,255			1,407	2,815
4,277			1,407	4,222
4,288			0,000	

Figura 15.13.-Columnas con los cálculos de las cargas y descargas de la batería

En la primera columna, “Carga BESS acu.” se calculan los MW derivados a la batería, función del porcentaje antes mostrado, y acumulados. Al final del periodo, cuando la generación decaiga por debajo del punto estipulado (20%), se tendrá en ese punto una energía acumulada.

En la siguiente columna, “Nº periodos máx”, auxiliar, se calcula el número de periodos o cuartos de hora en los que se podrá descargar energía a partes iguales. Este número sólo se muestra en el momento en el que empiece la descarga de la batería.

ERGÍA		CARGA Y DESCARGA BESS					
al	~<20%	Derivación a BESS (MW)	Carga BESS acu.	Nº periodos máx	MW/15'	Descarga BESS	Descarga BESS acu.
		0,423	22,923			0,000	
		0,373	23,297			0,000	
		0,323	23,620			0,000	
		0,270	23,890			0,000	
		0,217	24,107			0,000	
	19,94%	0,164	24,271	8	2,000	2,000	2,000
		0,111	24,382			2,000	4,000
		0,083	24,465			2,000	6,000
		0,055	24,521			2,000	8,000
		0,028	24,548			2,000	10,000
		0,000	0,000			2,000	12,000
		0,000	0,000			2,000	14,000
		0,000	0,000			2,000	16,000
		0,000	0,000			0,000	

Figura 15.14.-Periodos de descarga, que empiezan cuando la generación FV baja del 20%

En el capítulo donde se describe el funcionamiento de los parámetros de la batería, se encuentra el ejemplo de la batería de este tercer y último caso de estudio. Se trata de una batería de 2 MW – 4 MWh, con un “C rating” de 0,5C. Esto significa que puede descargar durante 8 cuartos de hora (2 horas) a razón de 2 MW por cada cuarto de hora, si se carga previamente. De esta manera, se consigue un funcionamiento de 2 MW durante 2 horas.

Como se ha mencionado, se ha situado el comienzo de la descarga de la batería cuando la generación FV pase por debajo del 20%, aproximadamente. Sin embargo, puede ocurrir que cuando esto pase, la batería aún no esté completamente cargada. Es más, puede ocurrir que en ciertos días, no se llegue a cargar completamente. Por tanto, se necesitará una estimación del tiempo en el que la batería se cargue, y un número de periodos o cuartos de hora, en los que se pueda descargar, a partes iguales, para no descompensar la entrega de energía.

En la columna siguiente, “MW/15’ ”, se calcula la energía que puede entregar la batería en los cuartos de hora estipulados, en función de lo que se haya cargado la batería.

En la siguiente columna, “Descarga BESS”, se muestran las descargas que realiza la batería, en MW por cada 15 minutos, y en la última, el acumulado.

15.5.4. Solar FV+BESS

Las siguientes columnas, de la T a la V, se muestran los valores de las potencias instantáneas de la batería en función del tiempo, así como de la instalación FV y del total.

SOLAR FV + BESS		
I.FV(MW)	BESS (MW)	Total (MW)
1,329	0,000	1,329
1,212	0,000	1,212
1,095	0,000	1,095
0,826	0,000	0,826
0,557	0,000	0,557
0,288	2,000	2,288
0,019	2,000	2,019
0,014	2,000	2,014
0,009	2,000	2,009
0,005	2,000	2,005
0,000	2,000	2,000
0,000	2,000	2,000
0,000	2,000	2,000
0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000

Figura 15.15.-Columnas con los resultados finales

15.5.5. Remuneración

En las últimas columnas se muestran los datos relativos a la remuneración.

REMUNERACIÓN	
Precio spot diario (€/MW)	Beneficio energía (€)
28,61	0
31,93	0
33,54	0
33,98	0
34,23	0
33,42	0
32,62	0
31,81	0
31,00	0
29,81	0
28,62	0
27,42	0

Figura 15.16.-Columnas con los cálculos de la remuneración

En la primera columna, “Precio spot diario (€/MW)”, se muestra el precio de la energía extraído de la página del ESIOS REE, análogamente al Caso 2.

En la siguiente columna, “Beneficio energía (€)”, se calcula, multiplicando el precio de la energía por la potencia instantánea total, calculada en el apartado anterior, y multiplicándolo por el tiempo, que en este caso, a cada punto le corresponde $\frac{1}{4}$ h.

15.6. INSTALACIÓN FV + BESS + CENTRAL TÉRMICA

En este capítulo se simula el acople de la instalación previamente descrita, FV+BESS, al funcionamiento de una central térmica, en servicio normal. Al no tener datos relacionados con una central que no se encuentre fuera de una zona de regulación, se han modificado los datos que se poseen de la central objeto de estudio del Caso 2, y se han adaptado. También se han supuesto 3 escenarios posibles: una semana de marzo, otra de julio y otra de diciembre.

Estos cálculos se encuentran en las pestañas cuarta, quinta y sexta, de la hoja de cálculo *CASO 3: Fotovoltaica*.

Las columnas son las mismas que en el caso de la planta solar aislada, y se añaden las columnas de la demanda y las curvas del grupo generador.

De igual manera que en el caso 2, la energía generada por el sistema renovable sustituye parte de la potencia entregada por la turbina. Es por esto, por lo que en las gráficas mostradas la curva de generación del grupo es ligeramente inferior en los momentos en los que la energía solar y la acumulación entran en juego.

