

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía a Plantas Fotovoltaicas

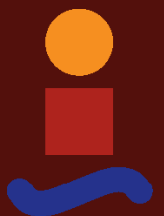
Autor: Ángel Bonetón Cotrina

Tutores: Alejandro Marano Marcolini

Manuel Barragán Villarejo

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía a Plantas Fotovoltaicas

Autor:

Ángel Bonetón Cotrina

Tutores:

Alejandro Marano Marcolini

Manuel Barragán Villarejo

Profesor Contratado Doctor

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Trabajo Fin de Grado: Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía a Plantas
Fotovoltaicas

Autor: Ángel Bonetón Cotrina
Tutor: Alejandro Marano Marcolini
Manuel Barragán Villarejo

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Quería aprovechar estas líneas para agradecer a mis padres, mi hermana y mi tía todo lo que han hecho para que pueda llegar hasta aquí. Sin vosotros esto no sería posible.

A Marta por su cariño y comprensión.

A mis amigos por apoyarme.

A mis tutores por su empeño y dedicación.

Resumen

La finalidad de este proyecto es estudiar la viabilidad de incorporar un sistema de almacenamiento de energía (SAE) a una planta fotovoltaica con el objetivo de aumentar el beneficio trasladando la venta de la energía producida en determinadas horas del día a otras en las que el precio de la energía sea superior.

En primer lugar, tras revisar la legislación a la que se adecuará el proyecto, es necesario seleccionar un parque para su estudio. Esta decisión se toma en base a una potencia mínima requerida, su ubicación geográfica o la disponibilidad de terreno adyacente para ubicar la nueva instalación, entre otros criterios.

Una vez encontrado un parque que cumpla con las características establecidas, es necesario modular sus paneles y las conexiones entre estos. Con este modelo y los valores de la temperatura e irradiancia horarios del parque se obtiene la producción horaria detallada del mismo.

El sistema de almacenamiento se elegirá en función de las ventajas y desventajas de las tecnologías de almacenamiento disponibles. Para ello se comparan estas tecnologías buscando aquella que más se adecue a las características del parque.

Para finalizar, se describen las ecuaciones que modelan el funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía que se quiere incorporar al parque. Este modelo se implementa en GAMS para conocer el tamaño óptimo de la instalación de almacenamiento o el precio máximo permisible para la instalación a la cual se le estiman 10 años de vida útil.

Abstract

The aim of this project is to study the viability of incorporating an energy storage system to a photovoltaic plant. The objective of this implementation is to increase profits, transferring the sale of the energy produced at certain times of day to others in which the price of energy is higher.

First of all, after reviewing the legislation to which the project will be adjusted, it is necessary to select a photovoltaic farm to be studied. This decision is made based on criteria such as the minimum power required, the geographical location of the power plant or the availability of nearby land to locate the new installation.

Once it is found a photovoltaic park with the preestablished characteristics, it is needed to modulate its panels and the connections between them. With this model and the hourly values of temperature and irradiance of the power farm, it is possible to obtain the hourly production of the facility.

The selection of the energy storage system will be done according to the advantages and disadvantages of the storage technologies available. To this aim, these technologies are compared, looking for the one which can be more suitable to the characteristics of the park.

To finish, the equations that model the functioning of the energy storage system, which is wanted to be incorporated into the photovoltaic plant, are described. This concept is implemented in GAMS in order to know the optimal size of the storage installation or the maximum price allowed for the infrastructure, which is estimated around 10 years of useful life.

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice de Figuras</i>	IX
<i>Índice de Tablas</i>	XI
1 Introducción y Objetivos	1
2 Configuración de la Planta de Estudio	5
2.1 Parque fotovoltaico	5
2.1.1 Selección del parque	5
El Coronil I	5
El Coronil II	5
2.1.2 Tipos de paneles	7
2.1.3 Configuración del parque	9
El Coronil I	9
El Coronil II	10
2.1.4 Curvas de temperatura e irradiancia	12
El Coronil I	12
El Coronil II	12
2.2 Sistema de Almacenamiento	13
2.2.1 Tecnologías de almacenamiento	14
Supercondensadores	14
Volantes de inercia	14
Baterías	14
2.2.2 Elección del SAE	15
Powerpack (Tesla)	15
Containerized ESS (BYD)	15
3 Gestión del ESS.	17
3.1 Descripción del programa GAMS	17
3.2 Modelo: Tamaño óptimo del SAE	17
3.3 Modelo: Tamaño óptimo del parque fotovoltaico	19
3.4 Modelo: Precio máximo admisible del SAE	20
4 Resultados de la Simulación	23

4.1	Resultados sin SAE	23
4.2	Resultados con SAE	25
5	Conclusiones y Futuros Trabajos	29
	<i>Bibliografía</i>	31

Índice de Figuras

1.1	Integración de renovables sobre la demanda. Fuente: REE	1
1.2	Generación de energía eléctrica en España, febrero 2018. Fuente: REE	2
1.3	Curva de demanda 04/05/2018. Fuente: REE	2
2.1	Parque fotovoltaico El Coronil	6
2.2	El Coronil I	6
2.3	El Coronil II	7
2.4	Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico	8
2.5	Curva I-V de los paneles de la planta El Coronil I	10
2.6	Curva P-V de los paneles de la planta El Coronil I	10
2.7	Curva I-V de los paneles de la planta El Coronil II	11
2.8	Curva P-V de los paneles de la planta El Coronil II	11
2.9	Irradiancia media horaria en la planta El Coronil I	12
2.10	Temperatura media horaria en el parque El Coronil	13
2.11	Irradiancia media horaria en la planta El Coronil II	13
2.12	Topología del Containerized ESS Spec 40ft de 1.26MWh (BYD)	15
4.1	Producción planta El Coronil I por estaciones	23
4.2	Producción planta El Coronil II por estaciones	24
4.3	Producción parque fotovoltaico El Coronil y precio de la energía en el mercado eléctrico español (año 2016)	25
4.4	Precios horarios de la energía según la estación del año	26

Índice de Tablas

2.1	Características generales El Coronil I y II	7
2.2	Características eléctricas paneles	8
2.3	Parámetros del modelo eléctrico de un panel fotovoltaico	9
3.1	Parámetros del modelo (1)	18
3.2	Variables del modelo (1)	18
3.3	Parámetros del modelo (2)	19
3.4	Variables del modelo (2)	19
3.5	Parámetros del modelo (3)	21
3.6	Variables del modelo (3)	21
4.1	Ingresos, gastos y beneficio del parque según el tamaño del SAE instalado	26

1 Introducción y Objetivos

La integración de las energías renovables en la red eléctrica supone tanto una necesidad como un importante desafío para la operación del sistema eléctrico. En los últimos años en España se puede ver un resurgir de las energías renovables llegando a representar más del 17% del consumo final bruto de energía, el 33.8% de la producción total de la energía en 2017 y el 38.8% en febrero de 2018 como se puede apreciar en la Fig. 1.1 y la Fig. 1.2 estos datos, junto a una tendencia al alza de las inversiones y subastas en el sector de las energías renovables, son esperanzadores de cara a cumplir el Acuerdo de París contra el cambio climático, cuyo objetivo para 2020 es el 20% de renovables del consumo final de energía [1].

Para lograr una correcta integración hay que afrontar complicados retos que vienen dados por las características de las energías renovables, principalmente por su aleatoriedad. Este problema se acentúa más aún si se tiene en cuenta que la curva de la demanda en la Península, al igual que las fuentes de energía renovable, varía según la época del año, día de la semana u hora del día, como muestra la Fig. 1.3 [2].

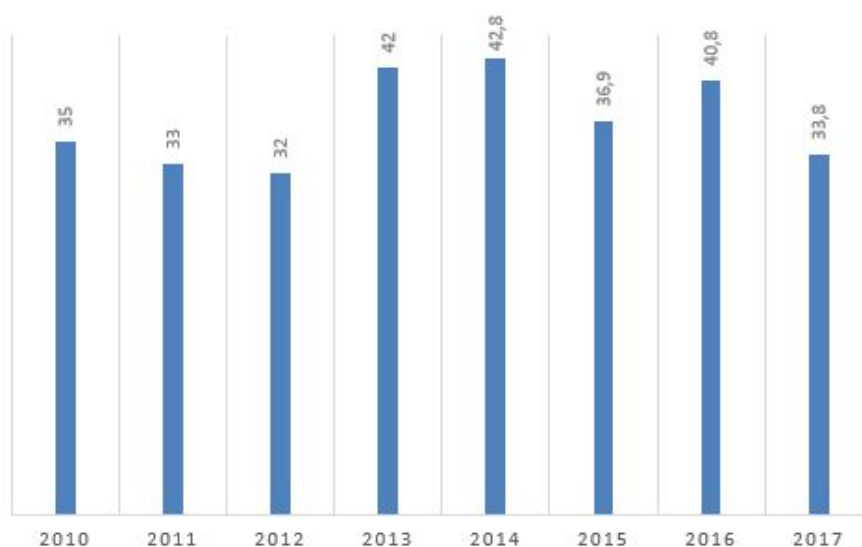


Figura 1.1 Integración de renovables sobre la demanda. Fuente: REE.

