

Trabajo Fin de Máster  
Máster en Ingeniería Industrial

Control Predictivo para la Operación de una Planta  
Fotovoltaica con Almacenamiento

Autor: Pablo Delgado Cano

Tutores: Dr. Carlos Bordons Alba

Dr. Miguel Ángel Ridao Carlini

Dep. Ingeniería de Sistemas y Automática  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016





Trabajo de Fin de Máster  
Máster en Ingeniería Industrial

# **Control Predictivo para la Operación de una Planta Fotovoltaica con Almacenamiento**

Autor:

Pablo Delgado Cano

Tutores:

Dr. Carlos Bordons Alba

Profesor Titular del Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática

Dr. Miguel Ángel Ridaó Carlini

Profesor Titular del Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática

Dep. Ingeniería de Sistemas y Automática  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

*A mi madre, por su apoyo incondicional y por ser todo un ejemplo a seguir.*

# Índice General

---

<b>Índice</b>	<b>1</b>
<b>1 Objetivos del Proyecto y Resumen</b>	<b>3</b>
<b>2 Estado del Arte en el Control de la Operación de Plantas</b>	
<b>Fotovoltaicas con Almacenamiento</b>	<b>5</b>
2.1 <i>Introducción a la Energía Fotovoltaica a escala global</i> .....	5
2.2 <i>La Energía Fotovoltaica en España</i> .....	8
2.3 <i>Problemática de las Plantas Fotovoltaicas conectadas la Red.</i> <i>Estrategias y algoritmos existentes, y comparativa con l a solución propuesta</i> .....	10
2.4 <i>Los Sistemas de Almacenamiento en Plantas Fotovoltaicas conectadas a la Red</i> .....	13
<b>3 Descripción y Modelado del Sistema</b>	<b>18</b>
3.1 <i>Proyecto Matriz</i> .....	18
3.2 <i>Representación Esquemática del Sistema</i> .....	19
3.3 <i>Variables Principales del Sistema</i> .....	20
3.3.1 <i>Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico</i> .....	21
3.4 <i>Ecuaciones que rigen el Sistema</i> .....	24
3.4.1 <i>Energía Suministrada a la Red de Distribución</i> .....	24
3.4.2 <i>Energía Almacenada en las Baterías</i> .....	25
<b>4 Estrategia de Operación de la Planta</b>	<b>30</b>
4.1 <i>Fase 1: Programación del Día de Operación</i> .....	30
4.1.1 <i>Predicciones de la Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico</i> .....	31
4.1.2 <i>Resultados proporcionados por la Fase 1: Scheduling</i> .....	32
4.2 <i>Diferencia de Escalas Temporales entre Fases</i> .....	34

4.3	<i>Restricciones técnicas consideradas en la Fase 2.</i>	34
4.3.1	<i>Sistema de Almacenamiento</i>	35
4.3.2	<i>Suministro de Energía a la Red</i>	37
4.3.3	<i>Acción de Control</i>	41
4.3.4	<i>Incremento de la Acción de Control</i>	41
4.4	<i>Estrategia diseñada para el Control de la Planta durante el Día de Operación.</i>	42
4.4.1	<i>Criterios para la Gestión de la Planta</i>	42
4.4.2	<i>Supervisión de la Energía Suministrada a la Red.</i>	44
<b>5</b>	<b>Desarrollo del Algoritmo de Control</b>	<b>46</b>
5.1	<i>Formulación del Modelo del Sistema en Espacio de Estados</i>	46
5.2	<i>Formulación de las Restricciones del Sistema</i>	49
5.3	<i>Desarrollo del MPC sin Restricciones</i>	50
5.4	<i>Desarrollo del MPC con Restricciones</i>	60
<b>6</b>	<b>Resultados en Simulación</b>	<b>66</b>
6.1	<i>Condiciones de Simulación.</i>	66
6.2	<i>Resultados Obtenidos en Simulación.</i>	66
6.2.1	<i>Situación Ideal: predicción exacta para un Día Soleado.</i>	67
6.2.2	<i>Situación Ideal: predicción exacta para un Día Nublado.</i>	80
6.2.3	<i>Situación No Ideal: aparición repentina de un intervalo nuboso no predicho.</i>	88
6.2.4	<i>Situación No Ideal: radiación superior a la estimada</i>	94
6.2.5	<i>Situación No Ideal: saturación del Sistema de Almacenamiento.</i>	100
6.2.6	<i>Situación No Ideal: descarga completa del Sistema de Almacenamiento.</i>	106
<b>7</b>	<b>Conclusiones y Líneas Futuras</b>	<b>115</b>
7.1	<i>Conclusiones.</i>	115
7.2	<i>Líneas Futuras.</i>	118
	<b>Índice de Figuras</b>	<b>120</b>
	<b>Índice de Tablas</b>	<b>124</b>
	<b>Referencias y Bibliografía</b>	<b>125</b>

# 1. Objetivos del Proyecto y Resumen

---

En el presente Trabajo de Fin de Máster (en adelante, TFM) se propone una estrategia para el control de la operación en tiempo real de una planta fotovoltaica con almacenamiento. Para ello, se ha optado por el desarrollo de un control MPC (*Model Based Predictive Control*) dadas las ventajas que esta estrategia ofrece en cuanto a la posibilidad de emplear predicciones de la potencia generada por el campo fotovoltaico, gestionar con facilidad sistemas multivariables y calcular la acción de control en base a la optimización de una función objetivo sujeta a restricciones previamente definida.

El trabajo que en esta Memoria se presenta constituye la fase final (Fase 2) de un Proyecto de mayor envergadura, en adelante *Proyecto Matriz*, cuyo propósito es conseguir una gestión óptima de la operación de una planta fotovoltaica conectada a la Red Eléctrica de 100 MW de potencia instalada. Sin embargo, el presente documento se centrará, principalmente, en la descripción del Control diseñado para la operación de la planta en tiempo real a lo largo de un día completo, y en el análisis de los resultados obtenidos.

La Fase 1 del mencionado Proyecto *Matriz* se encarga, a grandes rasgos, de proporcionar referencias horarias tanto de energía final entregada a la Red Eléctrica como de energía almacenada en el sistema de almacenamiento. Estas referencias son, a su vez, calculadas en base a una estrategia de optimización que persigue maximizar el beneficio económico en la operación de este tipo de plantas conectadas a la Red, permitiéndoles ser más competitivas en su participación en el Mercado Eléctrico.

La localización de la planta es desconocida, aunque este aspecto no tiene, en principio, repercusión alguna en lo que al alcance de este TFM se refiere, debido a que el Proyecto se ha centrado en la ejecución de simulaciones por ordenador para diversos perfiles de radiación. A este respecto, se simulará un amplio abanico de situaciones que pueden suceder, a fin de evaluar la bondad del algoritmo desarrollado.

El objetivo principal, pues, de este control es el de intentar cumplir con los compromisos de energía entregada a la Red que han sido adquiridos en la subasta del Mercado Diario llevada a cabo el día previo al de operación. El incumplimiento en el suministro de cualquiera de las franjas horarias del día conllevará graves penalizaciones que podrán desembocar a largo plazo en serias pérdidas económicas para la empresa operadora de la planta y, en el peor de los casos, en su inviabilidad económica.

Asimismo, se comentarán otras funcionalidades que presenta la estrategia de operación que se propone, como la mejora en la calidad del suministro a la Red, resultando señales de potencia mucho menos ruidosas. Esto se hace posible gracias al soporte que ofrecen los Sistemas de

Almacenamiento en las centrales de energías renovables en general.

Es importante señalar que, por la propia naturaleza de la energía fotovoltaica, habrá casos en los que, por contratiempos eminentemente meteorológicos, el cumplimiento de las entregas horarias de energía a la Red será prácticamente inviable. En estas situaciones la estrategia de control diseñada deberá gestionar la Planta, operando sobre el Sistema de Almacenamiento fundamentalmente, de manera tal que se minimice el error de seguimiento sin violar ninguna de las restricciones presentes en el Sistema.

A fin de dar a conocer al lector el conjunto de elementos de que consta nuestro Sistema, se presenta a continuación un sencillo boceto 3D del mismo. El modelado ha sido realizado en el programa de diseño tridimensional SketchUp, de Google Inc.

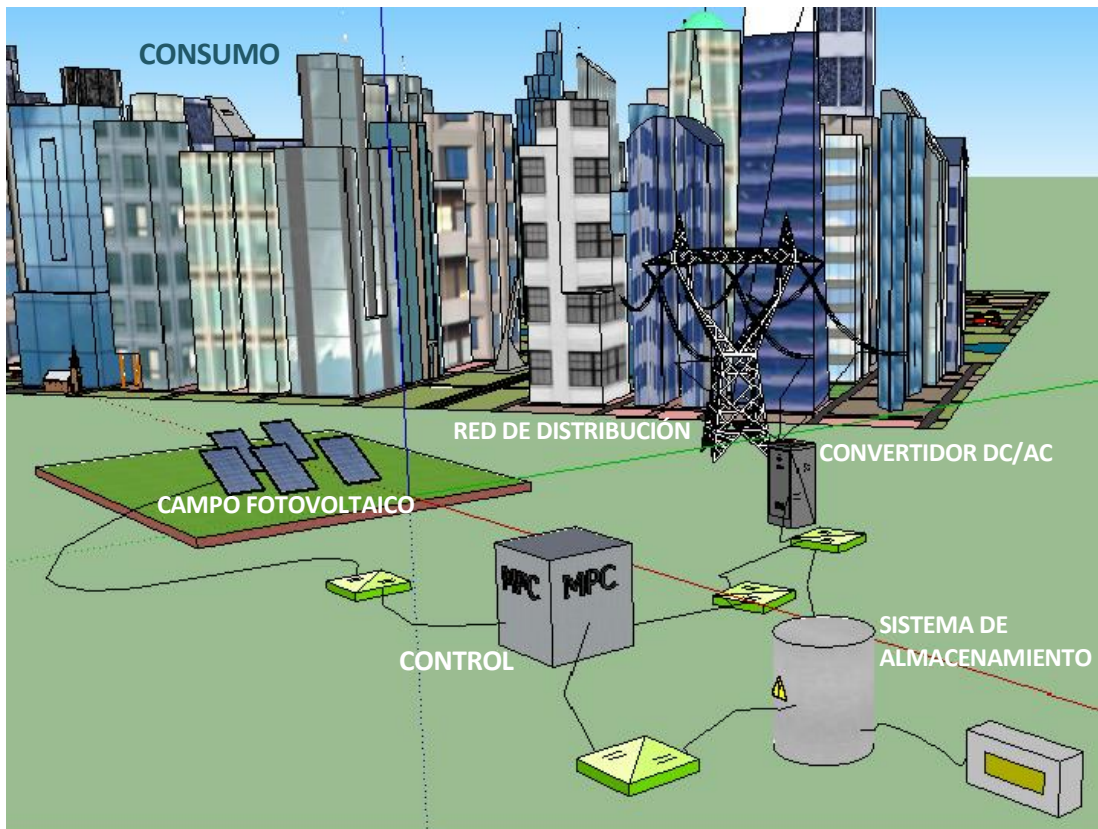


Figura 1.1. Modelo 3D del Sistema, diseñado en SketchUp.



## 2. Estado del Arte en el Control de la Operación de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento

---

En este Capítulo se presenta una concisa introducción a la evolución histórica de la energía solar fotovoltaica hasta nuestros días, tanto a escala global como nacional. Asimismo, se ha creído conveniente comentar algunas soluciones propuestas desde grupos de investigación de todo el mundo, con anterioridad a este trabajo, con objetivos parecidos a los nuestros, estableciendo una comparativa con el enfoque que se da al problema desde este proyecto. Para finalizar, se ofrecen algunas pinceladas acerca de una de las líneas fundamentales de investigación y desarrollo de aplicaciones fotovoltaicas con almacenamiento (PV + ES), que es precisamente la mejora de las baterías de tipo electroquímico.

### 2.1 Introducción a la Energía Fotovoltaica a escala global.

La Energía Solar Fotovoltaica es aquella energía *renovable* que se obtiene directamente a partir de la radiación solar empleando, por lo general, un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica. [1]

En lo referente a estas células, existen numerosas tecnologías, con principios físicos similares, aunque con diferentes eficiencias. Las basadas en silicio amorfo, con eficiencias del 6%, se sitúan a la cola. Por otro lado, las células multiunión ofrecen más de un 46 % de rendimiento, récord mundial establecido por la asociación alemana de institutos de investigación, 58 en concreto, *Fraunhofer-Gesellschaft*. [2] En un término medio encontramos las células que han funcionado mejor a nivel comercial, hallando, como suele ser habitual en estos casos, el equilibrio entre coste y rendimiento. Son los módulos fotovoltaicos comerciales de silicio monocristalino o policristalino los que ofrecen rendimientos de entre el 16 y el 22%.