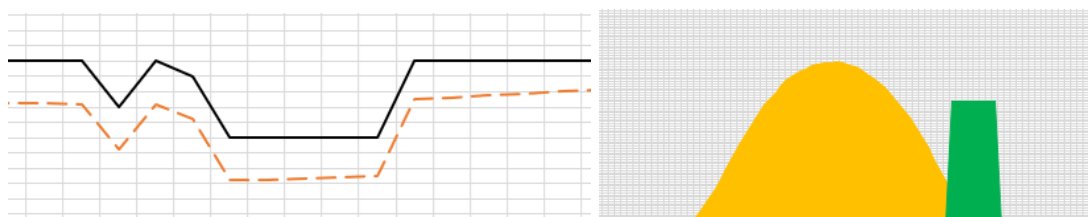


Figura 15.17.-Grupo turbina-generador, izquierda; FV+BESS, derecha

15.7. BALANCES

A continuación, se muestran los balances energéticos y económicos realizados en este último caso. Se encuentran recogidos los cálculos relativos a este apartado en la última pestaña, *Balances*, de la hoja de cálculo *CASO 3: Fotovoltaica*.

Se han realizado unos sencillos balances energéticos y una amortización, en función del escenario: con el sistema FV + BESS solo, y acoplado a la central.

En primer lugar, se ha ordenado por meses la energía inyectada a la red, en MWh, proveniente del sistema renovable FV más el BESS. Se ha desglosado también la energía que cada equipo aporta al conjunto. A continuación, se ha calculado el beneficio obtenido, por meses, por inyectar esa energía. Todos estos datos provienen de la pestaña *EIR Anual*.

Para conocer el beneficio que aporta acoplar el sistema a la central térmica, la empresa objeto de estudio ha proporcionado unos valores de consumo específico de carbón y unas emisiones específicas, en toneladas por MWh, mensuales, directamente exportadas de la base de datos propias del departamento químico de la central. Se han calculado las toneladas ahorradas en base al consumo sustituido por la instalación acoplada, y se ha calculado un beneficio, o un capital que no se pagará mes a mes. El precio se ha extraído de la página de SendeCO₂, <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>.

En ella se pueden encontrar los históricos de los precios de los derechos de emisión del CO₂ por toneladas (EUA). Actualmente la media anual en el 2019 se halla en 23,77 €/t CO₂.

2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013
2008						
Precios CO2						EUA
Media anual						23,77 €

Figura 15.18.-Precio de emitir una tonelada de CO₂

Con las emisiones ahorradas y el precio del gas emitido, se puede calcular el ahorro mensual. Se muestra a continuación la tabla donde se recogen los cálculos mencionados.

BALANCE	Ud.	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual
Energía sustituida por FV + BESS	MWh	2103,2	2023,3	2640,6	2757,6	2891,1	2865,9	3003,1	2903,8	2600,8	2369,1	2264,6	2010,5	30433,6
Energía sustituida por FV	MWh	1691,2	1612,1	2168,1	2283,3	2400,1	2385,9	2507,1	2407,8	2133,7	1919,6	1826,7	1609,1	24944,6
Energía sustituida por BESS	MWh	412,0	411,2	472,5	474,3	490,9	480,0	496,0	496,0	467,1	449,5	437,9	401,5	5488,9
Ingreso total por energía	€	22348,4	26274,9	39477,6	43381,5	47323,7	51947,2	52230,7	47423,8	42246,1	39065,5	31547,9	24712,2	467.979,54 €
Emisiones específicas CO ₂	t/MWh	1,3	1,2	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	-
Emisiones CO ₂ ahorradas	t	2678,5	2524,0	4021,7	3970,9	4006,5	3602,4	3652,0	3764,1	3266,4	2973,1	2833,0	2535,2	39827,7
Media anual Precio CO ₂	€/t CO ₂	23,8												-
Ahorro emisiones	€	63747,4	60070,3	95716,5	94506,5	95354,0	85738,3	86917,3	89584,6	77740,5	70760,8	67425,4	60337,1	947.898,71 €
Total acoplado	€	-												1.415.878,25 €
Total sin acoplar	€	-												467.979,54 €

Tabla 15.7.-Balance energético y económico, con acople del sistema a la central y sin acople

Se observa que el beneficio aumenta considerablemente cuando se acopla el mix energético a la central térmica, todo ello gracias a la retribución extra de las emisiones de CO₂.

A continuación, se ha comprobado si la derivación de energía proveniente de la instalación solar compensa lo suficiente como para instalar el sistema BESS. Para ello, se han comparado los beneficios obtenidos sin derivar energía y derivándola. En la tabla de arriba, se muestra una derivación del 25%, cuando la generación solar decae por debajo del 20%.

Se han variado estos parámetros y los resultados obtenidos han sido los siguientes.

Derivación	Comienzo	Beneficio FV+BESS
25%	20%	467.979,54 €
	10%	468.026,35 €
	0%	422.436,32 €
20%	20%	467.979,54 €
	10%	468.026,35 €
	0%	422.436,32 €
15%	20%	479.810,94 €
	12%	480.989,53 €
10%	0%	441.697,06 €
	20%	479.810,94 €
	10%	480.307,77 €
5%	0%	454.571,57 €
	20%	479.880,37 €
	10%	480.136,61 €
0%	0%	467.431,95 €
0%	-	480.326,42 €

Tabla 15.8.-Resultados de diferentes derivaciones y comienzos de descarga de la batería

Sin embargo, se observa que a pesar de retrasar la descarga hasta los límites establecidos, y pensando inicialmente que esta acción puede beneficiar más, sólo existe una única combinación en la cual se obtiene más retribución que sin el funcionamiento de la batería (0% de desviación, última fila de la tabla 15.8). La diferencia no es nada significativa como para compensar una instalación de un sistema BESS, y por tanto queda comprometida la viabilidad del acople de un sistema de acumulación bajo las condiciones impuestas.

A continuación, se realiza una posible amortización en función de unos costes fijos de inversión. Tanto el presupuesto de la instalación eléctrica como la conexión a red se ha consultado a una tercera empresa que, por motivos de confidencialidad, no se muestra el nombre. Dicha empresa, con una gran experiencia en instalaciones eléctricas de media y alta tensión, subcontratada por la empresa objeto de estudio, ha resuelto de la siguiente manera la inversión inicial de todo el conjunto.