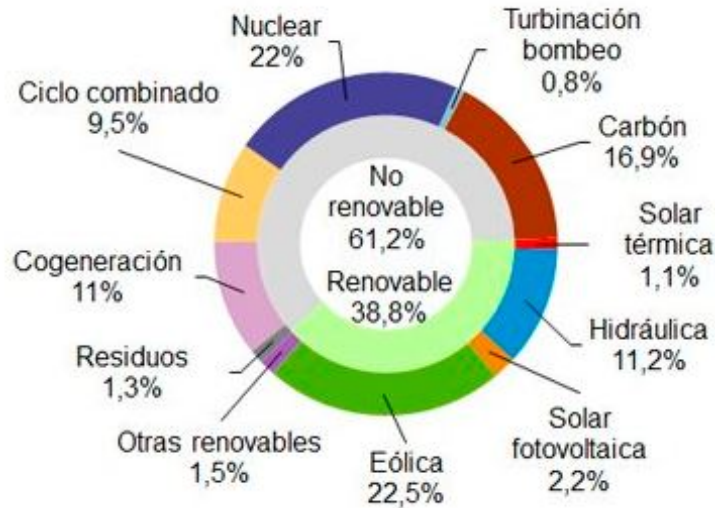


Figura 1.2 Generación de energía eléctrica en España, febrero 2018. Fuente: REE.

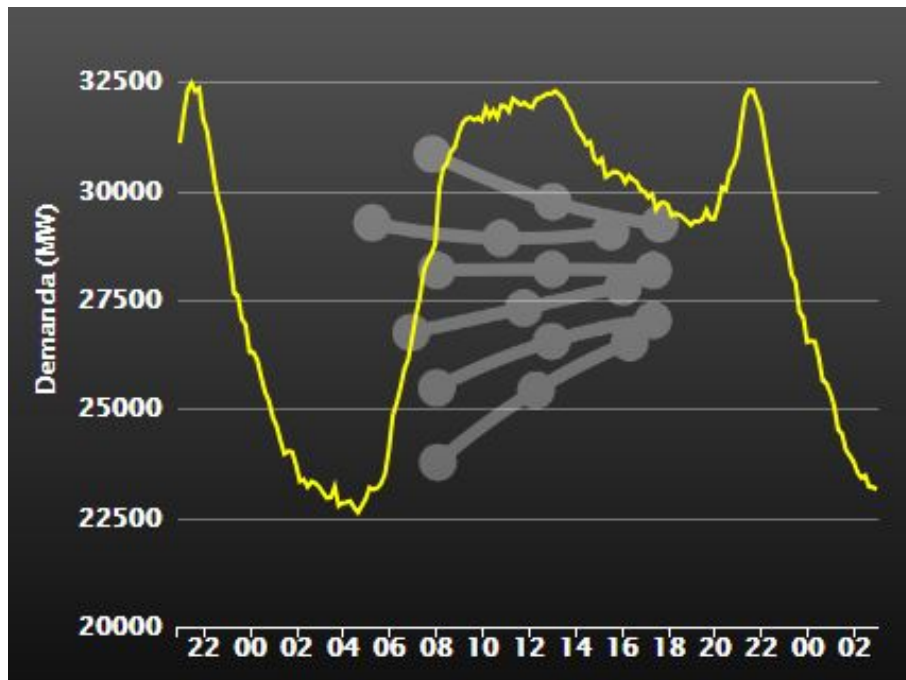


Figura 1.3 Curva de demanda 04/05/2018. Fuente: REE.

En vistas a una integración progresiva de renovables hasta lograr un 100% de estas en la producción de energía eléctrica, es necesario, entre otras cosas, mantener la cobertura de la demanda. Para ello se recurre a sistemas de almacenamiento de energía (SAE). Gracias al almacenamiento se puede cubrir la demanda almacenando el exceso de energía producida en las horas valle de la demanda y vertiéndola a la red cuando esta sea más necesaria, en las horas pico, o cuando las plantas de energía renovable no puedan producir (por ejemplo, por la noche en el caso de una planta fotovoltaica).

Pero este no sería el único objetivo de los sistemas de almacenamiento de energía. Gracias a ellos se puede almacenar energía en horas en la que sea barata y venderla cuando el precio sea mayor, se puede evitar desvíos en la energía acordada en el mercado diario, contribuir al control de tensión

de la red de transporte o en el control frecuencia-potencia del sistema eléctrico. Existen diferentes métodos de almacenamiento como las baterías, los supercondensadores o los volantes de inercia. En este trabajo se decidirá cuál seleccionar dependiendo de las características y de cómo se adaptan a las necesidades de la instalación.

En este trabajo se estudiará la viabilidad de incorporar un SAE a un parque fotovoltaico con el objetivo de maximizar los beneficios obtenidos por la venta de energía. Para ello se analizará cuál es la gestión óptima de los ciclos de carga y descarga del SAE atendiendo a diferentes variables como precios de la energía, precio del SAE, curva de generación del parque, etc.

2 Configuración de la Planta de Estudio

En este capítulo se dará a conocer la información relativa a la planta que se va a analizar, tanto la distribución y características del parque seleccionado como del sistema de almacenamiento que se ha decidido implementar.

2.1 Parque fotovoltaico

2.1.1 Selección del parque

Para la elección del parque fotovoltaico a analizar en este trabajo se han considerado diferentes factores. Se busca una planta de una elevada potencia, superior a 20 MW, además debe disponer de un terreno amplio a su alrededor en el que se pueda ubicar la nueva instalación a efectos de evitar un sobrecoste con la adquisición de terreno. También es un factor a tener en cuenta que la información del parque elegido relativa a tipología de paneles o producción del mismo sea accesible ya que posteriormente será necesaria para crear un modelo del parque sobre el que trabajar. Por último, se priorizará que el parque se ubique en la provincia de Sevilla, o en su defecto, en Andalucía.

Tras descartar varias opciones, los parques candidatos son:

- Planta fotovoltaica de Lucainena de las Torres. Un parque situado en Almería con una potencia pico de 23.2 MW
- Parque El Coronil. Situado en la población de El Coronil (Sevilla) con una potencia pico de 21 MW.
- Huerta solar Las Gabias. Ubicada en Granada con una potencia máxima de 18 MW.

Finalmente, debido a que la Huerta solar Las Gabias no cumple el requisito de potencia mínima, y que la información comentada anteriormente sobre la Planta fotovoltaica de Lucainena de las Torres no es accesible, el parque seleccionado para el estudio es El Coronil (Fig. 2.1).

Este parque fotovoltaico de 100 HA y 21 MWp de Potencia se divide en dos plantas diferenciadas:

El Coronil I

Esta planta ocupa la mayor parte del parque, un total de 70 HA, y cuenta con paneles seguidores de doble eje, lo que permite un aumento de entre un 30% y un 45% del rendimiento energético, produciendo 20 GWh/año con una potencia pico de 10.8 MWp .

El Coronil II

Esta planta tiene una extensión de 22 Ha y cuenta con paneles fijos. Su producción anual de energía es de 16 GWh con una potencia pico de 10.2 MWp.



Figura 2.1 Parque fotovoltaico El Coronil.



Figura 2.2 El Coronil I.

Gracias a la diferencia entre los paneles de doble eje que forman la planta El Coronil I y los paneles fijos de El Coronil II, con la elección de este parque se podrá comparar la diferencia en el rendimiento de los dos tipos de fijación de los paneles con datos reales de radiación y temperatura.

En la tabla 2.1 se muestran las características generales de ambas plantas. En ella queda de manifiesto la primera diferencia entre paneles fijos y seguidores de doble eje: el espacio requerido para la instalación de un panel seguidor es mayor que la que necesita uno fijo. En una extensión de terreno más de seis veces mayor, la planta El Coronil I cuenta con 1.500 paneles menos que El Coronil II, pero esta diferencia la compensa con un mayor rendimiento, obteniendo así un cuarto más de producción de energía al año que El Coronil II pese a contar con menos paneles.



Figura 2.3 El Coronil II.

Tabla 2.1 Características generales El Coronil I y II.

EL Coronil I	El Coronil II
70 HA	22 Ha
51794 paneles seguidores doble eje	53206 paneles eje fijo
10.8 MWp	10.2 MWp
20 GWh/año	16 GWh/año

2.1.2 Tipos de paneles

Se ha desarrollado un modelo en Matlab Simulink con el que poder obtener la potencia producida por los paneles del parque. Para ello se necesitan las características eléctricas de los módulos solares policristalinos AS-6P30 [3]. Se han elegido estos paneles ya que son una opción actual compatible con las especificaciones que presentan los paneles montados en el parque, instalados en 2008.

Este modelo que se ha diseñado de los paneles se empleará también para simular la producción del parque al completo, por lo que se incluyen en él las conexiones en serie (N_{ser}) y paralelo (N_{par}) entre los paneles. Para la producción de un solo panel el valor de estos dos parámetros será la unidad.

Las características eléctricas de los paneles se muestran en la tabla 2.2. En ella se aprecia una nueva diferencia entre paneles seguidores y fijos. Debido a su mayor rendimiento, aunque los paneles seguidores de El Coronil I pueden proporcionar menos potencia máxima que los paneles fijos de El Coronil II, obtienen una mayor cantidad de energía a año.

Tabla 2.2 Características eléctricas paneles.