Una célula fotovoltaica tiene el siguiente aspecto durante su fabricación.



Figura 2.1. Célula Fotovoltaica Monocristalina durante su fabricación

El hecho es que, entre los años 2000 y 2015 el crecimiento de estos sistemas ha sido exponencial a escala global [3]. Como consecuencia de las economías de escala el precio de los equipos ha ido decreciendo casi con la misma dinámica. Para establecer un orden de magnitud en cuento al precio del componente básico de una instalación fotovoltaica, se presenta la siguiente gráfica.

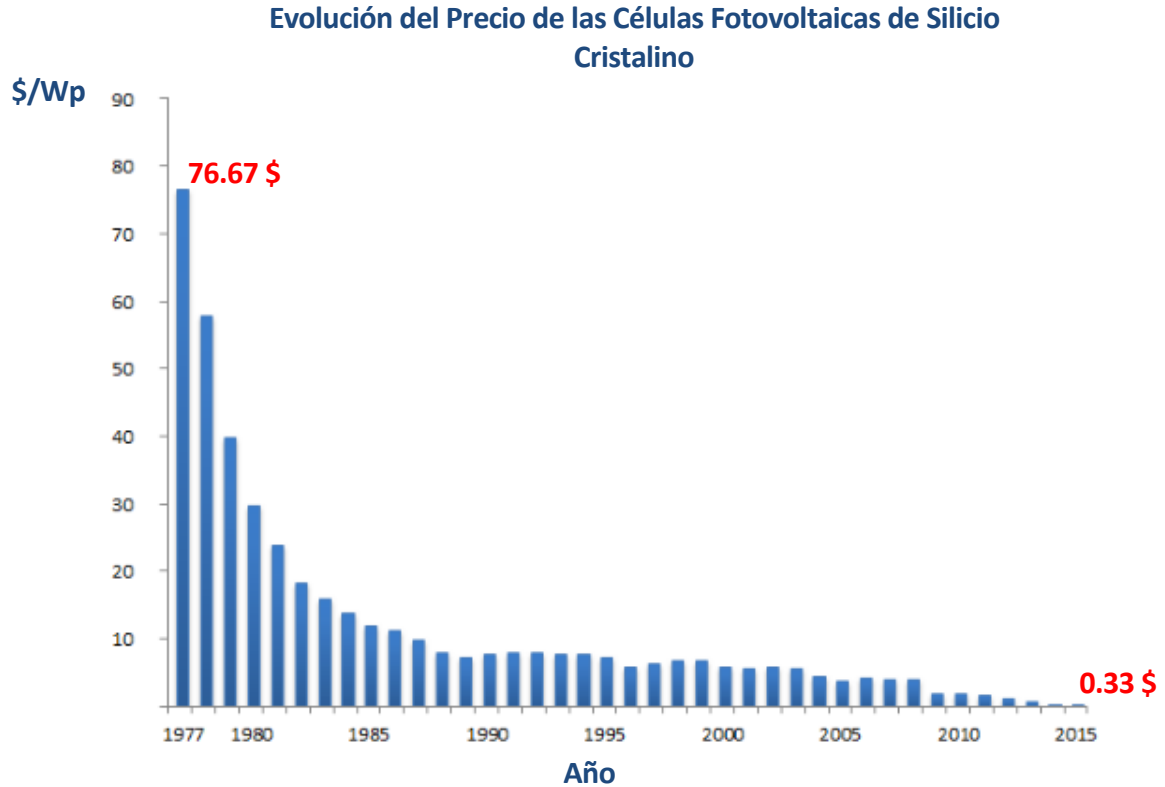


Figura 2.2. Evolución de Precios de las Células Fotovoltaicas de Silicio Cristalino [4]

La evolución de la tecnología fotovoltaica en el mundo ha venido impulsada, desde el inicio del *boom* de 2006, fundamentalmente por el continente europeo. Esta afirmación queda justificada a través del gráfico que se muestra a continuación, sacado del informe 14/ 15 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [5].

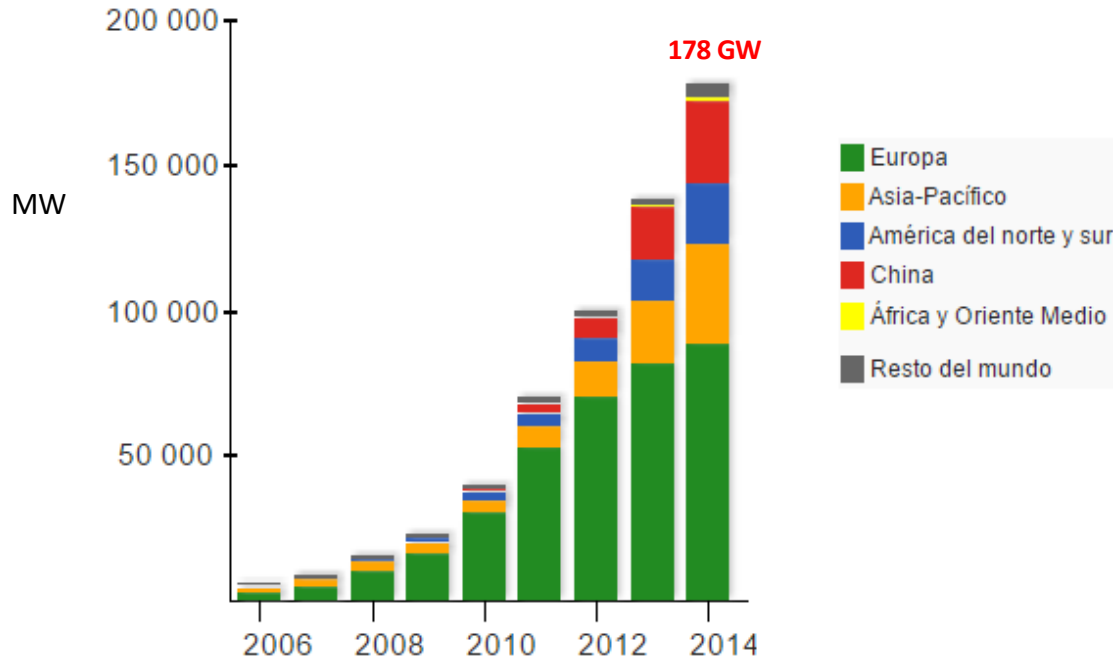


Figura 2.3. Evolución de la Potencia Fotovoltaica mundial instalada entre 2006 y 2014 [5]

Aún no se tienen datos completamente fiables para 2015, aunque las estimaciones realizadas por la Asociación Industrial Fotovoltaica de Europa (EPIA, actualmente conocida por las siglas SPE: *Solar Power Europe*) son bastante optimistas. Se presentan en un gráfico a continuación.

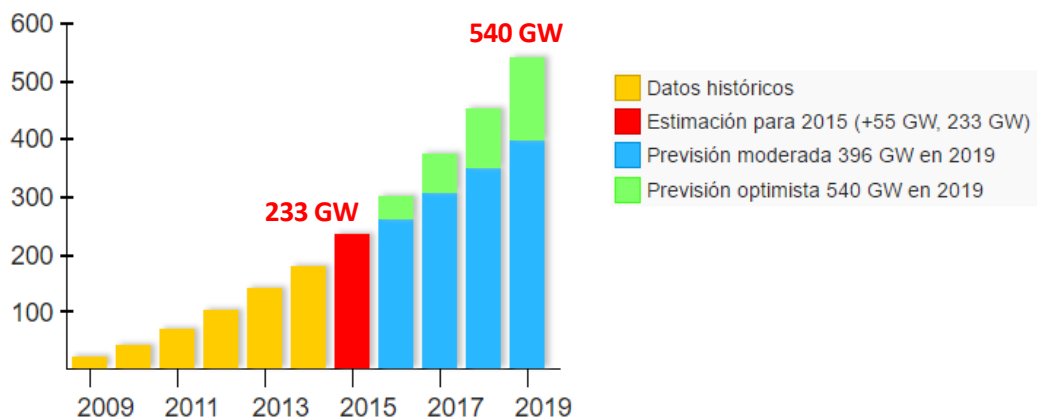


Figura 2.4. Previsiones de Crecimiento de la Potencia Fotovoltaica mundial instalada hasta 2019 [6]

Para concluir con este apartado que introduce la situación actual a escala global, presentamos el Top 5 mundial de Plantas Fotovoltaicas conectadas a la Red, que es el campo que nos ocupa.

Proyecto	País	Potencia	Año
<i>Longyangxia Hydro-solar PV Station</i>	 China	850 MW	2013-2016
<i>Solar Star</i>	 Estados Unidos	579 MW	2015
<i>Desert Sunlight Solar Farm</i>	 Estados Unidos	550 MW	2015
<i>Topaz Solar Farm</i>	 Estados Unidos	550 MW	2014
<i>Copper Mountain III Solar Facility</i>	 Estados Unidos	350 MW	2015

*Tabla 1. Ranking de las cinco Plantas Fotovoltaicas de mayor potencia del mundo [Datos a Octubre de 2016] [7]*

Es cuánto menos llamativo que, pese a haber liderado históricamente el sector en muchos aspectos, encontramos en el Top 20 solamente a dos países europeos: Francia y Alemania. En el puesto 7, Francia con una planta de 300 MW (por detrás de la India, *la nueva estrella del mundo fotovoltaico*), y en los puestos 17 y 18 Alemania con 168 MW y 156 MW. No hay ningún otro país, aparte de los cinco citados, en este ranking que finaliza en 150 MW. [7]

Algunas de las razones para que España no se encuentre en este ranking hasta el puesto 95 (Planta de 60 MW de Olmedilla de Alarcón en Cuenca, 2008), pueden ser las limitaciones de superficie y de los recursos económicos requeridos, o el hecho de que al exceder el límite de potencia establecido para ingresar en el *Régimen Especial* del Sistema Eléctrico, estas Plantas dejan de ser rentables sin el apoyo proveniente de las ventajas gubernamentales.

## 2.2 La Energía Fotovoltaica en España

España es uno de los países de Europa con mayor irradiación anual. Esto hace que la energía solar en nuestro país sea más rentable que en otros de la Unión Europea. Regiones como el norte de España, que generalmente se consideran poco adecuadas para la energía fotovoltaica, reciben más irradiación anual que la media en Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica.

Desde principios de la década de 2000, en concordancia con las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en el resto de Europa, se aprobaron leyes

que establecieron algunas condiciones técnicas y administrativas, y que supusieron el inicio de un lento despegue de la fotovoltaica en España. En 2004, el gobierno español, con D. José Montilla Aguilera como Ministro de Industria y, posteriormente, con D. Miguel Sebastián Gascón, eliminó las barreras económicas para la conexión de las energías renovables a la red eléctrica. El Real Decreto 436/2004 mejoró las condiciones de cara a la participación en el mercado para su producción a gran escala, garantizando su venta mediante las conocidas como *primas a la generación*. [8]

Se han consultado dos libros de dos grandes expertos a este respecto *El reto energético* (Valeriano Ruiz, 2006) y *Guía Completa de la Energía Solar Fotovoltaica y Térmica* (José M<sup>a</sup> Fernández Salgado, 2008). Ambos coinciden en valorar en un primer momento como positiva la medida de los 0.44€/kWh para las plantas fotovoltaica de potencia nominal inferior a 100 kW. Esto suponía un precio de venta medio un 575% superior al de “la competencia”. [9] Es esta medida, según los expertos, la que impulsó el crecimiento de plantas de no mucha potencia nominal esparcidas por toda la geografía española. [10]

Para plasmar una imagen llamativa del crecimiento desmesurado de esta época, en [10] se aportan las previsiones que se aportaron desde el Gobierno. Según éstas, en 2010 se estimaban unos 500 MW conectados a la Red. Sin embargo, en 2007 ya se había superado sobradamente esa cantidad. Gracias a estas regulaciones, y el posterior RD 661/2007, España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2.708 MW instalados en un sólo año. [11] [12] [13]

Sin embargo, posteriores modificaciones en la legislación del sector ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010, 420 MW, y en 2011 se instalaron 354 MW, correspondiendo al 2% del total de la Unión Europea. A principios de 2012, el Gobierno español aprobó un Real Decreto Ley que paralizó casi por completo la instalación de nuevas centrales fotovoltaicas y demás energías renovables. A finales de 2015 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4667 MW. [14]

En términos de producción energética, en 2010 la energía fotovoltaica cubrió en España aproximadamente el 2% de la generación de electricidad, mientras que en 2011 y 2012 representó el 2,9%, y en 2013 el 3,1% de la generación eléctrica según datos del operador, Red Eléctrica. [15] [16] [17]

Se prevé superar la cantidad de 5 GW en 2016.