El presupuesto de las baterías, y su instalación, vienen dadas por el proveedor, de igual manera que en el caso anterior. Por el mismo motivo, no se menciona el nombre de la

empresa.

COSTE DE LA INVERSIÓN	
PLANTA	2.562.827,53 €
Obra civil	400.214,98 €
Instalación de seguridad	52.963,76 €
Media tensión	500.000,00 €
Proyecto, pruebas, puesta en marcha	9.648,79 €
Tasación adquisición terreno	1.600.000,00 €
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	3.234.995,09 €
Estructuras soporte	436.493,09 €
Módulos solares	1.272.978,00 €
Baja Tensión (cable y protecciones)	1.200.000,00 €
Inversores	325.524,00 €
BATERÍAS	1.976.000,00 €
BESS 2MW-4MWh	1.776.000,00 €
Obra e instalación	200.000,00 €
EVACUACIÓN	700.235,00 €
Línea de evacuación	700.235,00 €
TOTAL	8.474.057,62 €

Tabla 15.9.-Coste de la inversión

Se ha realizado un flujo de caja teniendo en cuenta todos los parámetros que intervienen en la instalación. Se han incluido las pérdidas por degradación de los paneles solares, así como el decremento de la capacidad de la batería con el uso de la misma. La inversión retorna en un plazo optimista de 4 años. A partir del año 10, la batería decae por debajo del 70 % estipulado y queda inservible, a razón de 3,5% anual.

En la hoja de cálculo, todos los parámetros están automatizados, de manera que se pueda cambiar cualquier valor para comprobar otros escenarios posibles.

Se muestra a continuación el resultado de la amortización en los dos casos posibles, con el acople de la instalación FV+BESS, y si el acople.

FLUJO CAJA	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Pérdidas BESS anuales	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Capacidad BESS (%)	100,0%	96,5%	93,0%	89,5%	86,0%	82,5%	79,0%	75,5%	72,0%	68,5%
Capacidad BESS (MWh)	4,000	3,860	3,720	3,580	3,440	3,300	3,160	3,020	2,880	2,740
Energía BESS real (MWh)	4663,31	4500,09	4336,88	4173,66	4010,44	3847,23	3684,01	3520,80	3357,58	0,00
Pérdidas paneles solares	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Energía FV+BESS (MWh)	30902,0	30473,7	30045,5	29617,2	29188,9	28760,7	28332,4	27904,2	27475,9	23853,3
Ingreso anual energía (€)	476.809,58 €	470.201,75 €	463.593,92 €	456.986,09 €	450.378,25 €	443.770,42 €	437.162,59 €	430.554,76 €	423.946,92 €	368.050,82 €
Ahorro anual emisiones (€)	970.985,52 €	970.985,52 €	970.985,52 €	970.985,52 €	970.985,52 €	970.985,52 €	970.985,52 €	970.985,52 €	970.985,52 €	970.985,52 €
Ingreso anual total (€)	1.447.795,10 €	1.441.187,27 €	1.434.579,44 €	1.427.971,60 €	1.421.363,77 €	1.414.755,94 €	1.408.148,11 €	1.401.540,27 €	1.394.932,44 €	1.339.036,34 €
Mantenimiento anual (€)	15.000,00 €	15.000,00 €	15.000,00 €	15.000,00 €	15.000,00 €	15.000,00 €	15.000,00 €	15.000,00 €	15.000,00 €	15.000,00 €
Flujo retorno SIN acople	- 7.612.248,04 €	- 6.186.060,77 €	- 4.766.481,33 €	- 3.353.509,73 €	- 1.947.145,96 €	- 547.390,02 €	845.758,08 €	2.232.298,36 €	3.612.230,80 €	4.936.267,14 €
Flujo retorno CON acople	- 6.641.262,52 €	- 5.215.075,25 €	- 3.795.495,82 €	- 2.382.524,21 €	- 976.160,44 €	423.595,49 €	1.816.743,60 €	3.203.283,88 €	4.583.216,32 €	5.907.252,66 €

Tabla 15.10.-Retorno de la inversión a 7 años, sin acople, y 6 años con acople a la central

16. Análisis de resultados y conclusiones: Caso 3

En este último caso de aplicación se ha observado que, a pesar de que los resultados son algo más esperanzadores que en los anteriores casos, no dejan uno claramente vencedor, en lo que al uso óptimo de las baterías de ion-litio se refiere, si bien, se ha conseguido una amortización de un sistema BESS, objetivo marcado desde el comienzo de la investigación.

Analizando los resultados obtenidos en el Caso 3, y comenzando con la aplicación FV+BESS, salta a la vista que la única combinación posible sea un 15% de derivación de energía, comenzando la descarga cuando la generación fotovoltaica decaiga por debajo del 12% diario sobre el total. El beneficio que se obtiene solamente con la batería no representa un valor significativo como para poder amortizarla (se obtenía mayor remuneración en el Caso 1, completamente descartado).

Dos posibles causas que pudieron comprometer la viabilidad del estudio en este tercer caso pueden estar estrechamente relacionadas con el precio de generación, y con el punto donde se inicia la descarga de la batería.

En primer lugar, este precio varía mucho a lo largo del día, y no siempre es máximo a la misma hora, si bien es cierto que existen precios más altos a partir de una hora de la tarde o noche, y precios más bajos en horas de menor consumo. Aun así, según los resultados, se llega a la conclusión de que puede no significar un claro motivo para establecer un comienzo en la prolongación de la generación de una instalación fotovoltaica, o una descarga de una batería.

En segundo lugar, la diferencia entre el precio máximo (horas pico) y el precio mínimo (horas valle) no siempre es tan grande, y puede no compensar desviar energía a una batería de ion-litio. Es posible que haya días en los cuales se genere más, y a mejor precio, con la instalación FV que derivando parte de la energía a una batería, perdiendo remuneración, o simplemente, ganando muy poco, como se ha demostrado.