Parámetro	Coronil I	Coronil II
P_{max}	240 Wp	250Wp
V_{oc}	37.7 V	38.0 V
I_{sc}	8.57 A	8.75 A
R_s	0.1666 ohmios	0.153 ohmios
R_p	613.25 ohmios	663.25 ohmios

A partir del modelo eléctrico que se muestra en la Fig. 2.4 se extraerán las ecuaciones que darán forma al modelo de los paneles.

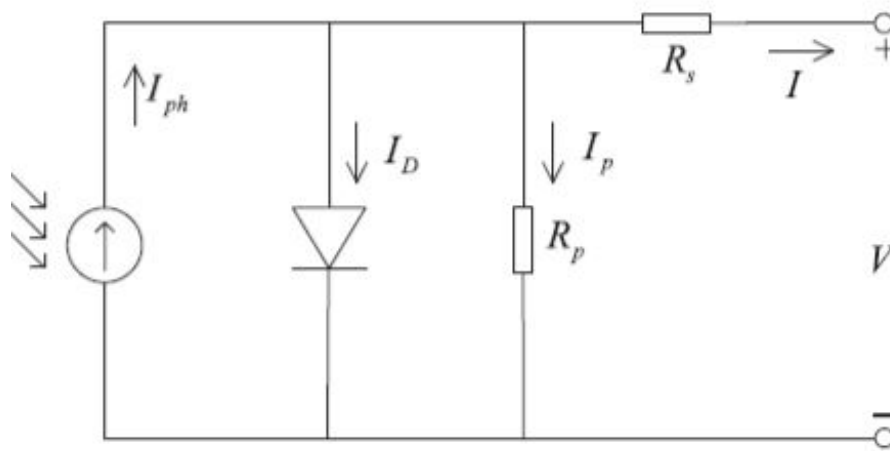


Figura 2.4 Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico.

La corriente de la célula fotovoltaica (I_{ph}), dependiente a la vez de la temperatura (T) y la irradiancia (G), se obtiene mediante la ecuación 2.1.

$$I_{ph} = [I_{sc} + k_i (T - 298)] \frac{G}{1000} \quad (2.1)$$

A partir de las ecuaciones 2.2 y 2.3 se obtiene $I_{0,ref}$, este cálculo debe hacerse a tiempo real ya que depende de la temperatura instantánea, además se necesitan datos eléctricos de los paneles como la tensión a circuito abierto V_{oc} o la corriente de cortocircuito I_{sc} .

$$I_{0,ref} = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{q \cdot V_{oc}}{n \cdot K \cdot T \cdot N_s}} - 1} \quad (2.2)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T}{298} \right)^3 e^{\left[\frac{q \cdot E_g \left(\frac{1}{298} - \frac{1}{T} \right)}{n \cdot K} \right]} \quad (2.3)$$

Para obtener la corriente que circula por la resistencia en paralelo se emplea la ecuación 2.4.

$$I_p = \frac{V + I \frac{R_s \cdot N_{ser}}{N_{par}}}{\frac{R_p \cdot N_{ser}}{N_{par}}} \quad (2.4)$$

Finalmente, con las magnitudes obtenidas previamente y mediante la ecuación 2.5 se calcula la corriente de salida del panel.

$$I = I_{ph} * N_{par} - I_0 * N_{par} \left[e^{\frac{q(V + I \frac{R_{ss} N_{ser}}{N_{par}})}{N_{ser} * K * T * n * N_s}} - 1 \right] - I_p \tag{2.5}$$

Por otra parte, la tensión (V) se obtiene aplicando una rampa en Simulink, siendo una entrada del modelo.

Con los valores de I y V se obtiene la potencia de salida del panel y por tanto el modelo de este, necesario para el análisis del parque fotovoltaico.

En la tabla 2.3 se pueden ver los valores de los parámetros que usaremos en las ecuaciones siguientes para implementar el modelo eléctrico de un panel fotovoltaico (Fig. 2.4) [4][5]

Tabla 2.3 Parámetros del modelo eléctrico de un panel fotovoltaico.

Símbolo	Definición	Unidad	Valor
E_g	Energía banda gap del semiconductor	eV	1.1
K	Constante de Boltzmann	J/K	$1.3806503 * 10^{-23}$
N_s	Número de células en serie	p.u.	60
q	Carga del electrón	C	$1.6 * 10^{-19}$
ki	Corriente de cortocircuito de una célula a 25°C y 1000 W/m ²	A/K	0.0032
n	Factor de idealidad del diodo	p.u.	1.3

Ejecutando el modelo explicado previamente con los datos de la tabla 2.2 y los valores de $T = 25^\circ C$ y $G = 1000 Wh/m^2$ se obtienen las curvas características I-V y P-V de los paneles de las plantas Coronil I (Fig. 2.5 y Fig. 2.6) y Coronil II (Fig. 2.7 y Fig. 2.8)

En las curvas I-V los valores de los cortes de la curva con los ejes X e Y son los parámetros V_{oc} e I_{sc} respectivamente, mientras que en las curvas P-V el máximo de esta es el valor de P_{max} y el corte con el eje X es nuevamente el valor de V_{oc} .

2.1.3 Configuración del parque

Una vez desarrollado el modelo que nos aporta la producción de un panel, necesitamos la distribución de estos para poder obtener la producción total del parque. Para ello necesitamos modelar cada una de las plantas según el número de paneles conectados en serie (Nser) y en paralelo (Npar).

El Coronil I

Para el modelado de esta planta de 11MW tomaremos cinco bloques de 2MW de potencia con dos convertidores de 1MW, y un bloque adicional de 1MW con un convertidor de la misma potencia. Para el cálculo de Nser y Npar usaremos la ecuación 2.6.

$$P_{convertidor} = V_{dc} * I_{dc} = N_{ser} * V_{oc} * I_{cc} * N_{par} \tag{2.6}$$

El resultado obtenido es:

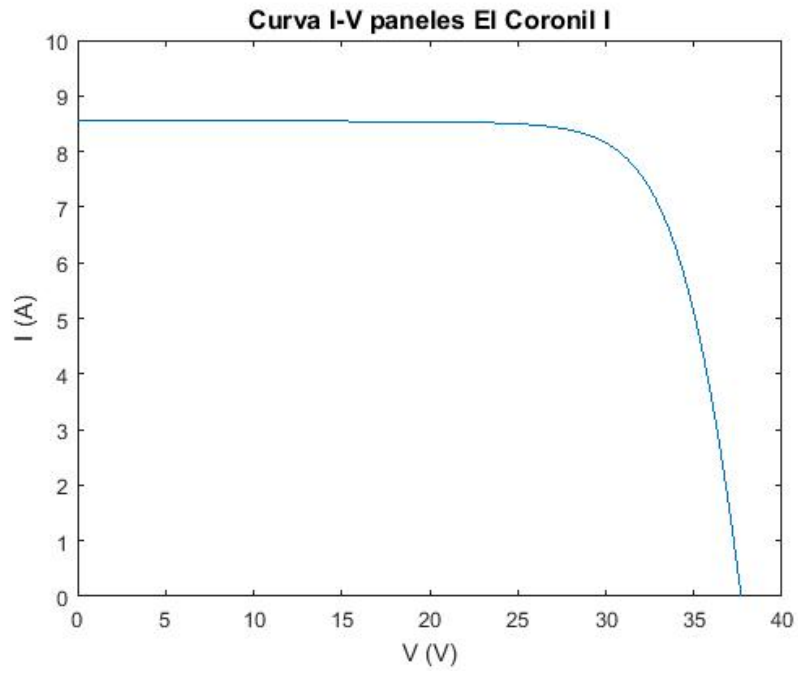


Figura 2.5 Curva I-V de los paneles de la planta El Coronil I.

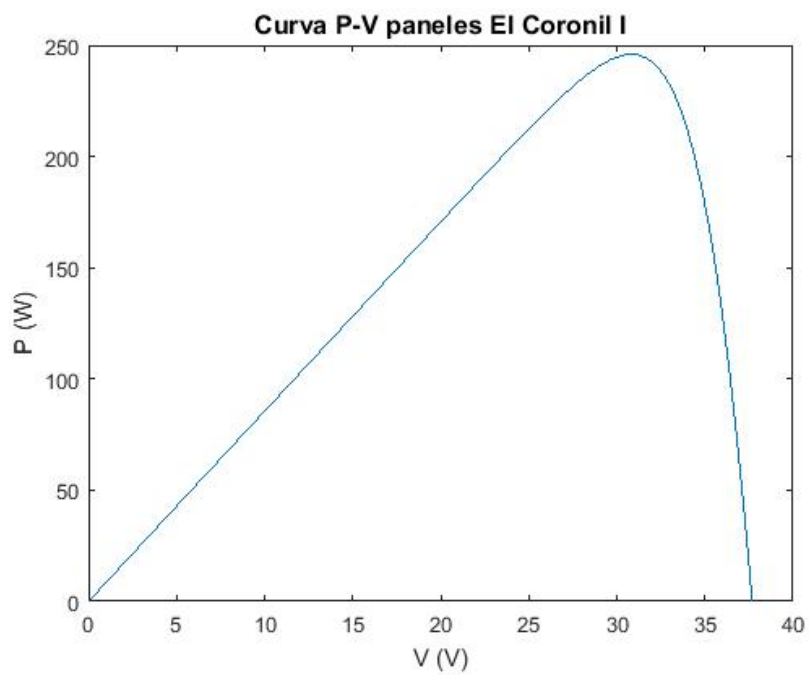


Figura 2.6 Curva P-V de los paneles de la planta El Coronil I.