Como proyecto principal actual, a punto ponerse en marcha, encontraríamos la posible Planta Fotovoltaica de mayor potencia jamás construida en España, y una de las mayores del mundo (400 MW). Lo curioso de este proyecto es que sería el primero no sujeto a subvenciones (no operaría en el Régimen Especial, sino en el ordinario), extendiéndose el trámite administrativo desde 2012 hasta 2016, año en el que la compañía se encuentra a la espera de la *luz verde* definitiva del Ministerio de Industria. Su emplazamiento será en la localidad extremeña de Calzadilla de los Barros, ubicación calificada como ZONA V en el Código Técnico de la Edificación de España (CTE), es decir, los mayores índices de radiación del país. [10]

La compañía promotora del proyecto es la germano suiza S.A.G. Solar GmbH & Co, uno de los líderes mundiales en el sector fotovoltaico. Sería el campo fotovoltaico más grande de Europa. [18]



Figura 2.5. Planta Fotovoltaica de S.A.G. Solar en Alemania [18]

### 2.3 Problemática de las Plantas Fotovoltaicas conectadas a la Red. Estrategias y algoritmos existentes, y comparativa con la solución propuesta.

Debido a razones de tipo medioambiental y geopolíticas, la energía solar fotovoltaica ha sido uno de los campos en los que más se ha avanzado en los últimos quince años en el encuadre de las energías renovables [19]. Esta tendencia de crecimiento exponencial no sólo se ha visto reflejada en aplicaciones aisladas, generalmente para autoconsumo, sino que afecta de igual modo a los sistemas generadores conectados a la Red. Una de las principales consecuencias es la aparición de problemas de estabilidad o equilibrio en los sistemas eléctricos de algunos países [20], debido, entre otros factores, a la variabilidad de la radiación solar [21] [22].

El carácter estocástico de la producción energética de las plantas fotovoltaicas se hace aún más notable a la hora de participar en los mercados eléctricos de ciertos países. En la mayoría de los países desarrollados existen mercados centralizados de distribución horaria, es decir, el Operador realiza las casaciones de oferta y demanda, como en cualquier mercado de cualquier bien, de manera individual por cada uno de los tramos de un día, de longitud igual a una hora o inferior, y de manera independiente del resto de tramos horarios. [23]

Es también un factor común a todos ellos la existencia de un *cierre de puertas (gate closure)*, a partir del cual los compromisos adquiridos son inalterables. La mayor diferencia en este sentido existe en lo referente al tiempo que transcurre entre el cierre de puertas y el comienzo del día de operación, que contiene los tramos horarios en los que habrá que suministrar la energía comprometida. [23]

Se cataloga como “mercado continuo”, por ejemplo, el de Australia en el que sólo transcurren 5 minutos desde el cierre de puertas hasta el suministro. En Reino Unido este tiempo es de 60 minutos, intervalo también común en algunos estados de EEUU. [23]

El mercado español no se puede calificar de *continuo* si atendemos a este criterio. Nuestro

mercado es conocido en la literatura como *day-ahead market*, lo que implica que el cierre de puertas se lleva a cabo un día antes del suministro. Además, nuestro mercado eléctrico posee una característica que lo hace único en el mundo: el mercado Intradiario. Es un mercado que tampoco es continuo, sino que se divide en seis sesiones divididas a lo largo del día de operación y está destinado a equilibrar posibles defectos en el suministro. [23]

Al fin y al cabo, cualquier mercado eléctrico debe encontrar los mecanismos reguladores en tiempo continuo que considere oportunos a fin de cumplir la igualdad entre oferta y demanda en todo momento.

Sin lugar a dudas, el Mercado Eléctrico Español es uno de los que presenta mayores dificultades para las Plantas generadoras renovables. Estas dificultades son recíprocas, ya que hasta la introducción de este tipo de plantas conectadas a la Red los problemas de intermitencia en el suministro a la Red eran prácticamente inexistentes, disminuyendo de sobremanera la incertidumbre en cuanto a la generación.

Fruto de la lucha contra estos inconvenientes, que hacen que la competitividad de las plantas renovables sea inferior a la del resto de participantes, surgen algunas aplicaciones, algoritmos y estrategias desde diversos grupos de investigación en todo el mundo. Algunos de ellos se comentan en las siguientes líneas.

Por ejemplo, en [24] los autores realizan estudios probabilísticos a fin de generar distribuciones de dispersión geográfica de pequeñas plantas generadoras con objeto de suavizar el efecto de la aparición de nubes. En [25], artículo de 2007, año en que la conexión a la red de plantas fotovoltaicas está en pleno auge en España, se proponen y analizan diversas tecnologías que pueden facilitar la integración de sistemas fotovoltaicos con necesidades de potencia importantes o con Redes eléctricas nacionales. Entre estas tecnologías destacan ya los sistemas de almacenamiento de energía.

En [26] se hace especial hincapié en la necesidad de almacenamiento que surge de las centrales renovables conectadas a la Red, y la importancia de los sistemas de acumulación en el futuro. Asimismo, en [27] se ensayan algunos de estos sistemas.

En algunos artículos de 2011, como [28] ya se habla de la gestión óptima de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento conectados a la Red, campo de estudio que nos ocupa. Por otro lado, la integración de sistemas de almacenamiento basados en baterías se aborda en [29], centrándose en concreto en las baterías de ión Litio. De esta integración surgen nuevas funcionalidades que no hubieran sido imaginables sin la capacidad de almacenar energía, como por ejemplo, las comúnmente conocidas como *production shifting*, *load leveling* o *peak shaving*. [35]

Básicamente, sin entrar en detalle, puede decirse que la estrategia común a todas estas nuevas funcionalidades, muy parecidas entre sí, es llevar a cabo cargas de las baterías durante los periodos de mayor radiación, de forma que las plantas de energía renovable no tengan que suministrar toda su producción en cada instante, sino que aspiren a disponer de cierta flexibilidad.

A partir de esta idea surge una infinidad de posibilidades, desde la capacidad de dar un suministro más estable (de mayor calidad) gracias a las baterías, hasta la entrada de plantas fotovoltaicas a través de mercados de apoyo en momentos en los que existan picos de demanda. [30] [31]

En lo que se refiere al control de la operación de plantas fotovoltaicas con almacenamiento, es típico encontrar una estrategia básica consistente en almacenar y descargar en cada instante el sobrante o el excedente de la producción. La estrategia mencionada quedaría descrita de por la siguiente ecuación: [23]

$$P_{\text{carga/descarga}} = P_{\text{ref}} - P_{\text{PV}}$$

Dónde:

- $P_{\text{carga/descarga}}$  es la potencia intercambiada (positiva o negativa, según carga o descarga) entre los módulos y la granja de baterías.
- $P_{\text{ref}}$  es la potencia de referencia que debemos seguir, en cuanto a suministro a la Red.
- $P_{\text{PV}}$  es la producción del campo fotovoltaico.

El inconveniente principal de esta gestión es que no se tiene en cuenta en ningún momento una posible saturación de la batería, ni que ésta por el contrario quede vacía. Esto es debido a que no se emplea ningún horizonte de predicción a lo largo del cual se pueda anticipar la respuesta del sistema. El control predictivo se basa precisamente en el empleo de predicciones para llevar a cabo un control óptimo extendido a lo largo de un determinado horizonte de predicción, obteniéndose la acción de control a partir de un problema de optimización que, normalmente, estará restringido.

En [23] se presenta un artículo que aborda la gestión de una Planta fotovoltaica con almacenamiento desde una perspectiva muy parecida a la nuestra. En primer lugar, se apoya en la misma estrategia de control; un control predictivo basado en modelo (MPC) con restricciones, cuyas ventajas fueron comentadas con anterioridad.

Es importante señalar que en la literatura consultada es común encontrar estrategias de optimización de la programación del día de operación de plantas conectadas a la Red, o aplicaciones para el control óptimo de sistemas aislados. Sin embargo, [23] comparte con nuestra propuesta la característica clave de pretender llevar a cabo el control en tiempo real de una planta fotovoltaica que participa en el Mercado Eléctrico nacional. Esto atañe una serie de responsabilidades que hacen de esta labor algo realmente complejo.

El objetivo fundamental que persigue el algoritmo presentado en [23] es anticipar la saturación del sistema de almacenamiento, operando la Planta en base a un criterio fundamentalmente económico. Para ello, modelan una función objetivo utilizando los costes de penalización por defecto, por exceso y, además, adjudican un coste de oportunidad (valor económico) a la energía almacenada en cada instante de tiempo en las baterías.

Si bien es cierto que los resultados obtenidos son óptimos en base a los criterios económicos que se establecen en el artículo, se dan algunos comportamientos que parecen *extraños* desde el punto de vista de dar un buen servicio al mercado, y que sólo se justifican desde el punto de vista de la rentabilidad económica. Por ejemplo, el control puede llegar a asumir determinada penalización económica por defecto de suministro, aun estando la planta en condiciones de cumplir con el valor de setpoint comprometido. Los propios autores reconocen que quizás convendría en estos casos suavizar el criterio.



Esta visión se ve motivada en [23] por el hecho de disponer de un almacenamiento verdaderamente escaso. El sistema que suponen es de 500 kW de potencia nominal, con un almacenamiento de 0.8 kWh. La operación debe ser óptima contando, además, con el poco margen de maniobra que ofrecen las baterías.

Sin embargo, en el caso que nos ocupa, la planta supuesta es de 100 MW de potencia nominal, con un sistema de almacenamiento de 200 MWh. Cabe destacar que es muy poco habitual encontrar estos valores de potencia y energía, al menos en la bibliografía consultada. Aun así, este hecho no tiene demasiada relevancia en cuanto a que el trabajo que se aborda en este documento sólo consta de simulaciones realizadas por ordenador.

En nuestro caso, el aspecto económico viene tratado desde un nivel superior (Fase 1), del que se comentará con algo de detalle más adelante. Esta etapa primaria dará como resultado los compromisos energéticos que serán adquiridos con el Mercado un día antes al de operación. Los niveles energéticos a suministrar a la Red han sido calculados de manera óptima, a fin de maximizar el beneficio de la operación de la Planta. Como consecuencia, nuestro control en tiempo real no debe preocuparse de aspectos de índole económica, sino que se ceñirá a intentar gestionar suministro y almacenamiento con el objetivo principal de cumplir con las referencias que le vienen dadas de la Fase 1.

Las funciones básicas de la Fase 2, de la que trata este Trabajo de Fin de Máster, son:

- 1) Crear las referencias adecuadas a los requerimientos legales y técnicos del Mercado Eléctrico, cumpliendo en términos energéticos con los compromisos que vienen impuestos desde la Fase 1.
- 2) Aplicar las acciones de control (potencia de carga/ descarga) necesarias en cada tiempo de muestreo a lo largo del día de operación, de cara a cumplir, en la medida de lo posible (respetando las restricciones y sujeto a la producción real del campo) los mencionados suministros de energía en cada tramo horario.

De esta manera se logrará otro objetivo común con [23] que será el de evitar penalizaciones por parte del Operador del Sistema, a causa de las distintas desviaciones que pudieran producirse.

La particularidad de nuestra Planta es que consta de un sistema de almacenamiento de enorme capacidad. Esto hace que tengamos cierta capacidad de maniobra, pudiendo gestionar en tiempo real la Planta bajo condiciones realmente desfavorables, logrando sortear las penalizaciones anteriormente mencionadas. Los resultados obtenidos se mostrarán en el Capítulo 6 de esta Memoria.

## 2.4 Los Sistemas de Almacenamiento en Plantas Fotovoltaicas conectadas a la Red

A lo largo de este documento aparecerá en repetidas ocasiones la palabra *Batería*, y debe entenderse que hace referencia al Sistema de Almacenamiento del que disponemos en nuestra Planta. En realidad, en cualquier instalación generadora eléctrica a gran escala, lo que habitualmente encontraremos será una *granja de baterías* como la que se muestra en la Figura 2.6.



Figura 2.6. Sistema de Almacenamiento de la Planta Eólica de Grand Ridge en la localidad de Marseilles, Condado de La Salle (Illinois, USA). [32]

En esta Planta americana existe una capacidad de almacenamiento total de 12.2 MWh capaz de proporcionar una potencia máxima de 31.5 MW. Cada uno de los módulos que se aprecian en la Figura 2.6 es una unidad de almacenamiento independiente con una capacidad de 375 kWh y una potencia máxima de 1.5 MW. Las granjas de almacenamiento pueden llegar a ocupar superficies del orden de miles de metros cuadrados. [32] [33] [34]

Llegados a este punto, se considera conveniente realizar algunos apuntes acerca de este tipo de sistemas y su desarrollo en los últimos años para el caso que nos ocupa, a modo de conclusión del Capítulo 2 sobre el Estado del Arte.