Por todo esto, se puede concluir que para instalar sistemas de acumulación es necesario un estudio exhaustivo del mercado eléctrico, con el fin de conocer los mejores momentos para realizar una acumulación y una descarga, por ejemplo, teniendo en cuenta los valores del precio de mercado tanto antes como después de una generación FV, absorbiendo los picos más baratos, no sólo al final de la generación, como se pensaba inicialmente.

En el segundo escenario, en el cual se simula el acople del conjunto FV+BESS a una central térmica, se observa que, de igual manera que en el Caso 2, la batería y, en mayor medida, la instalación FV, aligera la carga de la turbina, si bien es función directa de las horas de irradiación. Se puede corroborar que en semanas estivales hay menos trabajo de la turbina gracias al apoyo que ofrece la planta solar y la batería.

Más importante es la retribución que resulta de sustituir parte de la energía entregada por la turbina, solamente por los derechos de emisión de contaminantes que se ahorran. Se puede comprobar que, acoplando el sistema FV+BESS a la central, se amortiza un año antes la inversión. Como se ha mencionado, el precio del CO₂ aumenta considerablemente mes a mes, y es el motivo por el cual compensa sustituir potencia con combustible fósil por energía limpia en este último caso, además de contribuir con el medioambiente reduciendo las emisiones de contaminantes a la atmósfera.

17. Futuras líneas de investigación

Cualquier trabajo de investigación desarrollado con un mínimo de interés y motivación personal contribuye a esclarecer y despejar incógnitas sobre el tema tratado, si bien genera nuevas cuestiones a tratar y puede abrir nuevas vías de trabajo. Se presentan en este apartado alguna de las ideas que surgieron durante el desarrollo de la presente investigación, que pudieran ser objeto de interés.

En relación con la regulación secundaria, para que se puedan llevar a cabo con éxito los cálculos mostrados en el Caso2, surge una gran necesidad de conocer la demanda en tiempo real, algo que puede convertirse en un auténtico reto. Al tratarse de algo tan impredecible, resulta casi imposible pensar que se pueda conocer las subidas o bajadas de carga con tan poco margen de tiempo.

Otra interesante línea de trabajo podría ser la modelización electrónica, mediante un PID o similar, del algoritmo generado en la presente investigación sobre la regulación de la carga de la turbina en función de puntos siguientes de demanda.

También resultaría interesante, y abarcaría un estudio completo, una modelización mediante software de cálculo, como Matlab, del complejo entresijo que supone la regulación secundaria, sus fórmulas y ecuaciones que describen su funcionamiento, recogidos en los Procedimientos de Operación de REE.

Respecto al mercado eléctrico, resulta imprescindible para una instalación de acumulación, saber cuándo se puede cargar la batería y cuando se puede inyectar energía a la red. Por tanto, otra línea de investigación que pudiera despertar interés sería el estudio del mercado eléctrico peninsular, y una previsión de cuándo se puede empezar a cargar y descargar energía en función del precio.

Parece factible también investigar sobre nuevas y diferentes aplicaciones para BESS, y nuevos materiales para las baterías de ion-litio, de manera que puedan aguantar más ciclos de carga y descarga diarios, algo que supone un cuello de botella hoy en día en este tipo de tecnología.

18. Presupuesto

Recurso	Unidad	Cantidad	Tasa/ud	Total
Investigador	Hora	400	19	7.600,00 €
Material digital	Hora	400	5	2.000,00 €
Papelería	Paquete	3	3	9,00 €
Impresiones	Copia	50	0,015	0,75 €
Formación	Hora	15	20	300,00 €
Otros	-	-	-	
TOTAL				9.909,75 €

Tabla 18.1.-Presupuesto de la investigación

19. Bibliografía

19.1. DOCUMENTOS Y MANUALES

Manual interno de operación de la compañía

Manuales de funcionamiento de equipos propios de la compañía

Descripciones generales y detalladas sobre los equipos de la compañía

Documentación sobre el funcionamiento del mercado eléctrico, en servicio de regulación, propia de la compañía

Procedimientos de Operación (P.O.) de Red Eléctrica de España (REE). P.O. 7.- Servicio de Regulación

Apuntes de la asignatura Tecnología Energética 1º de Máster en Ingeniería Industrial

Apuntes de la asignatura Centrales Térmicas 2º de Máster en Ingeniería Industrial, en su especialidad Energías.

Apuntes de la asignatura Electrónica de Potencia 4º de Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales

Manual teórico sobre el software de simulación de instalaciones fotovoltaicas PVSYST

Documentación técnica sobre baterías ion-litio proporcionada por el proveedor

Documentación técnica sobre el panel solar **YGE 72 CELL SERIES 2**

Documentación técnica sobre el inversor **PVS800-57-1000kW-C**

19.2. PÁGINAS WEB

Omie REE mercado eléctrico español (2019) disponible en:
<http://www.omie.es/reports/>

Precios regulación secundaria REE (2019) disponible en: <https://www.esios.ree.es/es>

Precios CO₂ según SENDECO₂ (2019) disponible en:
<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

Artículo El País online (2018) disponible en:
https://cincodias.elpais.com/cincodias/2018/10/25/companias/1540467010_082300.html

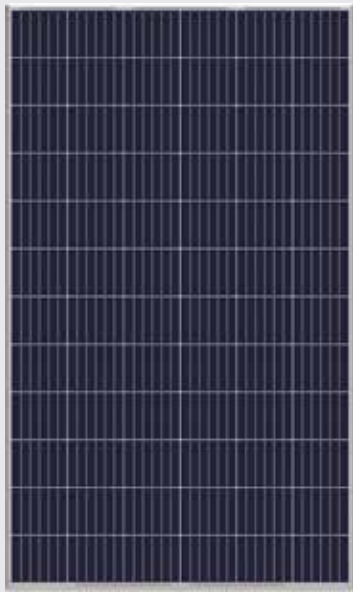
Blog sobre baterías ion-litio Ignacio Mártil (2019) disponible en:
<https://blogs.cdecomunicacion.es/ignacio/2019/02/21/funcionamiento-de-bateria-de-ion-litio/>