- $N_{ser}=23$
- $N_{par}=235$

El Coronil II

La potencia de esta planta es de unos 10MW. Para su modelado la dividiremos en cinco bloques de 2MW con dos convertidores de 1MW cada uno.

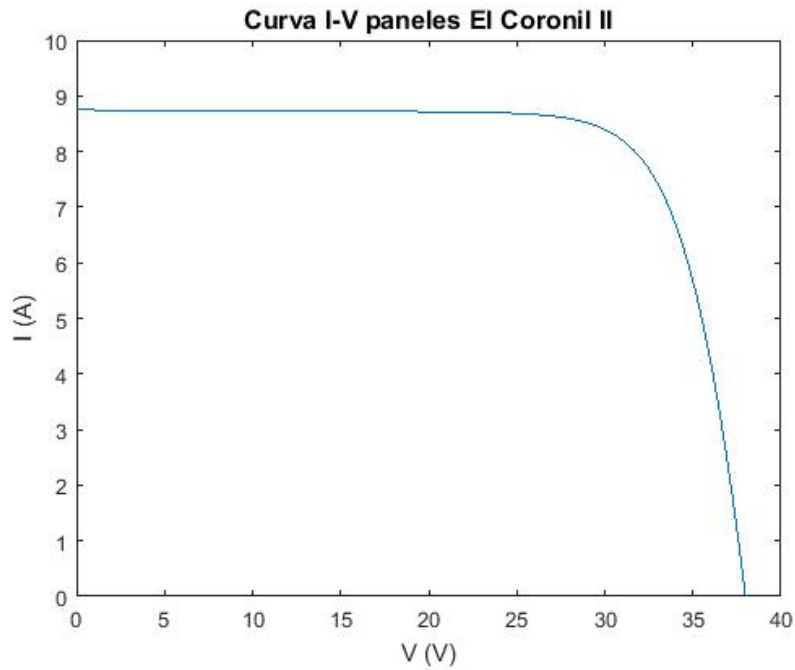


Figura 2.7 Curva I-V de los paneles de la planta El Coronil II.

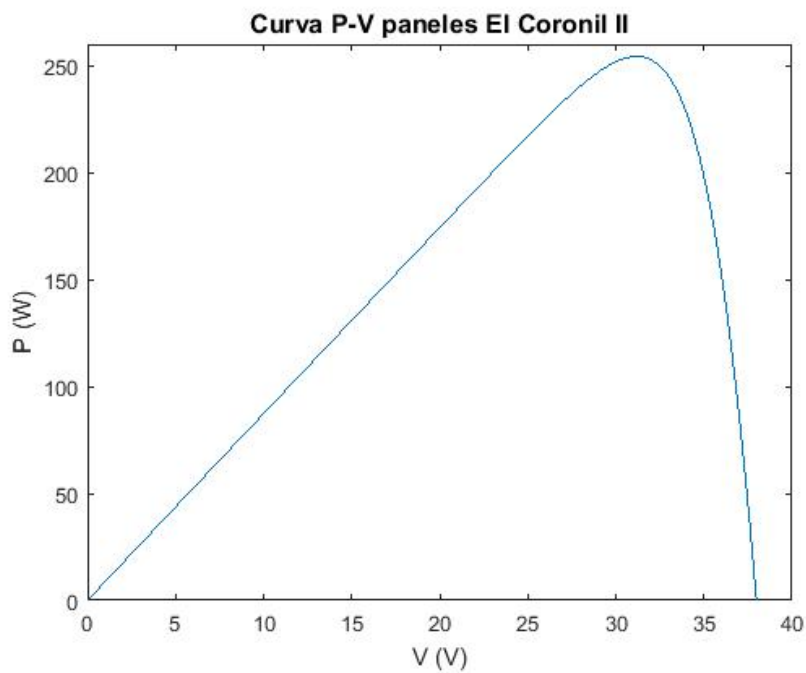


Figura 2.8 Curva P-V de los paneles de la planta El Coronil II.

De este modo, con las características eléctricas de los paneles que tenemos en la tabla 2.2 y aplicando la ecuación 2.6 obtenemos la siguiente distribución de la planta:

- Nser:20
- Npar:301

2.1.4 Curvas de temperatura e irradiancia

En este apartado se obtendrá la irradiancia [6] y la temperatura [7] en el parque El Coronil, datos con los que, junto al modelo de las placas fotovoltaicas del parque que se vieron anteriormente, obtendremos la producción de cada una de las plantas.

El Coronil I

En esta planta los paneles cuentan con seguidores de doble eje. Esto permite mantener los paneles perpendiculares al sol durante más tiempo, aumentando así la irradiancia incidente sobre estos y por tanto, aumentando la producción. El aumento de la producción de los paneles con seguidores de doble eje respecto a paneles fijos es entre un 30% y un 45%.

En la Fig. 2.9 se puede ver la irradiancia media horaria sobre esta planta en las diferentes estaciones del año. Se puede apreciar el efecto de los seguidores de doble eje en cómo la curva se aplana en las horas de mayor radiación solar diaria.

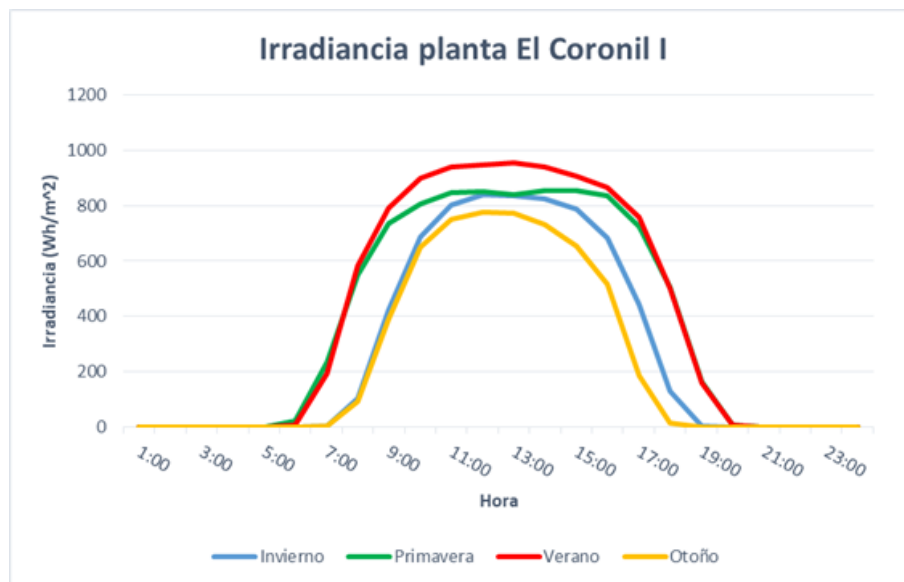


Figura 2.9 Irradiancia media horaria en la planta El Coronil I.

En la Fig. 2.10 se muestra la media de las temperaturas horarias según la estación del año. Se puede apreciar el gran rango de temperaturas que sufre la planta situada en la provincia de Sevilla, desde temperaturas que rondan los 40°C en verano hasta temperaturas de unos 0°C en invierno.

El Coronil II

En este caso se cuenta con paneles fijos. Para obtener la inclinación óptima de estos se ha empleado la ecuación (2.7) siendo la latitud de la planta 37.09036°. El β_{opt} resulta ser 31.45°.

$$\beta_{opt} = 0.85 * latitud \quad (2.7)$$

Los resultados que se obtienen de la irradiancia se muestran en la Fig. 2.11. En este caso al ser paneles fijos se ve cómo no se aprovecha la radiación solar tanto como en El Coronil I, obteniendo

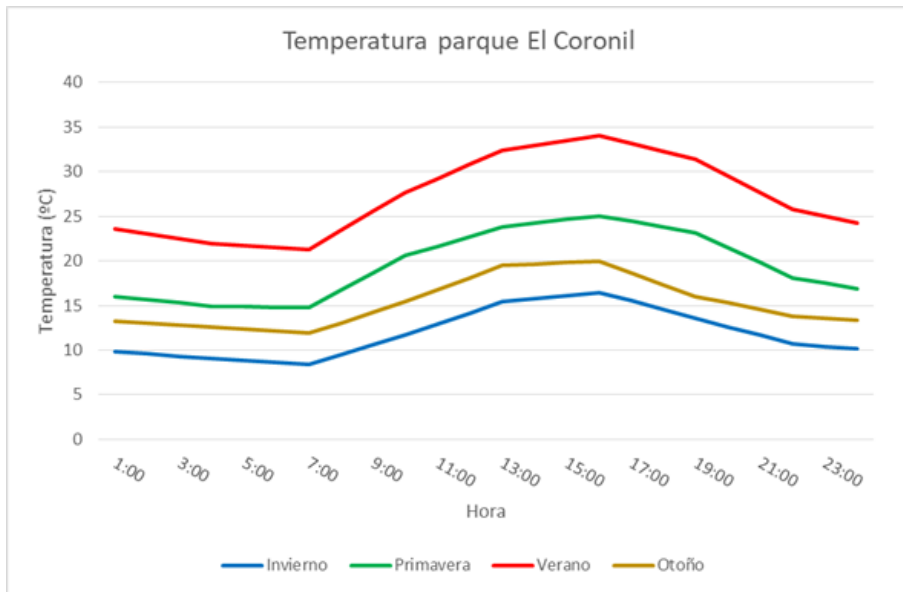


Figura 2.10 Temperatura media horaria en el parque El Coronil .