En la actualidad, los Sistemas de Almacenamiento de tipo hidroeléctrico conforman, aproximadamente, más del 90% de la capacidad de almacenamiento eléctrico mundial, en lo referente a aplicaciones conectadas a la Red, lo que se conoce como *large scale power systems*. [35]

Siguiendo a los sistemas hidroeléctricos, vienen, con mucha diferencia en potencia suministrable, los sistemas basados en almacenamiento de aire comprimido. Sin embargo, desde hace aproximadamente una década hasta nuestros días, los Sistemas de Almacenamiento basados en diferentes tecnologías de Batería están tomando fuerza en el sector. [35]

Entre otras características, se pueden enumerar las siguientes [36], [37], [38]:

- Bajos o nulos niveles de polución.
- Altos rendimientos.
- Soporte rápido (cuasi-instantáneo) en casos en que existan defecto de producción.
- Servicio continuo mitigando fluctuaciones de la señal de potencia suministrada a la Red.
- Variedad de oferta en términos de potencia y densidad energética.
- Bajo mantenimiento.
- Largos ciclos de vida.
- Tamaño compacto (modular).

En realidad, el listado anterior enumera las características que serían deseables en una batería electroquímica, aunque lo cierto es que no existe aún una tecnología que las reúna a todas. De hecho, existen artículos que, a fecha de 2013, defendían que no existen baterías de las prestaciones necesarias y de precio adecuado que puedan instalarse en una Planta fotovoltaica conectada a la Red.

En nuestro caso particular, y en función de la literatura consultada, debería la compañía construir un Sistema de Almacenamiento propio que se adecuara a las prestaciones concretas que se requieran. Un *macro proyecto* de esta envergadura debería, en todo caso, venir apoyado por instituciones públicas.

Dicho lo cual, nuestro Sistema de Almacenamiento *virtual* será de 200 MWh de capacidad, como hemos comentado con anterioridad. Además, supondremos potencias de carga y descarga iguales a la potencia nominal de la Planta, es decir, 100 MW. Esto es un factor común a alguno de los artículos consultados sobre casos parecidos al que nos ocupa. En [37] se dice literalmente: “*Ideally, an ESS with the same power capacity as the PV power plant is required to compensate the power mismatch under all scenarios of the PV power fluctuation*”.

Además, la mayoría de los mencionados artículos contemplan granjas de baterías del orden de cientos de kWh, como mucho. En un orden de magnitud superior, encontramos ejemplos en [37] una batería de Ión-Litio en una instalación eólica estadounidense con 8 MW de potencia máxima, que data de 2014. Otra, en desarrollo desde 2015, de tecnología *flow battery* de 25 MW.

Algunas tecnologías, como la batería de Sulfuro de Sodio, pese a llevar tiempo en producción y comercializándose, sólo se encuentran presentes en 200 instalaciones en todo el mundo. [36]

Pese a que las de Ión-Litio son las más utilizadas por su relación entre coste y prestaciones [39] las conocidas como *baterías de flujo ó flow batteries* vienen despuntando en la actualidad por sus buenas prestaciones. Éstas precisan de dos tanques externos en los que se almacenan los electrolitos, que llevarán a cabo la reacción *redox*. Adicionalmente, necesitarán bombas para impulsar dichos fluidos. Se entiende, pues, que tanto el mantenimiento como el coste de la inversión es elevadísimo.

Aunque aún emergentes, esta tecnología presenta prestaciones que convendrían mucho en nuestra instalación: respuesta instantánea, con cambios ente los modos de carga y descarga del orden de milisegundos, autodescargas nulas debido a que los electrolitos están cada uno en su tanque (y se suponen pérdidas nulas de líquido) o grandes capacidades de almacenamiento. Esta tecnología es una de las que más se está instalando en la actualidad. [38]

A grandes rasgos y en resumen, con nuestro sistema de almacenamiento pretendemos, por un lado, cargas y descargas con potencias de hasta 100 MW. Por otro, deben ser relativamente rápidas si queremos actuar en tiempo real compensando las fluctuaciones en potencia de la producción del campo fotovoltaico. Y por último, que tenga una gran capacidad de almacenamiento que nos permita tener un gran margen de maniobra a lo largo del día de operación.

Según [36], estas prestaciones pertenecen a la gama *Bulk Power Management*, es decir, aplicaciones en las que se demanda una gran cantidad de potencia y se requieren grandes almacenamientos de energía. Estas características son asumibles por las tecnologías Hidroeléctricas y de Aire Comprimido, pero difícilmente por baterías electroquímicas.

A continuación se presentan dos de los principales inconvenientes que encontramos cuando hablamos de almacenamiento en baterías: [38]

- Ejecutar descargas profundas (cercanas al 100%) en estos sistemas reduce considerablemente su ciclo de vida. De igual modo, llegar a la saturación de estos sistemas tampoco trae consigo buenas consecuencias.
- Las altas temperaturas reducen el ciclo de vida. Por ejemplo, por cada 10-15 °F que se eleve la temperatura sobre los 70 °C de operación, de una Batería de Plomo Ácido (en una de tecnología VRLA: *Valve Regulated Lead Acid Battery*), su ciclo de vida se reduce a la mitad.

Para concluir, presentamos a continuación algunos de los hitos más recientes en este campo.

- En [38] se nombra una batería comercial disponible, instalada, por ejemplo, en la subestación *Edison Chino* de Southern California, con 10 MW de potencia máxima de carga/ descarga y capacidad de 40 MWh. Este sistema se emplea para realizar compensaciones rápidas de carga (*load leveling*).
- Récord Mundial (*Guinness World Record*): la batería “más grande” del mundo [40].
  - Capacidad de Almacenamiento: 36 MWh
  - Potencia Carga/ Descarga: 6 MW
  - Coste: 500 mill. \$
  - Compañías Fabricantes: BYD, Red Eléctrica de China (SGCC)
  - Emplazamiento: Zhangbei, provincia de Hebei (China)
  - Instalación Generadora: 140 MW (100 MW eólicos y 40 MW fotovoltaicos)
  - Evaluación del Récord: abastecer sólo con la batería a 12,000 viviendas durante una hora.

La Planta consta de un edificio, de dimensiones equivalentes a dos campos de fútbol, que contiene a todos los sistemas de almacenamiento. En la Base de Datos Mundial de Sistemas de Almacenamiento (DOE) hay inscritos 5 sistemas solamente de este proyecto, fabricados por empresas diferentes.

- (I) 6 MW / 36 MWh Lithium Iron Phosphate batteries (*BYD Auto*)
- (II) 4 MW / 16 MWh Lithium Iron Phosphate batteries (*Amperex Technology Limited (ATL)*)
- (III) 3 MW / 9 MWh Lithium Iron Phosphate batteries (*China Aviation Lithium Battery Co., Ltd.*)
- (IV) 1 MW / 2 MWh Lithium Iron Phosphate batteries (*Wanxiang Group*)
- (V) Dos Baterías iguales de 2 MW / 8 MWh, Vanadium Redox Flow Battery (*Prudent Energy*)

Existen otras baterías de menor envergadura como una Batería de Flujo de Vanadio (*redox*) de capacidad 1MWh y potencia 500 kW, entre otras. En total el coste de la instalación asciende a 1,800 millones de dólares, y continúan ampliando la Potencia instalada y los sistemas de almacenamiento.

Los planes pasan por llegar a 500 MW de potencia eólica instalada, 100 MW de fotovoltaica y 110 MWh de capacidad de almacenamiento. De momento tienen 80 MWh ya en funcionamiento y han paralizado la instalación de 4MWh de baterías de Sulfuro de Sodio por razones de seguridad.

A continuación se muestran los edificios en los que se está llevando a cabo el proyecto.



*Figura 2.7. Sistema de Almacenamiento más grande del Mundo basado exclusivamente en Baterías (Zhangbei, China) [41]*

# 3. Descripción y Modelado del Sistema

En este Capítulo se presenta una descripción del Sistema considerado, introduciendo las variables y ecuaciones principales que se contemplan. Además de introducir las variables principales del Sistema, se profundizará en el sentido físico de las mismas, ya que este aspecto juega un papel clave tanto en la programación del algoritmo como en las simulaciones que se presentarán en capítulos posteriores.

## 3.1 Proyecto Matriz

A fin de encuadrar cada una de las fases en el Proyecto Matriz, se muestra en la Figura 3.1 un esquema simplificado del mismo en el que aparecen nombrados sus componentes principales.

La Fase 1, como puede observarse, se lleva a cabo en un nivel superior al de la Fase 2, obteniendo de ella resultados horarios. Dichos resultados se traducen en una planificación (o *Scheduling*) de la energía que se pretende entregar a la Red durante el día de operación, así como de la Energía Almacenada en el Sistema de Almacenamiento. Estos valores de energía habrán sido calculados de manera tal que se maximice el beneficio económico que se genera a partir de la operación diaria de la Planta.

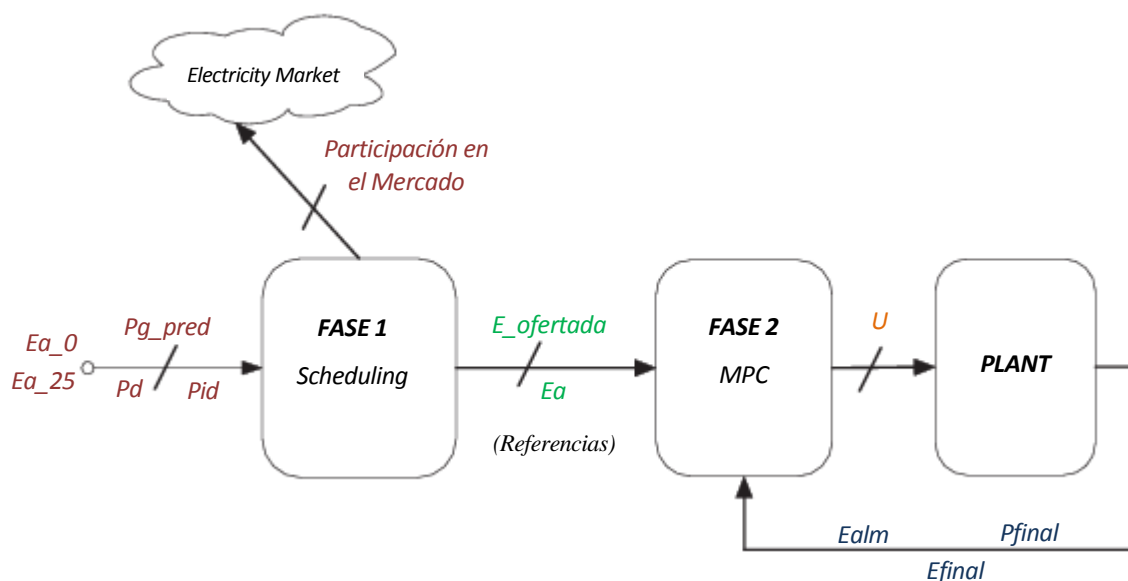


Figura 3.1. Esquema del Proyecto Matriz

La Fase 1 tiene como entradas principales la predicción de la potencia generada por la Planta durante cada hora del día de operación ( $Pg\_pred$ ), el estado inicial de carga del Sistema de Almacenamiento ( $Ea\_0$ ), el estado de carga del Sistema de Almacenamiento al finalizar el día de operación ( $Ea\_25$ ), precios estimados de la energía en el Mercado Diario ( $Pd$ ) y los precios estimados de la energía en el Mercado Intradía, que se reparte en 6 sesiones ( $Pid$ ).

Al ser el Mercado Eléctrico un *pool* horario, los resultados que la Fase 1 proporciona, también lo serán. Las salidas que proporciona esta fase son: el vector de los 24 valores de energía con los que nuestra Planta participará en el Mercado Eléctrico ( $E\_ofertada$ ) y los niveles de energía horarios almacenados en la Batería a lo largo del día de operación ( $Ea$ ). Se realizarán repetidas menciones a esta fase del Proyecto Matriz ya que, en el contexto que nos ocupa, es prácticamente imposible desligarla de nuestro trabajo.

Cabe resaltar que, como se explicará en apartados posteriores, se podrían realizar algunas modificaciones y ajustes sobre las referencias que propone la programación del día de operación debido a factores diversos, destacando entre ellos la discrepancia de escalas temporales existente entre ambas fases y la existencia de restricciones de tipo tecnológico o legal. Sobre todas estas cuestiones se profundizará en el Capítulo 4 de esta Memoria.