Blog sobre funcionamiento batería ion-litio (2018) disponible en:
<http://247tecno.com/baterias-de-litio/>

Blog sobre seguidores MPPT (2018) disponible en:
<https://www.efimarket.com/blog/diferencia-entre-inversores-mppt-y-pwm/>

20. Documentación técnica

**YGE
72 CELL
SERIES 2**

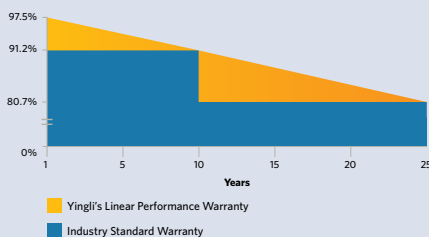


18.5%
CELL EFFICIENCY

10 YEAR
PRODUCT WARRANTY

0-5W
POWER TOLERANCE

25 Years Linear Warranty



**PROVEN
PERFORMANCE
AND VERSATILITY**

Independently tested for proven product quality and long-term reliability. Millions of PV systems installed worldwide demonstrate Yingli’s industry leadership.



Durability

Durable PV modules, independently tested for harsh environmental conditions such as exposure to salt mist, ammonia and known PID risk factors.



Advanced Glass

Our high-transmission glass features a unique anti-reflective coating that directs more light on the solar cells, resulting in a higher energy yield.



Extended Size

Our large-format module facilitates system-level cost savings through reduced handling and installation times.



PID Resistant

Tested in accordance to the standard IEC 62804, our PV modules have demonstrated resistance against PID (Potential Induced Degradation), which translates to security for your investment.

Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE: YGE), known as “Yingli Solar,” is one of the world’s leading solar panel manufacturers with the mission to provide affordable green energy for all. Yingli Solar makes solar power possible for communities everywhere by using our global manufacturing and logistics expertise to address unique local challenges.

YGE 72 CELL SERIES 2

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)								
Module type	YLxxxP-35b (xxx=P _{max})							
Power output	P _{max}	W	330	325	320	315	310	305
Power output tolerances	ΔP _{max}	W	Q/+5					
Module efficiency	η _m	%	17.0	16.7	16.5	16.2	15.9	15.7
Voltage at P _{max}	V _{mpp}	V	37.4	37.3	37.0	36.8	36.3	36.1
Current at P _{max}	I _{mp}	A	8.84	8.72	8.64	8.56	8.53	8.45
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	46.4	46.3	46.0	45.7	45.6	45.4
Short-circuit current	I _{sc}	A	9.29	9.24	9.18	9.12	8.99	8.93

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C module temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)								
Power output	P _{max}	W	240.7	237.1	233.4	229.8	226.1	222.5
Voltage at P _{max}	V _{mpp}	V	34.0	34.0	33.8	33.6	33.1	32.9
Current at P _{max}	I _{mp}	A	7.07	6.98	6.91	6.85	6.82	6.76
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	42.8	42.8	42.5	42.2	42.1	41.9
Short-circuit current	I _{sc}	A	7.51	7.47	7.42	7.37	7.27	7.22

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperature coefficient of V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.32
Temperature coefficient of I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.05

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	72 / multicrystalline silicon / 156.75mm X 156.75mm (+/- 0.25) / 4 or 5
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (protection degree)	≥ IP67
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP68 or YT08-1S / IP67 or Amphenol H4 / IP68 or Forsol SIKE4 / IP68 or Renhe RH05-6 / IP67

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



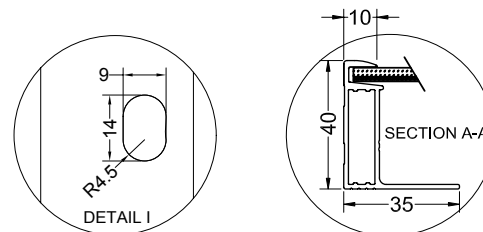
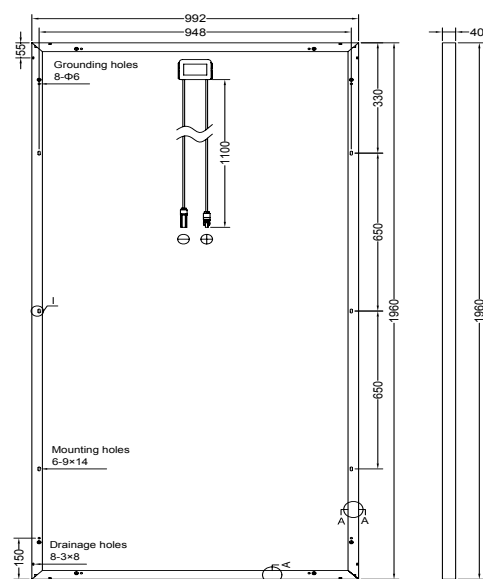
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1960mm / 992mm / 40mm
Weight	22kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	24
Packaging box dimensions (L / W / H)	1995mm / 1145mm / 1170mm
Box weight	616kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing and operating Yingli Solar modules.

Yingli Partners:

Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.

service@yingli.com

Tel: +86-312-2188055

YINGLISOLAR.COM



INVERSORES SOLARES

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



01

01 Inversor central
ABB, PVS800

Plataforma de inversor líder del mercado

Los inversores solares ABB han sido desarrollados sobre la base de décadas de experiencia en la industria y una probada plataforma tecnológica. La experiencia práctica incomparable de nuestra empresa, líder tecnológico y del mercado mundial en convertidores de CA y CC de velocidad variable, es el sello de la nueva gama de inversores solares.