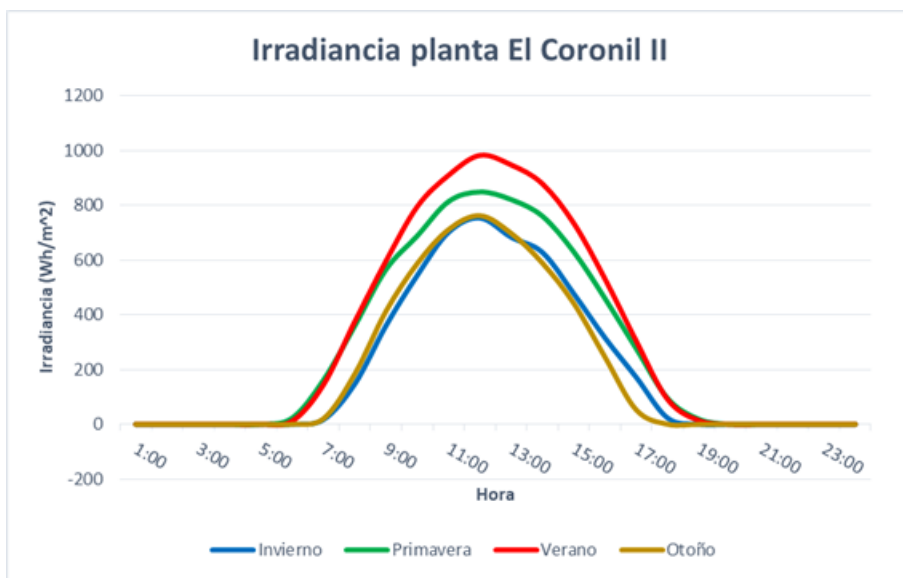


Figura 2.11 Irradiancia media horaria en la planta El Coronil II.

esta vez un pico de irradiación máximo en vez de una curva aplanada.

Las curvas horarias medias de temperatura son las mismas para las plantas El Coronil I y El Coronil II (Figura 2.10).

2.2 Sistema de Almacenamiento

Existen diferentes tecnologías de almacenamiento disponibles en la actualidad, A continuación se exponen algunas de ellas [8].

2.2.1 Tecnologías de almacenamiento

Supercondensadores

Se trata de un método electroquímico de almacenamiento de energía. Los supercondensadores están formados por dos electrodos recubiertos por un material poroso y sumergidos en electrolito. Su funcionamiento es similar al de un condensador convencional pero con mucha más capacidad de almacenamiento.

La principal ventaja que presenta esta tecnología es su rápida carga y descarga, gracias a esto puede responder a grandes picos de potencia rápidamente. Pero su precio es muy elevado y además su capacidad de almacenamiento no es comparable a otras tecnologías como las baterías.

Volantes de inercia

Este método consiste en almacenar energía cinética en una masa rodante denominada volante de inercia. Para la conversión de la energía eléctrica en energía mecánica es necesaria una máquina eléctrica que debe ser capaz de producir una alta potencia a la salida, de soportar altas velocidades de rotación y cambios bruscos en la demanda de potencia, y tener un alto rendimiento. También son necesarios convertidores que regulen el flujo de entrada y salida de potencia, y un sistema de control que responda en tiempo real a las necesidades del sistema.

Las principales ventajas de los volantes de inercia son que presentan una gran respuesta y son capaces de proporcionar grandes picos de potencia. Es importante que el rendimiento sea alto por tanto es necesario evitar pérdidas mecánicas por el rozamiento con los rodamientos que lleva.

La energía almacenada sigue la ecuación 2.8 siendo E la energía, I el momento de inercia y ω la velocidad angular.

$$E = 1/2 * I * \omega^2 \quad (2.8)$$

Baterías

Es la tecnología seleccionada en este proyecto, concretamente baterías de ion litio. Se trata de un tipo de almacenamiento electroquímico. Su funcionamiento se basa en el proceso de reducción-oxidación, posee un alto rendimiento por lo que nos permite almacenar y recuperar la energía casi completamente y pese a su continuo desarrollo es una tecnología ya madura.

La vida útil de las baterías la marcan los ciclos de carga-descarga a los que se le somete. Conforme se carga y descarga en el tiempo va perdiendo calidad por lo que su rendimiento se ve reducido. Para una batería de ion litio la vida útil es de unos 3.000 ciclos. La principal desventaja que presenta esta tecnología es que no puede proporcionar o cargar grandes picos de potencia ya que su carga y descarga es lenta. A cambio son capaces de almacenar grandes cantidades de energía.

Las baterías de ion litio son las que mejores especificaciones presentan respecto a rendimiento, capacidad de almacenamiento y las que menos sufren el "efecto memoria", por el que en cada recarga la batería se deteriora perdiendo poco a poco sus propiedades.

El precio de esta tecnología ronda actualmente los 430 €/kWh pero su continuo desarrollo hace preveer que en el 2020 sus precios descenderán hasta los 100 €/kWh [9].

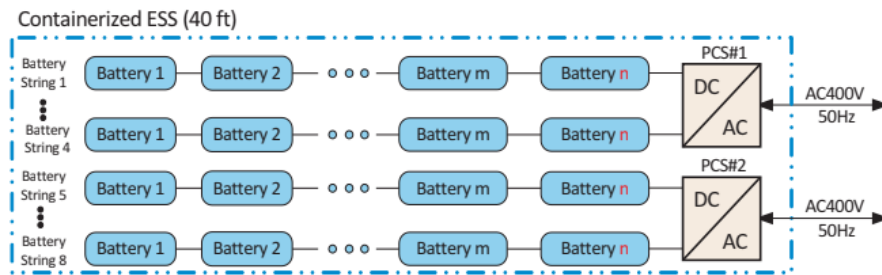


Figura 2.12 Topología del Containerized ESS Spec 40ft de 1.26MWh (BYD).

2.2.2 Elección del SAE

Para este proyecto la tecnología del SAE seleccionada será la de las baterías de ion litio. El objetivo de instalar un SAE es para poder almacenar grandes cantidades de energía y no será necesario enfrentarse a grandes picos de carga o descarga instantáneos por lo que la tecnología que más se adecua a estos requisitos es la de las baterías. Además, la información en el mercado es más accesible para modelos que emplean esta tecnología de almacenamiento por lo que los resultados obtenidos serán más fieles a la realidad. Una vez se ha elegido como método de almacenamiento para el SAE las baterías de ion litio, se proponen dos modelos:

Powerpack (Tesla)

Este modelo (1.308x822x2.185 mm) contiene 16 módulos de batería individuales cada uno con su convertidor CC-CC aislado. Cada Powerpack tiene capacidad para almacenar 210 kWh y cuenta con un inversor cuya potencia puede variar entre los 50 y 650 kVA. El precio de este modelo es de unos 420 €/kWh, al que habría que añadirle el precio del inversor, unos 220 €/kW.

Containerized ESS (BYD)

Se trata de un container (12.192x2.438x2.896 mm) con un conjunto de baterías de ion litio conectadas entre sí en su interior. Estas baterías proporcionan una capacidad de almacenamiento de 1,26 MWh. Cuenta con los inversores incorporados (CC-CA), los cuales nos permiten una potencia de carga y descarga de 1.26 MVA. La tensión de salida es de 400 V en corriente alterna trifásica a una frecuencia de 50 Hz. En la Fig. 2.12 podemos ver el esquema de conexiones de las baterías en el container. El precio de este modelo es de unos 390 €/kWh para la batería y 200 €/kW para el inversor.

Debido a su menor precio, el modelo elegido para el SAE que se quiere incorporar al parque fotovoltaico es el Containerized ESS Spec 40ft de 1.26MWh [10].

3 Gestión del ESS.

En este capítulo se analizará cuál es la gestión óptima del SAE para obtener el mayor beneficio posible con la venta de energía. Se calculará el tamaño óptimo de las baterías de acuerdo a la producción del parque y a los gastos asociados a su instalación, así como los ciclos de carga y descarga más beneficiosos. También se buscará un precio para el SAE y un tamaño del parque límites a partir de los cuales sea recomendable la instalación de un sistema de almacenamiento.

Como se comentó previamente, los SAE pueden emplearse para varias aplicaciones. En este trabajo se analizará su viabilidad teniendo como único uso el de almacenar energía en periodos en los que esta tiene un bajo precio en el mercado, y verterla a la red cuando su precio aumente intentando de este modo obtener un mayor beneficio económico.

3.1 Descripción del programa GAMS

GAMS es un software que permite el modelado de sistemas para su optimización matemática. Se basa en un lenguaje de modelado algebraico (AML) con un entorno de desarrollo integrado que permite la resolución de problemas matemáticos relativamente complejos mediante una sencilla implementación de las ecuaciones del modelo en un editor, y posteriormente obtener una solución mediante "solvers" (los procesos de modulado y resolución son independientes entre sí)[11].

Las ecuaciones las forman parámetros, de los que se conocen su valor, y variables, cuyo valor será la solución del problema. Además, estas ecuaciones están sujetas a condiciones que se le imponen a las variables.

La solución óptima del problema se obtiene maximizando o minimizando una de las variables incluida en la función objetivo.