A continuación se presenta una descripción detallada del Sistema tal y como ha sido considerado en la fase que nos ocupa en este TFM. La explicación del mismo ha sido repartida en tres apartados, a fin de transmitir al lector una idea clara acerca de cómo ha sido modelado el Sistema, las variables que en él se contemplan, las ecuaciones que relacionan a dichas variables entre sí y los casos principales que podrían diferenciarse.

### 3.2 Representación Esquemática del Sistema

A continuación se muestra un diagrama de bloques que representa de forma esquemática a nuestro sistema.

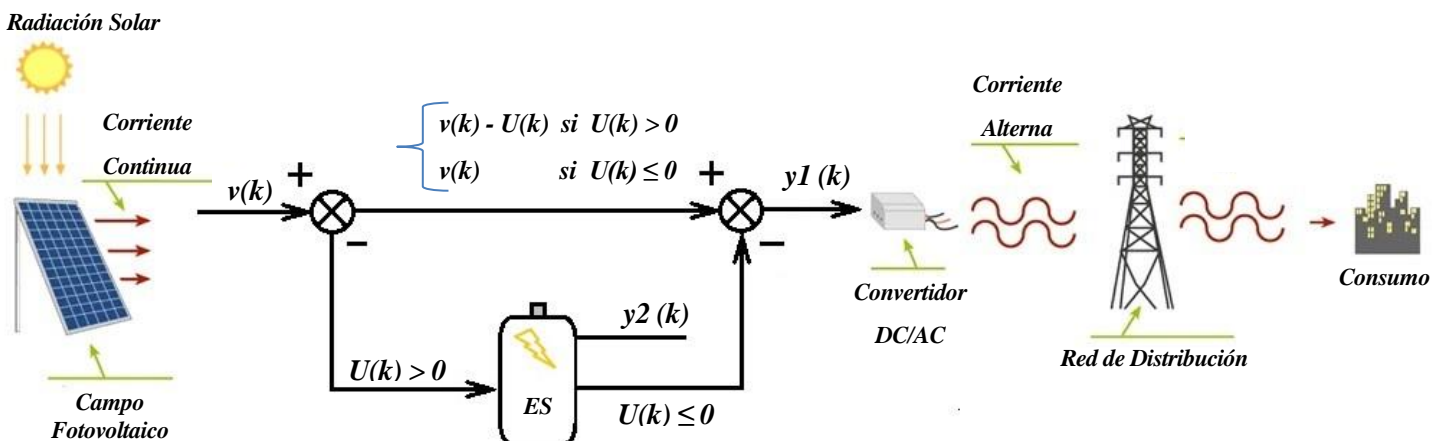


Figura 3.2. Esquema del Sistema

En la Figura 3.2 aparecen nombrados los elementos que conforman nuestro sistema y que fueron presentados en el Capítulo 1 de esta Memoria. Asimismo, se ubican sobre el esquema aquellas variables principales que son imprescindibles para poder comprender el control implementado sobre la Planta.

Nótese que en el Sistema de Almacenamiento aparecen las siglas *ES*. Se han incluido así debido a que es muy frecuente encontrar en la bibliografía esta nomenclatura haciendo referencia a almacenamientos de energía (*Energy Storage*) en plantas generadoras de electricidad como la nuestra.

Se ha considerado oportuno dedicar un apartado al desarrollo de las variables principales anteriormente mencionadas, ya que, al aparecer en la Figura 3.2 nombradas según la codificación del algoritmo en MATLAB, no es inmediato intuir qué representa cada una dentro del Sistema.

### 3.3 Variables Principales del Sistema

A continuación, se muestra una tabla con el conjunto variables principales consideradas, sus homólogas en el código y una breve explicación de su sentido físico, incluyendo además una columna final con la unidad en que se expresa cada una.

Variable (Nomenclatura Algoritmo)	Variable (Nomenclatura TFM)	Sentido Físico	Unidad
<b>v(t)</b>	<b>Pg(t)</b>	<b>Perturbación:</b> Potencia Generada por la Planta en cada instante a lo largo de las 24 horas del día de operación.	<b>MW</b>
<b>U(t)</b>	<b>U(t)</b>	<b>Señal de Control:</b> potencia de carga o descarga aplicada al Sistema de Almacenamiento.  Si <b>U&gt;0</b> : fracción de la Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico que se destina a Almacenamiento, en cada instante.  Si <b>U&lt;0</b> : potencia que se descarga del Sistema de Almacenamiento en cada instante para ser aportada a la Red.  Si <b>U=0</b> : no se carga ni se descarga la Batería.	<b>MW</b>
<b>y1(t)</b>	<b>Pfinal(t)</b>	<b>Salida 1:</b> Potencia Entregada a la Red de Distribución en cada instante a lo largo de las 24 horas del día de operación.	<b>MW</b>
<b>y2(t)</b>	<b>Ealm(t)</b>	<b>Salida 2:</b> Energía Almacenada en el Sistema de Almacenamiento en cada instante a lo largo de las 24 horas del día de operación.	<b>MWh</b>

Tabla 2. Variables Principales del Sistema



Nótese que denominamos *Perturbación* a la variable  $v(t)$  en cuanto a que es una entrada al Sistema sobre la que, en principio, nuestro control no tiene poder de decisión alguno. La potencia que genera un campo fotovoltaico estará principalmente influenciada por la radiación solar incidente sobre los paneles del mismo, no siendo objeto de este Proyecto el modificar el grado de exposición de los paneles a la radiación solar, ni ninguna acción semejante.

De entre todas las variables presentadas en la Tabla 2, se considera conveniente realizar a continuación una serie de comentarios acerca de la Potencia Generada por el campo fotovoltaico. En el Capítulo 4 de este documento, se analizarán de igual modo las predicciones de esta variable que se contemplan, aspecto crucial en ambas fases del Proyecto Matriz.

### 3.3.1 Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico

Como se ha comentado, la potencia generada por el campo fotovoltaico ( $P_g$ ) dependerá principalmente de la radiación solar que incida sobre los paneles del mismo. Por tanto, es de esperar que el perfil de potencia generada por la planta a lo largo del día sea relativamente proporcional al perfil de radiación solar del día en cuestión.

A continuación, se muestra en la Figura 3.3 el perfil de radiación medio correspondiente a un día de verano completamente soleado en la localidad de Isla Mayor, situada en el cuadrante suroccidental de la provincia de Sevilla (Andalucía, España).

La información ha sido recogida del sitio web de la *Agencia Andaluza de la Energía*, organismo que depende directamente de la *Consejería de Innovación, Ciencia y Empleo* de la Junta de Andalucía. La estación de medida de Isla Mayor se encuentra coordinada por AEMET (*Agencia Española de Meteorología*). [42]

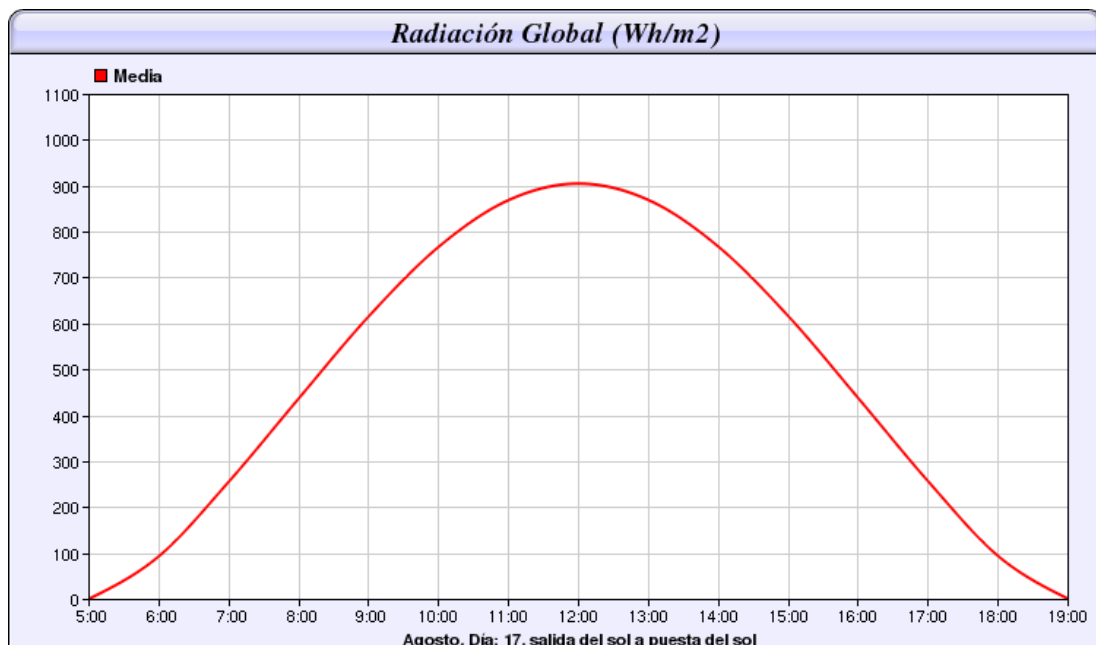


Figura 3.3. Datos de Radiación en Isla Mayor (Sevilla) durante el 17 de Agosto de 2015

La forma de campana que se aprecia en la Figura 3.3 será la típica de los días soleados. A la vista de esta gráfica, podemos intuir que los perfiles de producción energética del campo fotovoltaico tendrán una forma muy similar.

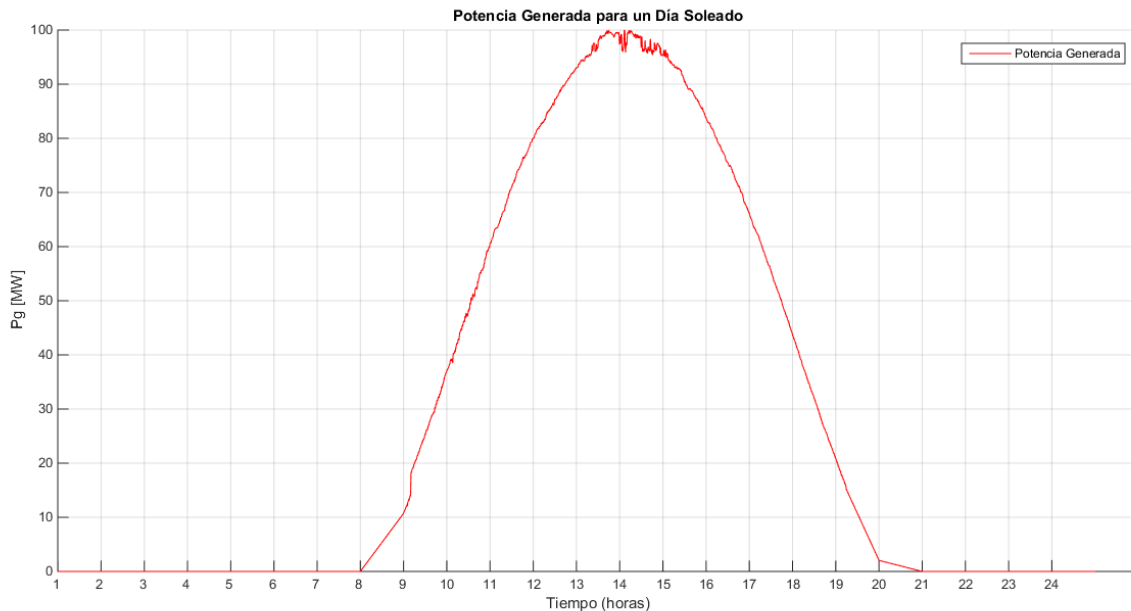


Figura 3.4. Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico durante un día soleado

Realmente, los datos de los que disponemos están expresados en unidades de radiación solar y pertenecen a un día soleado del mes de Abril (año desconocido), motivo por el cual no parecen coincidir las horas de salida y puesta de sol de la Figura 3.4 con las del perfil de radiación mostrado en la Figura 3.3.

La operación realizada para la obtención de la curva de la Figura 3.4 es un escalado de 0 a 100 (MW) a partir de una curva de radiación, de forma que existen picos en los que suponemos que el campo produce una potencia igual a la instalada.

Esta manera de proceder es fácilmente justificable, ya que lo verdaderamente relevante de cara a las simulaciones que se van a realizar es la forma de la curva para cada una de las situaciones meteorológicas que se contemplan.

Sin embargo, a lo largo de un día nublado, obtendríamos un perfil de radiación como el que se muestra a continuación.