Los inversores, basados en la exitosa plataforma de convertidores industriales de ABB – los convertidores industriales más utilizados en el mercado – son la forma más eficiente y rentable de convertir la corriente continua generada por los módulos solares en corriente alterna de alta calidad, sin generación de CO₂ y lista para ser inyectada en la red.

Los inversores solares centrales ABB elevan la fiabilidad, eficiencia y facilidad de instalación hasta un nuevo nivel. Estos inversores están dirigidos a integradores de sistemas y usuarios finales que precisen inversores solares de alto rendimiento para plantas de energía fotovoltaica de gran superficie. Los inversores están optimizados para centrales eléctricas rentables de varios megavatios.

Inversores solares de ABB

Los inversores centrales ABB son idóneos para grandes instalaciones fotovoltaicas pero también son adecuadas para centrales eléctricas de gran tamaño instaladas en edificios comerciales o industriales. Gracias a su alto rendimiento, componentes contrastados, un diseño compacto y modular y una serie de servicios durante todo el ciclo de vida del producto, los inversores centrales ABB garantizan una amortización rápida de la inversión.

Principales características

- Alta eficiencia
- Diseño modular y compacto
- Amplia protección de los lados de CC y CA
- Total funcionalidad de soporte de red
- Instalación rápida y sencilla
- Gama completa de opciones para la transmisión de datos de tipo industrial, incluida la monitorización remota
- Servicio durante el ciclo de vida del producto a través de la amplia red de servicio global de ABB

—
02

Maximiza rendimiento sin perder un vatio

—
02 Una vista desde la estación PVS800-IS del inversor ABB, que aloja dos inversores centrales PVS800.

Máxima energía e ingresos por inyección a la red

Los inversores centrales ABB hacen gala de un alto rendimiento. Con un control optimizado y preciso del sistema y un algoritmo de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT), se asegura que los módulos solares entreguen la máxima cantidad de energía a la red eléctrica. Esto hace que los usuarios finales obtengan los máximos ingresos posibles por la inyección subvencionada a red.

Componentes ABB contrastados

Los inversores están provistos de componentes ABB contrastados, con un expediente intachable por su excelente rendimiento en aplicaciones exigentes y entornos duros. Estos inversores, dotados de una amplia protección eléctrica y mecánica, se han diseñado para proporcionar una vida útil prolongada y fiable durante un mínimo de 20 años.

Diseño compacto y modular

Los inversores se han diseñado pensando en una instalación rápida y sencilla. El diseño industrial y la plataforma modular ofrecen una amplia gama de opciones, como la monitorización remota, la conexión del bus de campo y los armarios de CC modulares y flexibles. El armario de CC integrado ahorra espacio y dinero. Los tiempos de entrega de los inversores, fabricados a medida y configurados conforme a las necesidades de los usuarios, son reducidos.

Conectividad efectiva a la red de distribución

Los inversores centrales ABB forman parte de una gama de inversores solares sin transformador que permite a los integradores de sistemas diseñar la planta fotovoltaica usando una óptima combinación de inversores de distintos tamaños y la conexión adecuada a la red. Los inversores se conectan a la red de distribución de media tensión (MV) bien centralmente bien de forma distribuida, dependiendo de la posición de la conexión a la red y del tamaño y la forma de la planta.

Características avanzadas de soporte de red

El software del inversor central ABB incluye todas las características de monitorización y soporte de red más recientes, como la limitación de potencia activa, los huecos de tensión (LVRT) con alimentación de corriente y el control de potencia reactiva. Se puede limitar la salida de potencia reactiva y activa usando una fuente externa. La potencia activa también se puede limitar automáticamente como una función de frecuencia de red.

Todas las características de soporte de red son parametrizables, lo que permite un ajuste sencillo según los requisitos de servicios locales. Además, los inversores centrales ABB son capaces de soportar la estabilidad de la red de noche, proporcionando potencia reactiva con la entrada de CC desconectada.

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



Alto rendimiento total

- Alta eficiencia
- Bajo consumo de potencia auxiliar
- Seguimiento del punto de potencia máxima eficiente
- Larga y fiable vida útil de, al menos, 20 años

Funcionalidad de soporte de red completa

- Compensación de potencia reactiva también durante la noche
- Limitación de potencia activa
- Huecos de tensión con alimentación de corriente

Compatibilidad de código de red

- Amplio cumplimiento del código de red del país en cuestión
- Capacidad de adaptación a varios requisitos de servicio locales

Soporte y servicio durante el ciclo de vida

- Amplia red de servicio global de ABB
- Ampliaciones de garantía
- Contratos de servicio
- Servicio técnico durante la vida útil del producto

Diseño modular industrial

- Diseño de producto compacto y de fácil mantenimiento
- Instalación rápida y sencilla
- Armario de entrada de CC flexible e integrado

Amplia protección

- Amplia protección de los lados de CC y CA con filtros, protección contra sobretensiones y fusibles integrados
- Seguridad y fiabilidad aumentadas con contactores en los lados de CC y CA
- Alta protección contra sobretensiones

Tecnología contrastada

- Desarrollado sobre la base de plataforma ABB, líder tecnológico del mercado mundial en convertidores de CA y CC de velocidad variable

Amplias opciones de comunicación

- Gama completa de opciones de comunicación de datos industriales
- Protocolo de Ethernet/Internet
- Monitorización remota