3.2 Modelo: Tamaño óptimo del SAE

En primer lugar se ha desarrollado un modelo con el que obtener el tamaño óptimo de un SAE, para un precio de este y una producción de potencia dados.

En la tabla 3.1 se muestran los parámetros de este modelo. Por otro lado, en la tabla 3.2 se encuentran las variables.

Tabla 3.1 Parámetros del modelo (1).

Elemento	Definición	Tipo
P_{bat}	Precio de las baterías	Parámetro
P_{inv}	Precio del inversor	Parámetro
$P_{energia}(t)$	Precio de la energía	Parámetro
n_c	Rendimiento d carga	Parámetro
n_d	Rendimiento de descarga	Parámetro
$P_{gen}(t)$	Potencia generada V	Parámetro

Tabla 3.2 Variables del modelo (1).

Elemento	Definición	Tipo
E	Energía ESS	Variable
P	Potencia ESS	Variable
$P_c(t)$	Potencia cargada en el ESS	Variable
$P_d(t)$	Potencia descargada a la red	Variable
$SOC(t)$	Nivel del ESS	Variable
$Beneficio$	Beneficio del parque	Variable

La función objetivo (3.1) trata de maximizar el beneficio de la planta y está sujeta a varios condicionantes.

$$Beneficio = \sum_t [(P_{gen}(t) + P_d(t) - P_c(t)) * P_{energia}(t)] - E * P_{bat} - P * P_{inv} \quad \forall t \quad (3.1)$$

La ecuación 3.3 hace referencia al nivel de carga de la batería, este debe ser siempre positivo y menor que la capacidad máxima de la batería; y la ecuación 3.2 relaciona la carga en un período y el anterior, aplicando los rendimientos correspondientes a la carga y descarga de la batería.

$$0 \leq SOC(t) \leq E \quad \forall t \quad (3.2)$$

$$SOC(t) = SOC(t-1) + P_c * n_c - P_d/n_d \quad \forall t \quad (3.3)$$

Por otro lado las ecuaciones (3.4) y (3.5) imponen los límites a la potencia cargada a la batería, debe ser siempre positiva y menor que la potencia de la batería y que la potencia generada en cada periodo.

$$0 \leq P_c(t) \leq P \quad \forall t \quad (3.4)$$

$$0 \leq P_c(t) \leq P_{gen}(t) \quad \forall t \quad (3.5)$$

Y la ecuación 3.6 hace lo propio con la potencia descargada a la red, debe ser positiva y menor que la potencia de la batería.

$$0 \leq P_d(t) \leq P \quad \forall t \quad (3.6)$$

3.3 Modelo: Tamaño óptimo del parque fotovoltaico

En este caso se modela un sistema para obtener una potencia mínima a partir de la cuál resulta rentable la incorporación de un SAE.

Se definen nuevamente los parámetros y las variables del modelo en las tablas 3.3 y 3.4 respectivamente.

Tabla 3.3 Parámetros del modelo (2).

Elemento	Definición	Tipo
P_{bat}	Precio de las baterías	Parámetro
P_{inv}	Precio del inversor	Parámetro
$P_{energia}(t)$	Precio de la energía	Parámetro
n_c	Rendimiento de carga	Parámetro
n_d	Rendimiento de descarga	Parámetro
$P_{gen}(t)$	Potencia generada V	Parámetro

Tabla 3.4 Variables del modelo (2).

Elemento	Definición	Tipo
E	Energía ESS	Variable
P	Potencia ESS	Variable
$P_c(t)$	Potencia cargada en el ESS	Variable
$P_d(t)$	Potencia descargada a la red	Variable
$SOC(t)$	Nivel del ESS	Variable
<i>Beneficio</i>	Beneficio del parque	Variable
α	Factor para el tamaño de la planta	Variable

En este modelo se añade una nueva variable: el tamaño de la planta. Para ello se parte de la producción horaria del parque El Coronil, a la que se le aplica un factor α (3.7) que determinará la potencia mínima que se necesita producir, y que junto a un tamaño determinado del SAE (E y P) y unos ciclos de carga y descarga adecuados aporte un beneficio mayor que el que se obtiene con una planta del mismo tamaño pero sin SAE.

$$P_{gen_2}(t) = \alpha * P_{gen}(t) \quad (3.7)$$

La función objetivo nuevamente trata de maximizar el beneficio de la instalación (3.8) con las modificaciones comentadas anteriormente.

$$Beneficio = \sum_t [(P_{gen_2}(t) + P_d(t) - P_c(t)) * P_{energia}(t)] - E * P_{bat} - P * P_{inv} \quad \forall t \quad (3.8)$$

A las restricciones ya presentes en el modelo anterior que proporcionan el nivel de carga de la batería (ecuaciones(3.9) y (3.10)), la carga (ecuaciones (3.11) y (3.12)) y descarga de la misma (ecuación (3.13)) se añade la condición que se muestra en la ecuación (3.14), la cual impone que el beneficio obtenido con un SAE debe ser mayor que el que se obtendría sin dicha tecnología incorporada.

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + P_c * n_c - P_d/n_d \quad \forall t \quad (3.9)$$

$$0 \leq SOC(t) \leq E \quad \forall t \quad (3.10)$$

$$0 \leq P_c(t) \leq P_{gen_2}(t) \quad \forall t \quad (3.11)$$

$$0 \leq P_c(t) \leq P \quad \forall t \quad (3.12)$$

$$0 \leq P_d(t) \leq P \quad \forall t \quad (3.13)$$

$$\sum_t [(P_{gen_2}(t) + P_d(t) - P_c(t)) * P_{energia}(t)] - E * P_{bat} - P * P_{inv} > \sum_t P_{gen_2}(t) * P_{energia}(t) \quad (3.14)$$

3.4 Modelo: Precio máximo admisible del SAE

La evolución de la tecnología y materiales que se emplean en la fabricación de las baterías para los sistemas de almacenamiento de energía está en continuo desarrollo. Esto conlleva que el precio de las baterías va disminuyendo progresivamente, y se espera que continúe esta progresión durante los próximos años. Con este modelo buscamos obtener el límite superior al precio de las baterías, a partir del cuál sería beneficioso económicamente incorporar un ESS a nuestro parque de estudio.

A continuación se definen los parámetros y variables que formarán el modelo.

Tabla 3.5 Parámetros del modelo (3).

Elemento	Definición	Tipo
$P_{energía}(t)$	Precio de la energía	Parámetro
n_c	Rendimiento de carga	Parámetro
n_d	Rendimiento de descarga	Parámetro
$P_{gen}(t)$	Potencia generada V	Parámetro

Tabla 3.6 Variables del modelo (3).

Elemento	Definición	Tipo
P_{bat}	Precio de las baterías	Variable
P_{inv}	Precio del inversor	Variable
E	Energía ESS	Variable
P	Potencia ESS	Variable
$P_c(t)$	Potencia cargada en el ESS	Variable
$P_d(t)$	Potencia descargada a la red	Variable
$SOC(t)$	Nivel del ESS	Variable
<i>Beneficio</i>	Beneficio del parque	Variable

La función objetivo (3.15) pretende maximizar el beneficio de la planta, incorporando como variables el precio de las baterías e inversores del SAE.

$$Beneficio = \sum_t [(P_{gen}(t) + P_d(t) - P_c(t)) * P_{energía}(t)] - E * P_{bat} - P * P_{inv} \quad \forall t \quad (3.15)$$

De nuevo se aplican las restricciones vistas en los modelos anteriores referentes a nivel de carga de la batería, carga y descarga de la misma, las cuales podemos ver a continuación.

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + P_c * n_c - P_d/n_d \quad \forall t \quad (3.16)$$

$$0 \leq SOC(t) \leq E \quad \forall t \quad (3.17)$$

$$0 \leq P_c(t) \leq P_{gen}(t) \quad \forall t \quad (3.18)$$

$$0 \leq P_c(t) \leq P \quad \forall t \quad (3.19)$$

$$0 \leq P_d(t) \leq P \quad \forall t \quad (3.20)$$

Además, los beneficios con el SAE incorporado deben ser superiores a los beneficios actuales del parque, sin ESS (3.21).

$$\sum_t [(P_{gen}(t) + P_d(t) - P_c(t)) * P_{energa}(t)] - E * P_{bat} - P * P_{inv} > \sum_t P_{gen}(t) * P_{energa}(t) \quad (3.21)$$

4 Resultados de la Simulación

En este capítulo se mostrarán y analizarán los resultados que se han obtenido realizando las simulaciones expuestas en los capítulos anteriores, así como los datos que han sido necesarios para ello. Los datos de temperatura, irradiancia y precio de la energía se refieren al año 2016.

Para la comparativa entre ambos escenarios se han despreciado costes fijos en la producción de energía como el mantenimiento de los paneles y el SAE, las pérdidas por transporte, etc, ya que se consideran de poco impacto sobre los resultados y la diferencia entre las situaciones que se plantean es mínima. Además se supone una vida útil para el SAE de 10 años, y una amortización lineal para la inversión necesaria.

4.1 Resultados sin SAE

En primer lugar se calculan los resultados del parque tal y como este se encuentra en la actualidad, es decir, sin SAE. Esto nos servirá para, además de conocer cuál es la situación actual de partida, tomarlo como base para la comparación con los escenarios futuribles que se plantean. Para ello son necesarios los datos de temperatura [7] e irradiancia (referencia) horarios de la zona geográfica donde se encuentra el parque. En las Fig. 4.1 y 4.2 se puede ver la representación de la potencia generada por cada una de las plantas en promedio durante cada una de las estaciones del año 2016.