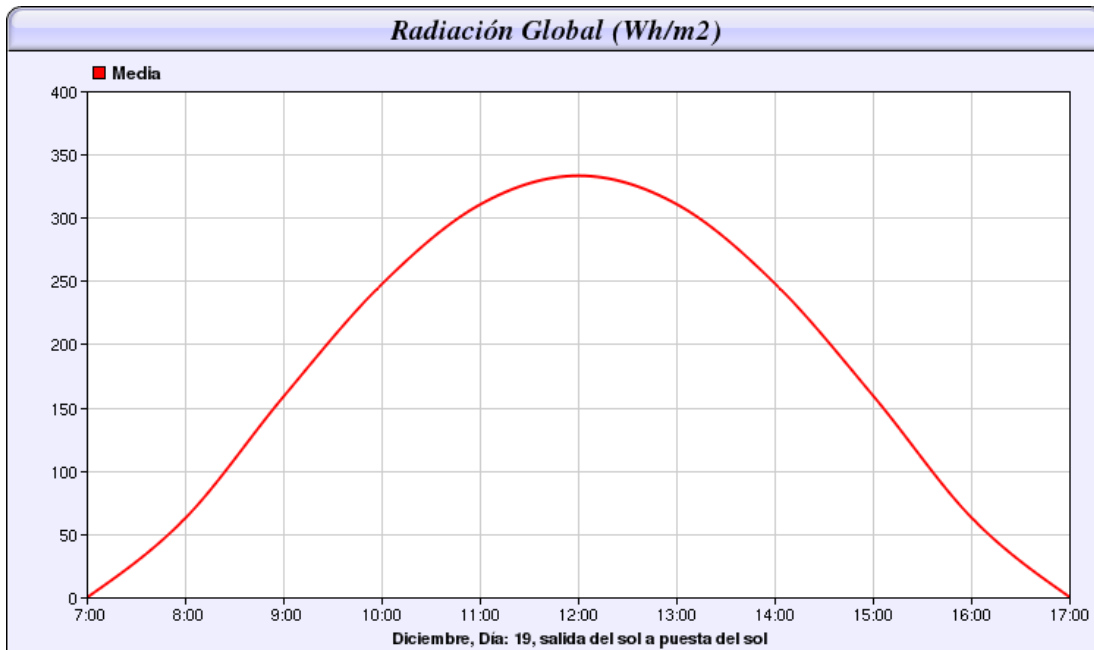


Figura 3.5. Datos de Radiación en Isla Mayor (Sevilla) durante el 19 de Diciembre de 2015

Los datos representados pertenecen a medidas tomadas, de igual forma, en la estación de Isla Mayor. Se observa como a lo largo del día 19 de Diciembre, los niveles de radiación son bastante menores que en la Figura 3.3, obteniéndose como resultado una curva más plana cuyo punto máximo es inferior a 350 Wh/m<sup>2</sup>. Nótese que el pico de radiación en la Figura 3.3 es superior a este valor en casi tres veces.

En concordancia con el perfil de un día nublado, obtendremos un perfil de producción del campo fotovoltaico con una forma parecida al que se muestra en la Figura 3.6:

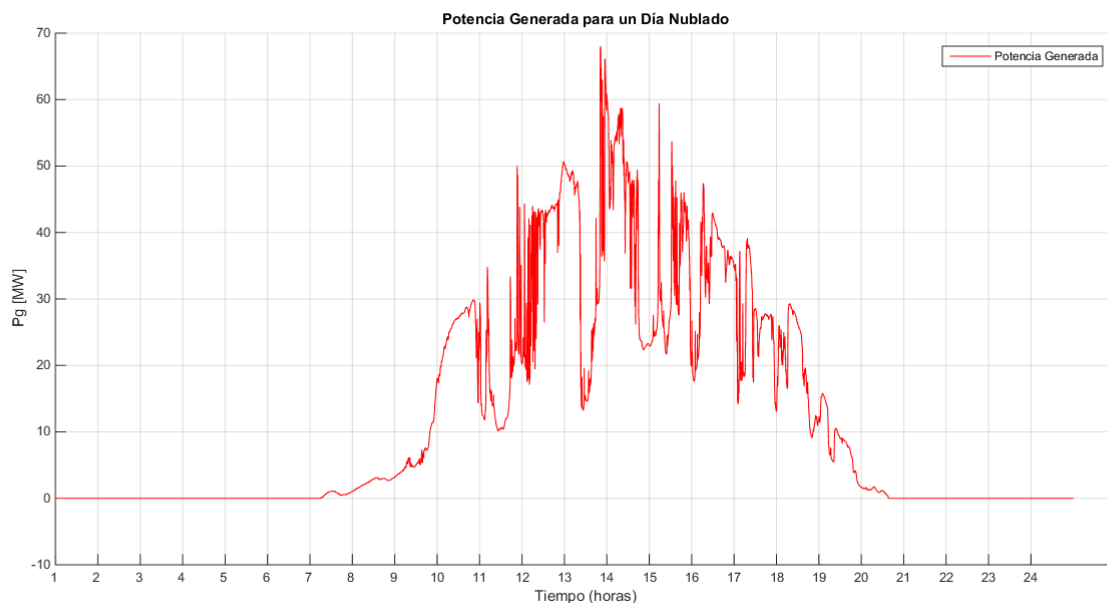


Figura 3.6. Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico durante un día nublado

Los datos representados en la Figura 3.6 se corresponden con los de un día nublado de un mes desconocido, y han sido modificados, mediante el escalado comentado anteriormente, de forma que la producción máxima corresponda con 68MW. De nuevo, justificamos esta forma de proceder bajo el pretexto de que lo relevante es obtener perfiles de producción con los trazados habituales en plantas reales de este tipo. Asimismo, puede apreciarse que el aspecto de dicha curva es ciertamente ruidoso. Esto es debido a la gran variabilidad en la producción que se hace palpable en los días con “nubes y claros”.

### 3.4 Ecuaciones que rigen el Sistema

Una vez presentado el esquema y las variables del Sistema, procedemos a comentar las ecuaciones que constituirán nuestro modelo. De este modo, será más sencillo comprender la dinámica de la Planta, cuyo comportamiento, como se comprobará a posteriori, puede ser evaluado en base a dos parámetros principales. Por un lado, el error en el suministro de energía a la Red (Salida 1) y, por otro, el error en el seguimiento de la energía almacenada en la batería (Salida 2), en cada tramo horario.

Nótese que, el modelo de gestión de la Planta será multivariable, ya que consta de dos salidas. Es usual denominar a este tipo de sistemas como *MIMO* (*Multiple-Input, Multiple-Output*).

#### 3.4.1 Energía Suministrada a la Red de Distribución

En este subapartado las variables aparecerán nombradas según la forma en que aparecen en la columna *Nomenclatura TFM* de la Tabla 2, de cara a hacer más intuitivas las relaciones. A la luz del esquema presentado en la Figura 3.2, se puede deducir con facilidad la siguiente ecuación:

$$P_{final}(t) = P_g(t) - U(t) \quad (I^*)$$

Nótese que la ecuación (*I\**) se encuentra expresada en términos de Potencia (*MW*), y el epígrafe de este subapartado reza *Energía Entregada a la Red de Distribución*. Aunque sobre esta cuestión volveremos en numerosas ocasiones a lo largo de este documento, es importante señalar que la energía entregada a lo largo de una hora a la Red, no es más que la integral de la curva de potencia entregada a la Red durante dicho tramo horario. Esta conocida relación ha sido aprovechada para simplificar la estrategia de control, como se explicará más adelante.

Si atendemos a la distinción que en la Tabla 2 se hace respecto a la variable *U*, nos damos cuenta de que, en función de ésta, podemos diferenciar principalmente tres situaciones:

- Si  $U(t) > 0$ :  $P_{final}(t) = P_g(t) - |U(t)|$

Caso en el que parte de la Potencia Generada por la Planta está siendo aplicada a la Batería a modo de Potencia de Carga. Por tanto, es inmediata la relación:

$$P_{final}(t) < P_g(t)$$

Se está entregando a la Red de Distribución menos potencia de la que la Planta está generando en el instante  $t$ .

- Si  $U(t) = 0$ :  $P_{final}(t) = P_g(t)$

Caso en el que la totalidad de la Potencia Generada por la Planta está siendo destinada a suministro en la Red de Distribución. En ese instante el Sistema de Almacenamiento no está siendo ni cargado, ni descargado, por tanto, la cantidad de energía almacenada en él permanecerá invariante.

- Si  $U(t) < 0$ :  $P_{final}(t) = P_g(t) - [-U(t)] = P_g(t) + |U(t)|$

Caso en el que se está descargando el Sistema de Almacenamiento. Por tanto, es inmediata la relación:

$$P_{final}(t) > P_g(t)$$

Se está suministrando a la Red de Distribución más potencia de la que la Planta está generando en ese instante  $t$ . Esta es una de las ventajas que se derivan de la implantación de Plantas Fotovoltaicas con Sistemas de Almacenamiento como la nuestra.

Como apunte final, es importante hacer notar que, aunque de cara a la descripción del Sistema estemos expresando las variables en función del tiempo, el planteamiento durante la mayoría de las secciones de este documento se ha llevado a cabo con las ecuaciones expresadas en tiempo discreto.

A pesar de ello, la ecuación (I\*) tiene exactamente la misma expresión en discreto, al ser una simple relación algebraica que se debe cumplir en todos los tiempos de muestreo de la simulación. Como mera formalidad, procedemos a escribirla expresada, ahora sí, en términos de la "variable discreta"  $k$ .

$$P_{final}(k) = P_g(k) - U(k) \quad (I)$$

Puede decirse, pues, que la Salida 1 carece de dinámica.

### 3.4.2 Energía Almacenada en las Baterías

Para obtener la ecuación que rige el comportamiento de la Salida 2, debemos determinar de qué manera se desea a modelar el Sistema de Almacenamiento. Las pretensiones del trabajo desarrollado en este TFM se alejan bastante de conseguir un modelo físico que aproxime con relativa exactitud la dinámica de una Batería real con aplicación a Plantas de Potencia basadas en energías renovables. Por ello, el proceso de modelado del Sistema de Almacenamiento tendrá como guía el sencillo razonamiento que se presenta a continuación, acerca del comportamiento esperado de este sistema.

Básicamente, el comportamiento que se espera del Sistema de Almacenamiento es que actúe como acumulador de energía cuando la señal de control  $U$  sea positiva (potencia de carga), que se descargue cuando  $U$  sea negativa (potencia de descarga), y que el valor de la Salida 2 permanezca constante en aquellos casos en que la  $U$  sea nula (no se aplica potencia alguna, batería en reposo). No se contemplarán auto-descargas que, en realidad, suceden cuando la batería se encuentra en reposo. Estas auto-descargas pueden llegar a ser del orden del 10 – 20%/mes de la Energía Almacenada y dependen fundamentalmente de la tecnología empleada en la batería. [38] En algunos tipos las auto-descargas son despreciables, como en nuestro caso.

A grandes rasgos, el comportamiento descrito concuerda con el de un simple Integrador, un modelo básico que mostramos a continuación en la Figura 3.7.

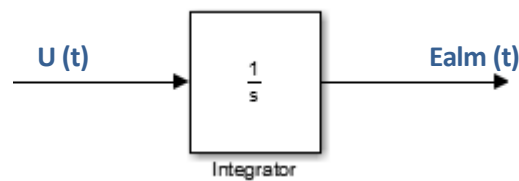


Figura 3.7. Modelo de un Integrador

Nótese que, al aproximar nuestro Sistema de Almacenamiento por un Integrador, si durante un intervalo de tiempo, por ejemplo una hora, la  $U$  permaneciera con valor constante distinto de cero (positivo o negativo), lo que obtendríamos en la salida del Integrador sería una recta de pendiente  $U$ . Los procesos que representan a las Cargas y Descargas de la Batería para el Sistema considerado en este TFM serán comentados más adelante, y se muestran en las Figuras 3.8 y 3.9.

La ecuación en tiempo continuo que representa a nuestro integrador es de sobra conocida. A continuación, la aplicamos para el caso de la energía almacenada durante un periodo de tiempo genérico que se inicia en  $t_0$  y concluye en  $t_1$ .

$$\Delta E_{alm_{t_0 \leftrightarrow t_1}} = \int_{t_0}^{t_1} P(t) \cdot dt = E_{alm_{final}} - E_{alm_{inicial}}$$

Como ya se ha comentado, debemos tener en cuenta que nuestras simulaciones se han programado en discreto. Transformar a tiempo discreto la relación anterior es una tarea bastante intuitiva, aunque en esta ocasión, a diferencia de lo que ocurría con la ecuación (1\*), las expresiones resultantes no serán idénticas.

El modelo del Sistema de Almacenamiento sí tiene dinámica y, por ello, hay que plantearse una cuestión tan fundamental a la hora de discretizar como es el Tiempo de Muestreo.