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Entrada (CC)				
Rango de tensión CC, mpp (U_{CC})	450 a 825 V	525 a 825 V	525 a 825 V	600 a 850 V
Tensión CC máx. ($U_{CC,max}$)	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Intensidad CC máx. ($I_{CC,max}$) ¹⁾	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Número de entradas CC protegidas	4 a 15 (+/-)	4 a 15 (+/-)	8 a 20 (+/-)	8 a 20 (+/-)
Salida (CA)				
Potencia de salida CA nominal ($P_{CA,nom}$) ¹⁾	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Potencia de salida máx. ²⁾	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Potencia a $\cos\varphi = 0.95$ ¹⁾	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Intensidad nominal CA ($I_{CA,nom}$)	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Tensión nominal ($U_{CA,nom}$) ³⁾	300 V	350 V	350 V	400 V
Frecuencia de salida (f_{CA})	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsión armónica de la intensidad ⁴⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Estructura de la red ⁵⁾	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT
Rendimiento				
Rendimiento máx. ⁶⁾	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁶⁾	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Consumo de energía				
Consumo propio en funcionamiento	490 W	490 W	650 W	650 W
Consumo en modo de espera	65 W	65 W	65 W	65 W
Tensión auxiliar externa ⁷⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensiones y peso				
Anchura/Altura/Profundidad, mm	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Peso aprox. ⁸⁾	1800 kg	1800 kg	2320 kg	2320 kg

¹⁾ 630 kW a 45 C. 500, 875 y 1000 kW a 50C.

²⁾ A 25C. Para más detalles consulte el manual del usuario.

³⁾ +/- 10%

⁴⁾ A potencia nominal

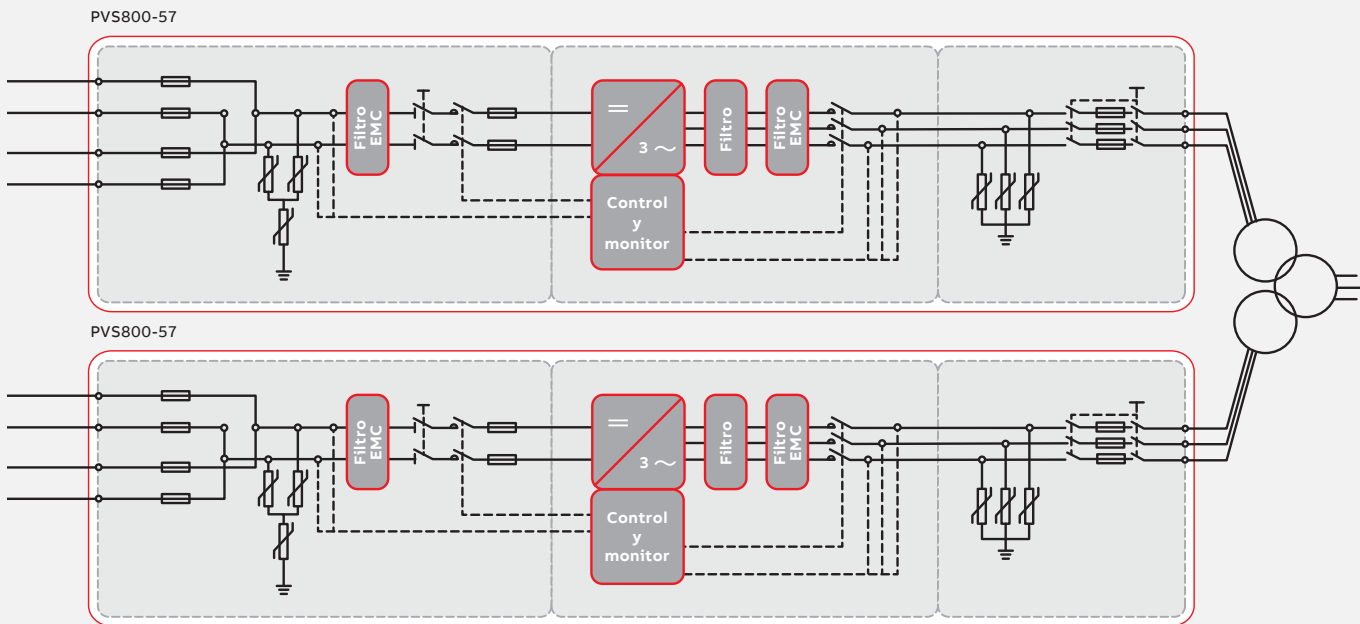
⁵⁾ En el lado del inversor es necesaria red tipo IT

⁶⁾ Rendimiento sin consumo auxiliar a mín U_{CC}

⁷⁾ Opcional a 115 V y 60 Hz

⁸⁾ Para el caso del mínimo número de entradas de CC posibles. Para más detalles consulte el manual del usuario.

Diseño y conexión a la red del inversor central ABB



Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Límites ambientales				
Categoría de protección	IP42	IP42	IP42	IP42
Rango de temperatura ambiente (potencia nom.) ⁹⁾	-15 a +50 °C	-15 a +45 °C	-15 a +50 °C	-15 a +50 °C
Temperatura ambiente máxima ¹⁰⁾	+55 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C
Humedad relativa (sin condensación)	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%
Altitud máxima sobre el nivel del mar ¹¹⁾	4000 m	4000 m	4000 m	4000 m
Nivel máximo de ruido ¹²⁾	75 dBA	75 dBA	75 dBA	75 dBA
Máximo flujo de aire de la sección del inversor	5000 m ³ /h	5000 m ³ /h	7950 m ³ /h	7950 m ³ /h
Protección				
Monitorización contra defecto a tierra ¹³⁾	Sí	Sí	Sí	Sí
Monitorización de red	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección anti-isla	Sí	Sí	Sí	Sí
Polaridad inversa de CC	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra cortocircuito y sobreintensidad de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra sobretensión y sobretemperatura de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
Interfaz de usuario y comunicaciones				
Interfaz local de usuario	Panel de control local ABB			
Entradas/Salidas analógicas	1/2	1/2	1/2	1/2
Entradas Digitales/Relé de salida	3/1	3/1	3/1	3/1
Conectividad de bus de campo	Modbus, PROFIBUS, EtherNet			
Cumplimiento de normativas del producto				
Seguridad y CEM	Conformidad CE de acuerdo con las Directivas de Baja Tensión y de CEM			
Certificaciones y aprobaciones ¹⁴⁾	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, P.O. 12.3, BDEW, GOST, AS, ZA			
Soporte de red y funciones de red	Compensación de la potencia reactiva ¹⁵⁾ , Reducción de potencia, LVRT, HVRT, Protección anti-isla			

⁹⁾ No se permite escarcha. Puede requerirse calefacción del armario.