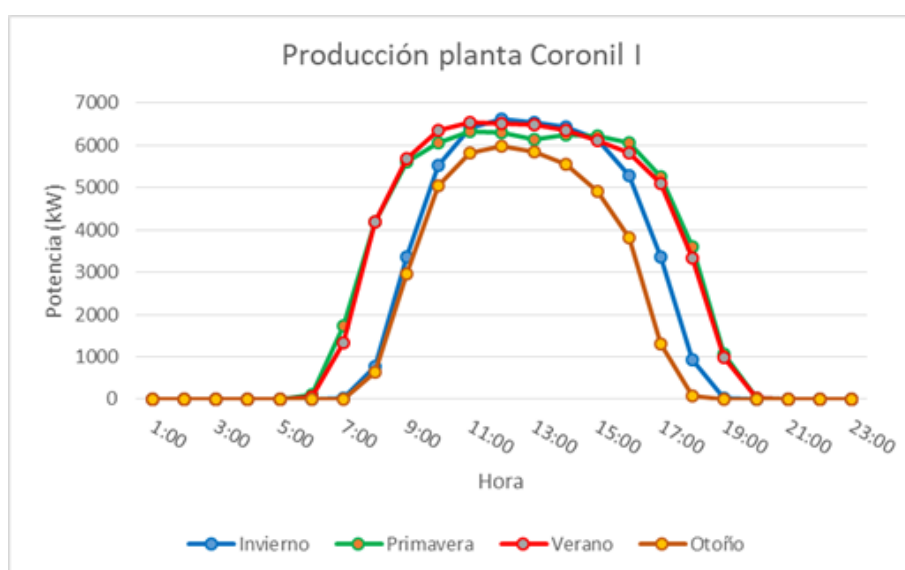


Figura 4.1 Producción planta El Coronil I por estaciones.

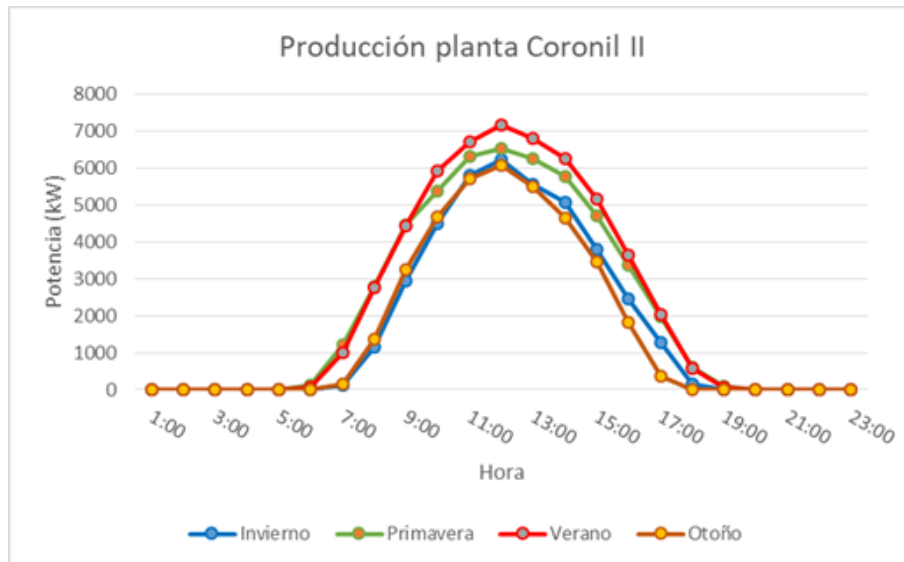


Figura 4.2 Producción planta El Coronil II por estaciones.

Los resultados muestran que la planta El Coronil I produce un total de 20,4 GWh/año y la planta El Coronil II 16.3 GWh/año. En total el parque produce 36.7 GWh/año. Estos valores están muy próximos a los datos de producción del parque que hay disponibles, lo que indica que el modelo que se ha desarrollado en este proyecto para el parque El Coronil aporta datos fieles a la realidad, una buena base para alcanzar los objetivos de este proyecto. En las figuras anteriores puede observarse cómo la planta El Coronil I presenta unas curvas de producción más planas en su parte superior, con valores máximos de producción, o muy próximos a este, durante más horas al día (desde las 9:00 hasta las 16:00 en verano) mientras que en El Coronil II se obtiene un pico de producción máxima claramente aislado (sobre las 12:00 en verano). Esto es una clara muestra de las ventajas que nos aportan los seguidores instalados en los paneles de El coronil I, permitiendo aprovechar más las horas de sol para producir una mayor cantidad de energía. Con la producción horaria anual del parque y los precios horarios de la energía en el mercado [12][13] podemos calcular el beneficio que se obtendría por la venta de energía en el parque. En la Fig. 4.3 se muestra la producción anual de nuestro parque según la estación del año junto a los precios de la energía en el mercado.

Como se puede observar, la producción en las primeras horas del día es nula o muy baja, coincidiendo además con el período de menor valor de la energía, por lo que a priori no parece conveniente pasar la venta de energía a este tramo horario ya que en cualquier otro momento del día, ingresaremos un mayor beneficio por ella. Entre las 9:00 y las 15:00 es el tramo en el que nuestro parque alcanza la máxima producción, además, este período del día es en el que los precios de la energía en el mercado son más elevados, siendo superados únicamente por el precio que alcanza en las últimas horas del día, momento en el que la producción de nuestro parque es nula. Estas diferencias de precios y de producción da la opción de emplear el SAE para almacenar la energía que obtenemos entre las 9:00 y las 15:00 (en su totalidad o una parte de ella), y venderla por la noche, cuando el precio aumenta; y la opción de almacenar la poca energía producida durante las primeras horas del día para venderla en cualquiera de los períodos de tiempo en los que el precio sube.

En el escenario actual, es decir, sin aplicar ninguna de estas estrategias, los ingresos que resultan tras la venta de energía son de 1.484.208,612 €.

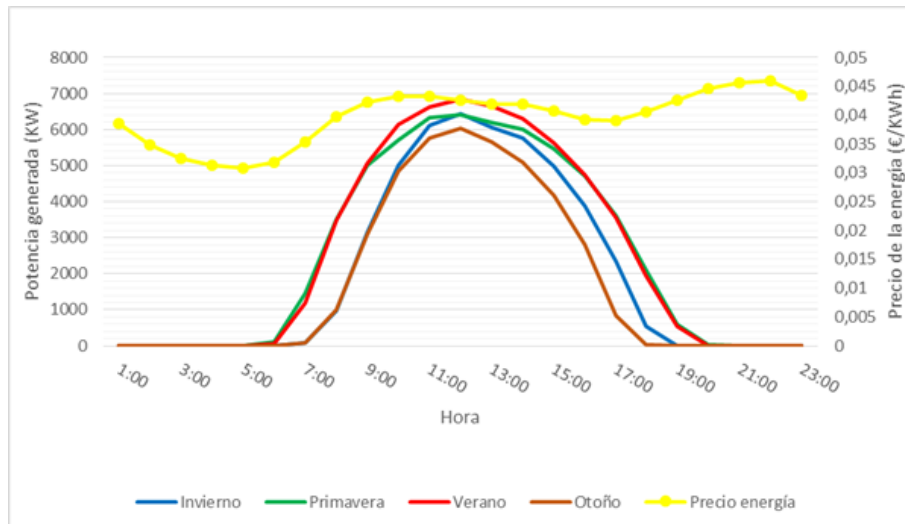


Figura 4.3 Producción parque fotovoltaico El Coronil y precio de la energía en el mercado eléctrico español (año 2016).

A la vista de los resultados obtenidos en el siguiente apartado se podrá concluir si estas opciones son óptimas o no para aumentar el beneficio de nuestro parque.

4.2 Resultados con SAE

Los resultados que devuelve el primero de los modelos (Tamaño óptimo del SAE) son que, para el tamaño de nuestro parque fotovoltaico y con los precios actuales asociados al SAE que se debería incorporar, los valores óptimos de potencia y capacidad del SAE (P y E) son cero, es decir, lo óptimo es no incorporar un SAE a nuestro parque.

Estos resultados se corroboran con la información que nos da la solución del segundo modelo que se plantea (Tamaño óptimo del parque fotovoltaico). El valor que se obtiene para el factor α , el cual dimensiona el tamaño óptimo de un parque a partir de la producción horaria obtenida anteriormente para EL Coronil, como se explicó en la descripción del modelo, es $\alpha = 0$. Esto significa que independientemente de la cantidad de potencia generada por un parque fotovoltaico, no sería rentable económicamente incorporarle un SAE.

Por último, se analizan los resultados obtenidos del tercer modelo que se plantea (Precio máximo admisible del SAE). El resultado sigue la línea de los anteriores modelos, siendo el valor máximo admisible para el precio del ESS de 0€/kW para los inversores y 0€/kWh para las baterías.

Con este último resultado, se ha ejecutado de nuevo el primer modelo que se ha planteado modificando los precios de baterías e inversores, obteniéndose unos valores óptimos para el SAE de $E = 2,43 \cdot 10^7 kWh$ y $P = 21.000kW$. El valor de la potencia del SAE se limita a la potencia del parque ya que toda la instalación de este está diseñada para verter como máximo esta potencia a la red.