- **Tiempo de Muestreo**

En primer lugar, debemos caer en la cuenta de que las simulaciones que vamos a realizar deben abarcar las 24 horas del día. Por otro lado, es evidente que nuestro algoritmo no puede ser planteado de manera horaria, como se hace en la Fase 1, sino que se precisa de un tiempo de muestreo bastante inferior para poder llevar a cabo un control adecuado de la Planta.

Por tanto, sin lugar a dudas, debemos encontrar un valor menor de 60 minutos que permita a nuestro control actuar en tiempo real ante cualquier cambio en la situación del Sistema, por ejemplo, un cambio meteorológico repentino que merme la producción de energía eléctrica (variable  $P_g$ ).

Se ha considerado el valor de **6 segundos** lo suficientemente pequeño como para llevar a cabo simulaciones consecuentes con la realidad. Asimismo, como veremos en apartados posteriores en los que se entra más en profundidad en el diseño del control, este valor nos permitirá definir valores igualmente razonables para los horizontes de predicción ( $N_2$ ) y de control ( $N_u$ ).

En definitiva, ya tenemos fijado el valor de la variable que denominaremos  $t_m$ :

$$t_m = 6 \text{ segundos}$$

Esta variable estará íntimamente ligada a otra denominada **valor\_ajuste**. Su función en la ecuación discreta que rige el comportamiento de la Salida 2 es realizar la operación de integración de la variable  $U$ , entrada del Integrador, a lo largo de los diferentes tiempos de muestreo, haciendo que los procesos de carga y descarga tengan verdadero sentido físico.

Se presenta a continuación la ecuación discreta para la Energía Almacenada en la Batería:

$$E_{alm}(k+1) = E_{alm}(k) + \text{valor}_{ajuste} \cdot U(k) \quad (II)$$

Como puede apreciarse en la expresión (II), aparece la variable **valor\_ajuste** multiplicando a la variable de decisión  $U$ . Con **valor\_ajuste** en la ecuación de la Salida 2 conseguimos procesos de carga que se ajustan al comportamiento “real” de una batería.

El comportamiento deseado se comprende fácilmente con el siguiente supuesto:

- Sea una entrada de  $U = +1MW$  aplicada al Sistema de Almacenamiento a lo largo de 1 hora. Al finalizar dicho intervalo de tiempo se habrá debido almacenar en la Batería una cantidad total de energía de 1 MWh. La misma respuesta podría describirse para entradas  $U$  negativas, siendo éste el caso de las descargas de energía.

Nótese que, de acuerdo al tiempo de muestreo ( $t_m$ ) seleccionado, se cumple la siguiente relación:

$$1 \text{ hora} = 3600 \text{ segundos}$$

$$\frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ hora}} * \frac{1 \text{ tiempo de muestreo}}{6 \text{ s}} = 600 \frac{\text{tiempos de muestreo}}{\text{hora}}$$

En la Figura 3.8, se presenta un proceso de carga de 2MWh durante una hora (600 tiempos de muestreo), sin haber tenido en cuenta la variable **valor\_ajuste** en la expresión (II). Como puede observarse, el proceso carece de lógica alguna ya que al cabo de la hora se habrían almacenado 1200 MWh. Por el contrario, en la Figura 3.9, se presenta el mismo proceso de carga según la ecuación (II).

El estado inicial de carga de la batería será, en este ejemplo, de 0 MWh.

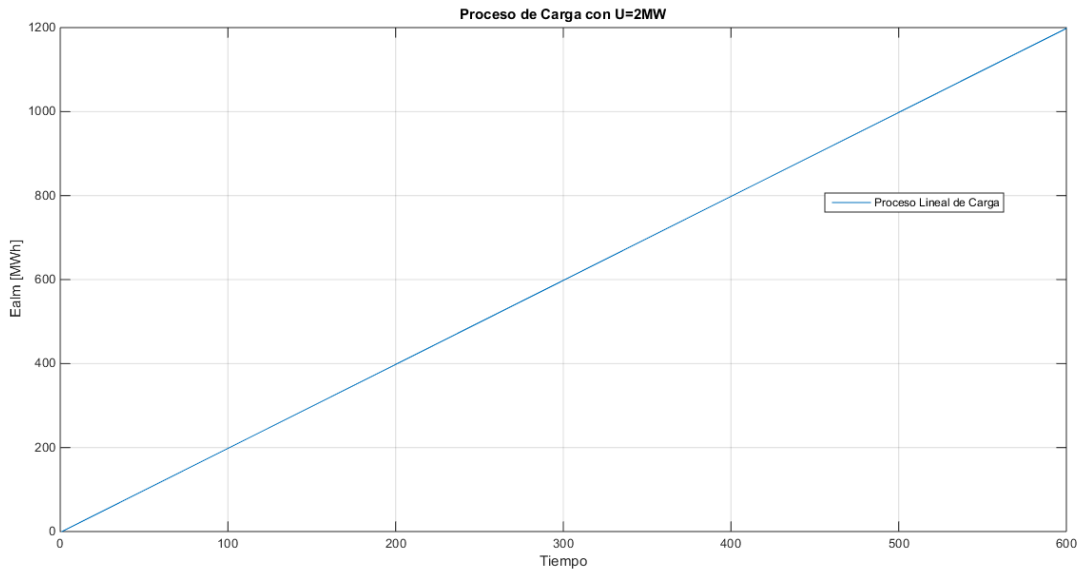


Figura 3.8. Proceso de Carga sin contemplar **valor\_ajuste** en la Ecuación (II)  
[valor\_ajuste = 1]

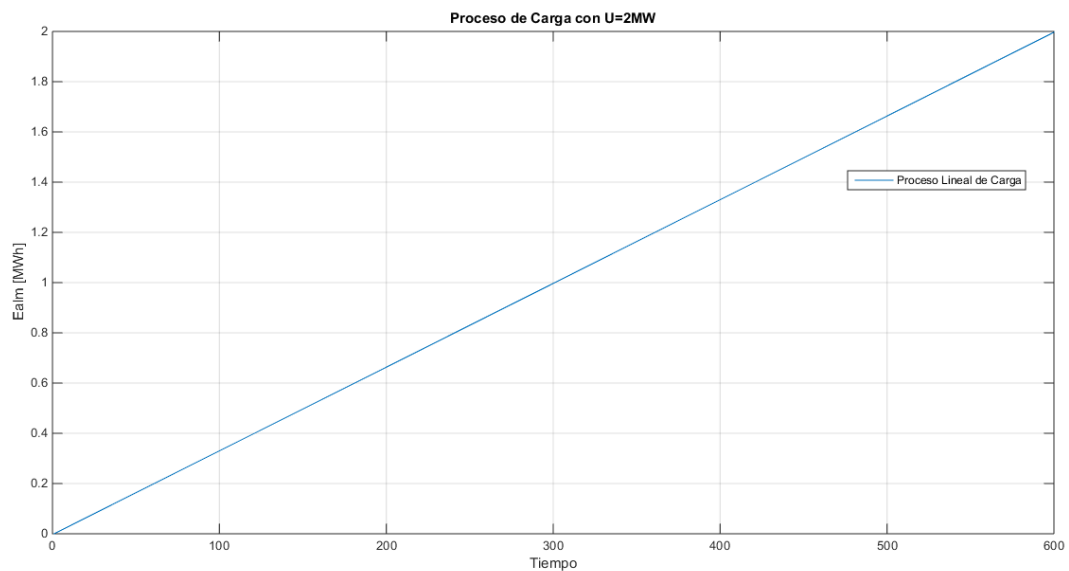


Figura 3.9. Proceso de Carga del Sistema de Almacenamiento



Para ilustrar una descarga, el estado inicial de carga será de 2 MWh, luego se produce una descarga completa del Sistema de Almacenamiento a lo largo de la hora.

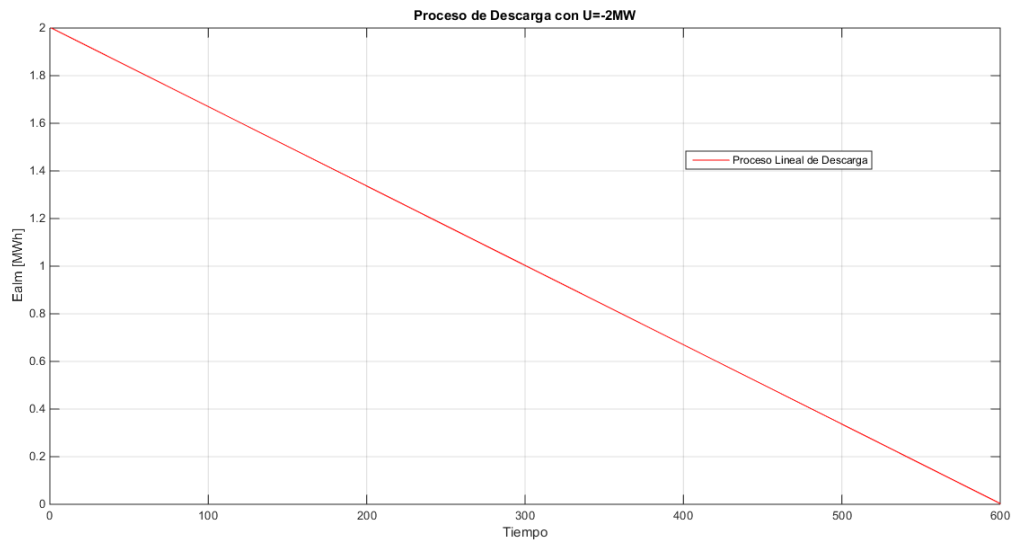


Figura 3.10. Proceso de Descarga del Sistema de Almacenamiento

A modo de recopilación y punto final del apartado 3.4, se presentan a continuación las dos ecuaciones por las que damos por modelado el esquema de gestión de la Planta, tal y como ha sido interpretado desde la autoría de este TFM:

$$\left[ \begin{array}{l} Ealm(k + 1) = Ealm(k) + valor_{ajuste} \cdot U(k) \quad (II) \\ Pfinal(k) = P_g(k) - U(k) \quad (I) \end{array} \right]$$

Una vez comentadas las principales variables a considerar y la forma en que se ha modelado el Sistema de gestión de la Planta, es necesario explicar cuáles han sido los criterios y estrategias escogidas con el fin de lograr una operación óptima de la misma a lo largo del día. Se ha dedicado un Capítulo completo a ello.

# 4. Estrategia de Operación de la Planta

---

En este Capítulo se presenta una descripción detallada de la estrategia que, desde la autoría de este Proyecto, se propone para el control de la operación de una Planta Fotovoltaica con Almacenamiento. Los primeros dos apartados estarán dedicados a comentar la Fase 1 del Proyecto Matriz con relativo detalle ya que, a pesar de no ser parte del trabajo que se presenta en esta Memoria, no podemos dejar de introducir, al menos, sus funciones principales y los resultados que proporciona, dada la íntima relación que guarda con el algoritmo desarrollado en la Fase 2. Durante el resto del Capítulo se comentarán de manera detalla otros aspectos como restricciones a considerar, escalas temporales o criterios de operación.

## 4.1 Fase 1: Programación del Día de Operación

Para la obtención del *Scheduling* del día de Operación, la Fase 1 precisa de ciertos datos de entrada. Principalmente, se pueden diferenciar hasta cinco:

- Predicción de la Potencia Generada por la Planta durante el día de Operación.
- Predicción de Precios en el Mercado Eléctrico Diario.
- Predicción de Precios en las sesiones del Mercado Intradía.
- Estado de Carga Inicial del Sistema de Almacenamiento.
- Estado de Carga Final del Sistema de Almacenamiento.

Cabe destacar que la Fase 1 se ejecuta una sola vez y que no tiene por qué ser calculada para el día inmediatamente posterior, sino que es posible seleccionar una fecha cualquiera, siempre que se tengan los datos requeridos para el día deseado. La bondad del *Scheduling* guardará una relación directa con la fidelidad y exactitud de los datos de entrada de los que parta.

Uno de los datos de entrada determinante es la estimación de producción de la Planta a lo largo del día de operación. En el Capítulo 3 se dedicó un subapartado a comentar algunos aspectos de la curva de Potencia Generada, así como las dos situaciones meteorológicas principales que se contemplan. En el subapartado que sigue, se detallarán las diferentes variables de predicción de potencia generada con las que se cuenta, tanto para la elaboración de *Scheduling* del día de operación, como para llevar a cabo el control de la Planta en tiempo real.

#### 4.1.1 Predicciones de la Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico

En la Tabla 3 aparecen las variables que representan las predicciones de la Potencia Generada por el campo fotovoltaico que serán consideradas en el contexto del Proyecto Matriz. Como puede comprobarse, la tabla comparte un formato parecido al de la Tabla 2 del Apartado 3.3.