¹⁰⁾ Reducción de potencia por encima de los 40 °C/45 °C

¹¹⁾ Reducción de potencia por encima de los 1000 m

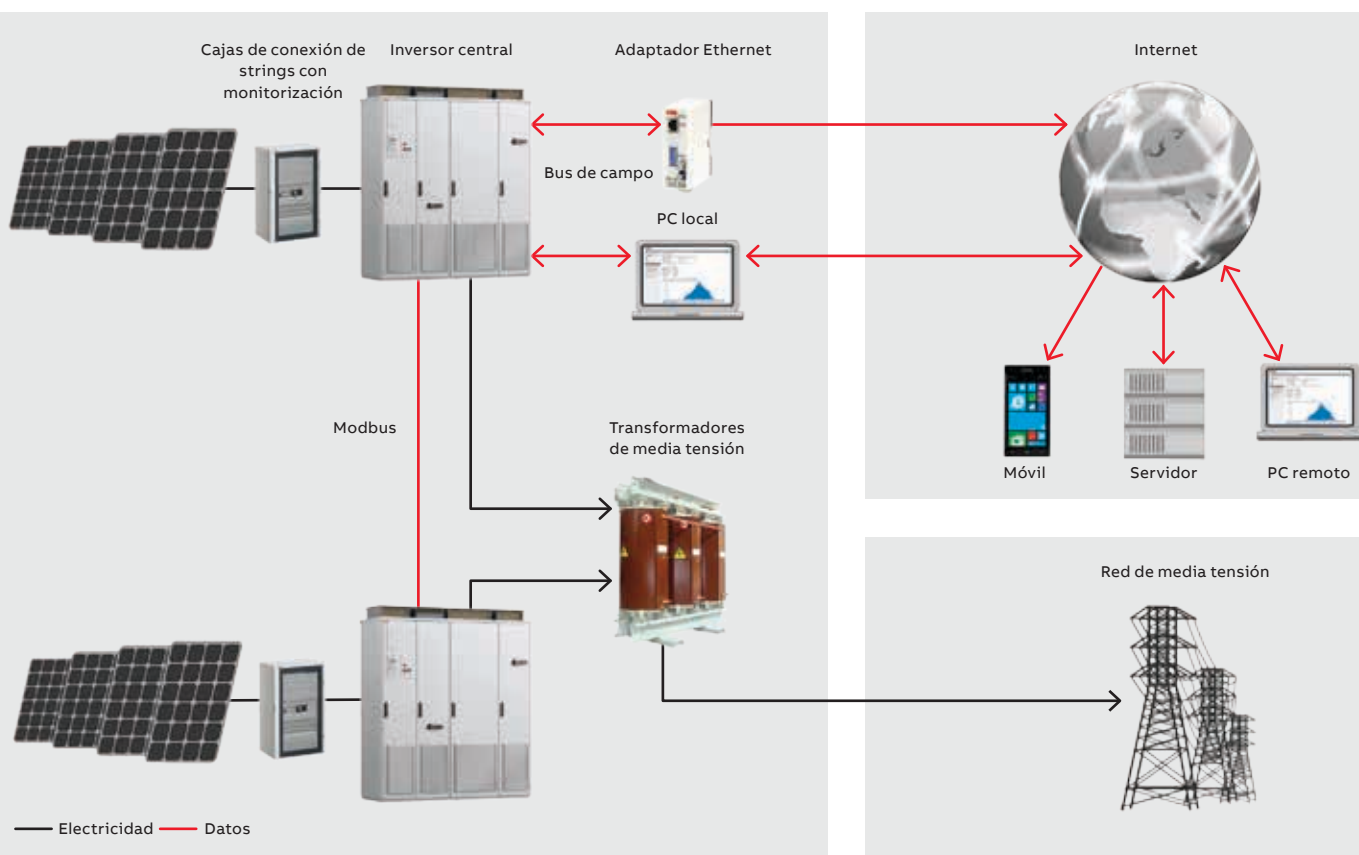
¹²⁾ A potencia parcial típicamente <70 dBA

¹³⁾ Opcional

¹⁴⁾ Para más información, por favor, contactar con ABB

¹⁵⁾ También durante la noche

Esquema de transmisión de datos del inversor central ABB



Opciones

- Solución flexible para la extensión de entradas de CC mediante armarios integrados
- Calefacción de los armarios
- Ampliaciones de E/S
- Conexión a tierra del polo positivo o negativo del generador de CC
- Conexiones Fieldbus y Ethernet
- Medida de intensidad de cada entrada de CC
- Ampliaciones de garantía
- Contrato de Servicio de mantenimiento

Accesorios

- Cajas de conexión de strings con monitorización
- Soluciones para la monitorización remota

Asistencia y servicio

ABB presta asistencia a sus clientes con una red de servicio dedicada en más de 60 países y ofrece una amplia gama de servicios para el ciclo completo de vida del producto, desde la instalación y la puesta en marcha al mantenimiento preventivo, los recambios, reparaciones y reciclaje.

Para obtener más información póngase en contacto con su representante ABB local o visite la web:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.es

Nos reservamos el derecho de realizar cambios técnicos o modificar el contenido de este documento sin previo aviso. En relación a las solicitudes de compra, prevalecen los detalles acordados. ABB no acepta ninguna responsabilidad por cualquier error potencial o posible falta de información de este documento.

Nos reservamos los derechos de este documento, los temas que incluye y las ilustraciones que contiene. Cualquier reproducción, comunicación a terceras partes o utilización del contenido total o parcial está prohibida sin consentimiento previo por escrito de ABB. Copyright© 2017 ABB Todos los derechos reservados