Los ingresos que se obtendrían por la venta de energía en este escenario serían de 2.088.500 €, una diferencia de 604.201 € anuales, una cantidad muy pequeña en comparación al coste que supondría la instalación de un SAE de esas dimensiones.

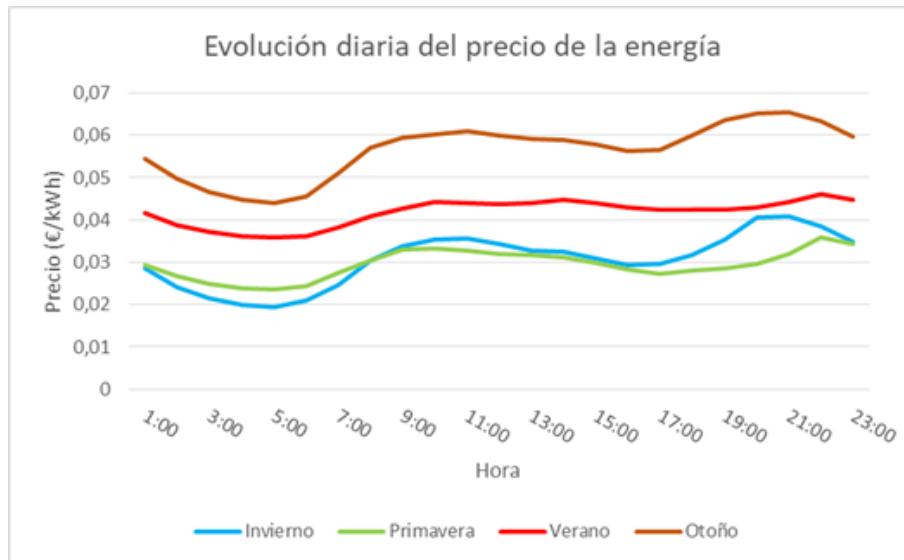


Figura 4.4 Precios horarios de la energía según la estación del año.

El motivo de este aumento de los ingresos por la venta de energía se debe a que se dispone de una batería casi ilimitada en relación a la capacidad de producción del parque que se está estudiando. La diferencia del precio de la energía en un mismo día (Fig. 4.3) entre la hora en la que la producción es máxima (12:00) y la hora en la que el precio es máximo (22:00) es de 3,44 €/MWh. En cambio, si esta misma comparación se realiza entre esas mismas horas pero no del mismo día si no de días que pertenezcan a diferentes estaciones (Fig. 4.4), la diferencia puede llegar a ser de 31.2 €/MWh, casi diez veces superior al caso anterior. Como en este caso se dispone de una gran capacidad en el SAE, es posible almacenar la energía producida en invierno o primavera en las horas del día en las que el precio es bajo y venderla posteriormente en las horas de verano y otoño en las que el precio es mucho mayor.

En la tabla 4.1 se pueden ver los ingresos obtenidos por la venta de energía, el coste del SAE asociado en cada caso y el beneficio del parque con un SAE de diferentes tamaños; teniendo en cuenta, como se comentó anteriormente, que los ingresos del parque por la venta de la energía sin SAE son de 1.484.208,612 €

Tabla 4.1 Ingresos, gastos y beneficio del parque según el tamaño del SAE instalado.

Potencia SAE	Capacidad SAE	Ingresos	Gastos	Beneficio con SAE
5 MW	15 MWh	1.500.600 €	533.240 €	967.360 €
10 MW	30 MWh	1.514.200 €	1.066.500 €	447.700 €
15 MW	45 MWh	1.526.000 €	1.599.700 €	-73.700 €
21 MW	63 MWh	1.538.400 €	2.239.600 €	-701.200 €

Lo primero que puede apreciarse es que para ninguno de los tamaños del SAE propuestos se supera el beneficio que obtiene el parque sin SAE. También se demuestra que la instalación de un SAE a una planta fotovoltaica aumenta los ingresos por venta de energía, y que se incrementan a medida que el tamaño del SAE aumenta. Pero también queda demostrado que los gastos asociados al SAE aumentan más rápidamente que los ingresos, de modo que llega un momento en el que esto da lugar a pérdidas.

Una vez analizados los resultados puede verse que actualmente no es rentable instalar un SAE

para intentar maximizar el beneficio por la venta de energía. Esta situación puede revertirse con avances en las tecnologías de almacenamiento haciendo que se abaraten costes, u obteniendo otras fuentes de ingreso como puede ser la participación en las reservas de regulación.

5 Conclusiones y Futuros Trabajos

Los objetivos iniciales de este proyecto eran valorar la incorporación de un SAE a una planta fotovoltaica y obtener el tamaño del SAE adecuado y su correcta gestión si finalmente se concluyese que su instalación es recomendable.

Se ha estudiado la posibilidad de emplear el SAE únicamente para maximizar los ingresos obtenidos por la planta almacenando la energía producida cuando su precio en el mercado es bajo y vendiéndola en períodos de tiempo en los que su precio es más elevado.

A la vista de los resultados presentados anteriormente se puede concluir que incorporar un SAE a una planta fotovoltaica exclusivamente para la venta de energía no es una opción rentable económicamente. Los precios de la energía en las horas de producción en un día cualquiera son iguales o ligeramente inferiores que los precios máximos de ese mismo día. Debido a esto, la diferencia de ingresos que supone trasladar la venta de energía a las horas del día en las que el precio es mayor no compensa los gastos asociados a un SAE que permita hacerlo.

La diferencia entre los precios de la energía aumenta si se comparan diferentes estaciones del año. Con la correcta gestión de los ciclos de carga y descarga de las baterías se ha demostrado que se pueden aumentar los ingresos respecto a los que se obtienen con el parque sin SAE, pero para ello necesitamos la instalación de un SAE de muy grandes proporciones, por lo que ese aumento en los ingresos tampoco cubre los gastos de la instalación.

Cómo alternativa se propone emplear el SAE conjuntamente para optimizar la venta de energía y ofrecer servicios auxiliares. Participar en las reservas de regulación primaria y secundaria de energía aportaría beneficios extras a los que se obtendrían con la optimización de la venta de energía.

Según los Procedimientos de Operación del Operador del sistema, la regulación primaria consiste en un margen de potencia con el que poder actuar en caso de desvío de la frecuencia a subir y a bajar. Para poder participar en esta regulación la planta con el SAE incorporado debería poder garantizar un 1,5% de la potencia nominal de la planta, actuando en 15 segundos para desvíos menores a 100 mHz y en 15-30 segundos para desvíos de entre 100 y 200 mHz.

Por otra parte, la reserva de regulación secundaria consiste en un margen de potencia tanto a subir como a bajar en el que el regulador puede actuar con un margen de entre 20 segundos y 20 minutos. A diferencia del control primario que actúa de forma local, la regulación secundaria actúa atendiendo a las interconexiones con las áreas de producción vecinas.

Por participar en la regulación primaria no se recibe ningún beneficio económico, en cambio,

por ofrecer un margen de potencia para la regulación secundaria sí. El precio ofertado a principio de años por participar en la regulación secundaria era de 15,88 €/MW. En futuros trabajos puede analizarse este nuevo escenario. Con estos nuevos ingresos los beneficios de la planta aumentarían considerablemente. Esto, junto al avance en las tecnologías de almacenamiento, lo que conllevaría un descenso en el precio de instalación de un SAE, podrían significar que incorporar un SAE en plantas fotovoltaicas fuese una opción rentable económicamente.

Bibliografía

- [1] “Eurostat.” [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [2] “Red Eléctrica de España.” [Online]. Available: <http://www.ree.es/es/>
- [3] P. Module, “Polycrystalline Module Advanced Performance & Proven Advantages,” 2016.
- [4] H. Bellia, R. Youcef, and M. Fatima, “A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB,” *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics*, vol. 3, no. 1, pp. 53–61, 2014. [Online]. Available: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2090997714000182>
- [5] H. Tian, F. Mancilla-david, K. Ellis, P. Jenkins, and E. Muljadi, “A Detailed Performance Model for Photovoltaic Systems Preprint,” *Solar Energy Journal*, no. July, 2012.
- [6] “www.agenciaandaluzadelaenergia.es.” [Online]. Available: <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>
- [7] “Helioclim.” [Online]. Available: <http://www.soda-pro.com/es/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free;jsessionid=EC0C8EB0D76554C67F85D19E58451E49>
- [8] J. Villegas Núñez, “Sistemas De Almacenamiento Cinéticos De Energía,” *Perusolar.Org*, pp. 1–17. [Online]. Available: <http://www.perusolar.org/wp-content/uploads/2013/01/3.pdf>
- [9] N. Kittner, F. Lill, and D. M. Kammen, “Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition,” *Nature Energy*, vol. 2, p. 17125, jul 2017. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1038/nenergy.2017.125><http://10.0.4.14/nenergy.2017.125><https://www.nature.com/articles/nenergy2017125#supplementary-information>
- [10] “www.grupoelektra.es.” [Online]. Available: <http://www.grupoelektra.es/>
- [11] “Www.Gams.Com.” [Online]. Available: <https://www.gams.com/>
- [12] “www.omie.es.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/reports/>
- [13] “www.cnmc.es.” [Online]. Available: <https://www.cnmc.es/estadistica/precios-mercado-2016>