Variable (Nomenclatura Algoritmo)	Variable (Nomenclatura TFM)	Uso	Unidad
<b>v_pred(k)</b>	<b>Pg_pred(k)</b>	<b>Predicción de la Potencia Generada:</b> empleada en la Fase 1 para la elaboración del <i>Scheduling</i> del día de operación. Es una de las entradas principales de esta primera fase y contiene un valor de potencia por cada tiempo de muestreo.	<b>MW</b>
<b>v_cp(k)</b>	<b>Pg_pred_cp(k)</b>	<b>Predicción a Corto Plazo de la Potencia Generada:</b> se emplea en el bucle de control en tiempo real. Suponemos que desde la Planta se tiene la posibilidad de obtener estimaciones precisas de Potencia Generada extendidas a lo largo del horizonte de predicción, en base a la situación meteorológica que se esté dando a lo largo del día de operación.	<b>MW</b>

Tabla 3. Variables de Predicción de la Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico

Nótese que, de acuerdo con el tiempo de muestreo escogido, un día completo en nuestra simulación constará de 14400 tiempos de muestreo.

Como es lógico, el vector  $Pg\_pred\_cp$  aproximará con mayor precisión la potencia real generada por el campo en comparación con  $Pg\_pred$  debido a que es considerablemente más sencillo obtener predicciones fidedignas en el propio día de operación y con una antelación del orden de segundos, que obtenerlas con una antelación del orden de días. Evidentemente, todos los vectores de predicción de la potencia generada dependerán fundamentalmente de la exactitud de la predicción meteorológica de la que dispongamos para el día de operación.

Es importante, de cara al buen funcionamiento del control en tiempo real, que las estimaciones de  $Pg\_pred\_cp$  sean lo suficientemente precisas. De hecho, en el marco de las simulaciones llevadas a cabo en este TFM se considerará lo siguiente:

$$P_{pred\_cp}(k+i) = P_g(k+i), \quad \forall i = 1 \dots N_2$$

De forma que se asume un conocimiento perfecto de la potencia generada en el futuro, siempre dentro del muy corto plazo (el horizonte de predicción  $N_2$  será del orden de segundos, como se comprobará en el siguiente Capítulo). Una vez transcurrido el día de operación, pueden llevarse a cabo análisis a través de los cuales determinar la bondad con la que se predijo

en su día  $Pg\_pred$ , así como los correspondientes para  $Pg\_pred\_cp$ . Dichos análisis pueden basarse, por ejemplo, en el cálculo de un error de predicción promedio.

$$\overline{error}_{pred}(\%) = \frac{\sum_{k=1}^{Tsim} (P_g(k) - P_{gpred}(k))}{Tsim} \times 100$$

En realidad, la Fase 1 no trabaja en términos de potencia en lo que a producción eléctrica del campo fotovoltaico se refiere. Por el contrario, lo que utiliza como predicción es un valor medio de energía generada que es calculado a partir de la curva  $Pg\_pred$ .

En el caso de  $Pg\_pred\_cp$  el error medio sería nulo. Esta situación no es una hipótesis poco frecuente. En [43] se asume de igual modo lo que ellos denominan *perfect short-term forecast*.

Llegados a este punto, sólo faltaría comentar la forma en que desde la Fase 2 se van a recibir los valiosos resultados generados por la Fase 1. Éstos se materializan en la forma de dos vectores ( $E\_ofertada$  y  $Ea$ ), los cuales contienen los 24 valores óptimos de energía a entregar a la Red de Distribución durante el día de operación y los correspondientes valores de energía almacenada en la Batería, respectivamente.

#### 4.1.2 Resultados proporcionados por la Fase 1: *Scheduling*

Como parte del trabajo desarrollado por los compañeros de la Fase 1, se programó un Algoritmo de Predicción del Precios de la energía a lo largo del día de operación. Sin embargo, se escapa del alcance de esta Memoria el entrar en detalle alguno a este respecto.

Con las estimaciones de precios y de producción energética de la planta, se lleva a cabo una estrategia de optimización que da lugar a los resultados que se muestran en las Figura 4.1 y 4.2.

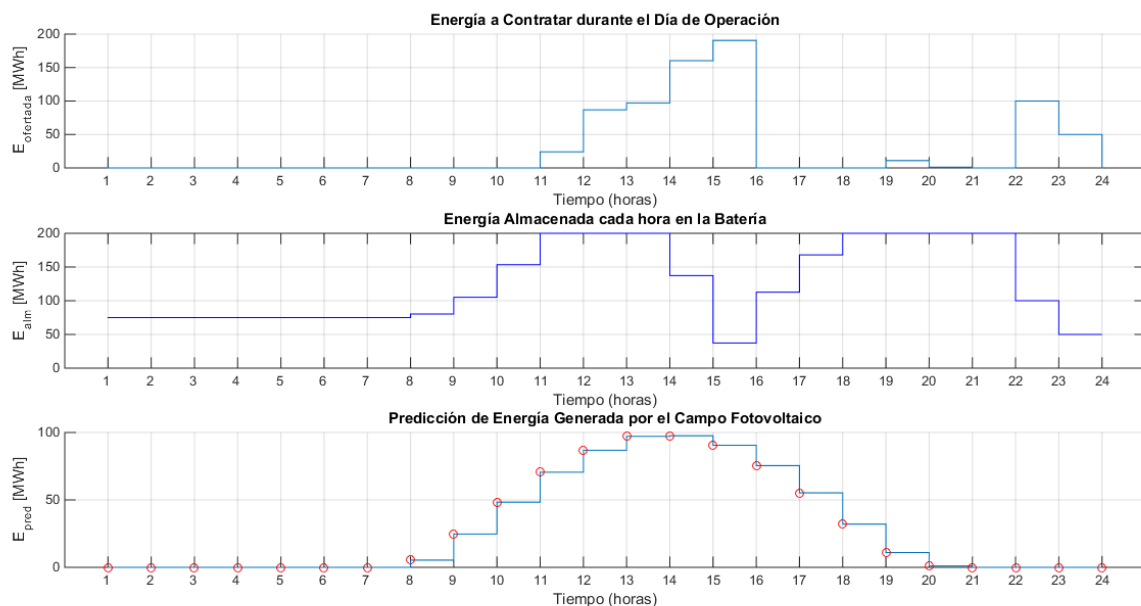


Figura 4.1. Resultados del Scheduling: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de Energía Generada por el Campo Fotovoltaico.

En concreto, se han representado los resultados correspondientes a un día con el perfil de radiación solar de “día soleado” comentado en el subapartado 4.1.1.

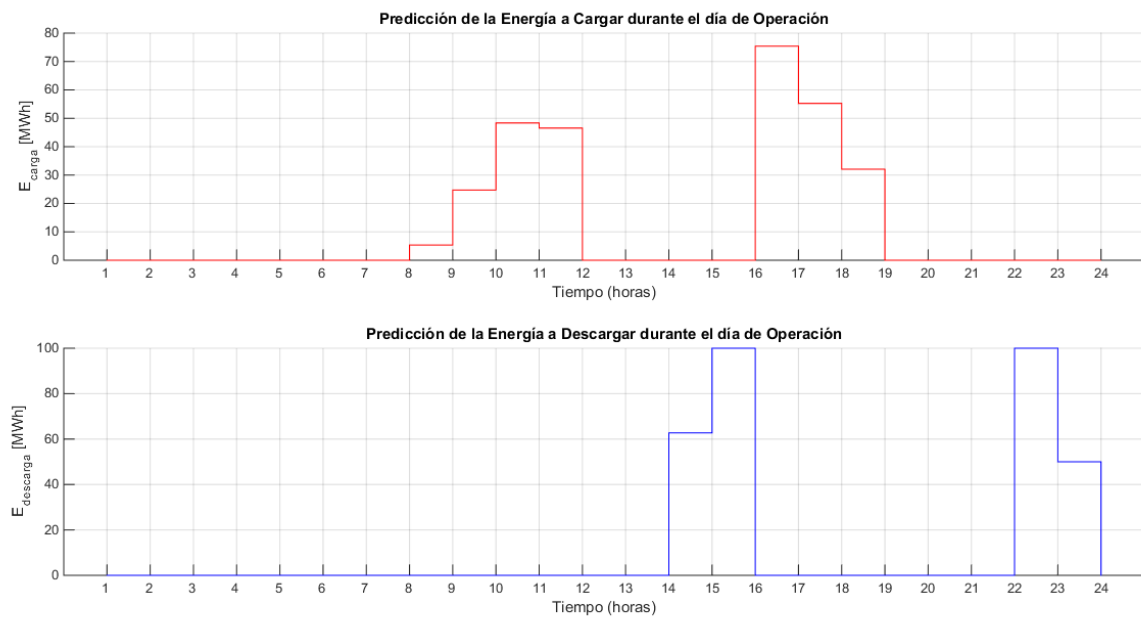


Figura 4.2. Resultados del Scheduling: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento

A la vista de la Figura 4.1, se puede observar que la variable principal para la Fase 2 es la representada en la primera de las tres gráficas. Dicha curva muestra, a base de escalones, los valores óptimos de energía que la Planta debería suministrar a la Red a lo largo del día de operación, hora a hora.

Nótese que todas las curvas mostradas en 4.1 y 4.2 se corresponden con una representación a base de escalones de vectores de 24 valores. A este respecto, se comentarán en el siguiente apartado las dificultades que acarrea la diferencia de escalas temporales existente entre Fase 1 y Fase 2.

Es importante señalar que es con estos valores con los que la compañía operadora de la Planta participará en el Mercado Diario. Por tanto, una vez transcurrida la subasta, existe una obligación legal contraída con el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) de cara a dar exactamente estos niveles de energía.

La interpretación que desde la Fase 2 debemos hacer de dicha curva no es otra que la de tomarla como referencia para el control MPC en energía entregada a la Red al finalizar cada tramo horario. De igual forma, en la segunda gráfica de la Figura 4.1 se representa la curva que constituirá la referencia de energía almacenada en la batería en cada tramo horario.

Continuando con el análisis de las referencias que son relevantes para el control de operación de la Planta, en la Figura 4.2 se observan dos gráficas, las cuales representan los procesos de carga y descarga del Sistema de Almacenamiento. En concreto, la gráfica superior representa la energía a almacenar en la Batería en cada tramo horario, y en la inferior la que se debería descargar. Nótese que en una misma franja horaria sólo existen tres operaciones posibles a realizar con el Sistema de Almacenamiento: cargar, descargar o que permanezca en reposo.

Realmente, los resultados mostrados guardan una íntima relación entre sí que viene marcada por las ecuaciones que se han presentado en el Capítulo 3. Luego, las gráficas no son independientes entre sí, sino que mantienen una coherencia que es sencilla de entender a la luz de la dinámica del Sistema.

Para concluir con este subapartado, es importante señalar que, como se comentará en apartados siguientes, los resultados proporcionados por la Fase 1, aunque valiosos, pueden no ser tomados tal cual. De hecho, constituirán una guía que podría ser modificada por cuestiones de limitación técnica en aquellos casos en los que se requiera.

#### 4.2 Diferencia de Escalas Temporales entre Fases

Como se comentó en el subapartado 4.1.2, para elaborar la planificación o *Scheduling* del día de operación, el algoritmo de la Fase 1 emplea valores estimados de energía producida por hora, que a su vez son calculados a partir de la curva de predicción de potencia eléctrica generada durante el día de operación ( $Pg_{pred}$ ).

Aunque  $Pg_{pred}$  es un vector de 14400 componentes de valores de potencia (24 horas de tiempo discreto), la Fase 1 traduce dicho vector en uno de 24 valores de energía, medido en MWh. A partir de este momento, el algoritmo trabaja con vectores de este tamaño hasta que proporciona los diferentes resultados horarios que han sido descritos en apartados anteriores. Se puede concluir, pues, que el horizonte de la Fase 1 es eminentemente horario y, como se verá a continuación, este hecho conlleva ciertas dificultades que deben ser solventadas desde la Fase 2.

La escala temporal concebida desde la Fase 2 es bastante inferior. Como se explicó en el subapartado 3.4.2, el tiempo de muestreo es de 6 segundos, por lo que durante la simulación del día de operación se debe disponer de un valor de predicción por cada tiempo de muestreo, así como de un valor de referencia para cada salida ( $P_{final}$  y  $E_{alm}$ ), para poder calcular el vector de errores de seguimiento. Se profundizará sobre estos cálculos en el Capítulo 5, dedicado al desarrollo del Algoritmo de Control.

El operar en tiempo real y, por tanto, haber fijado un tiempo de muestreo del orden de segundos, trae consigo consecuencias adicionales en lo que a restricciones se refiere. Es relevante señalar que, debido a la escala temporal horaria de la Fase 1, no tendría tampoco sentido contemplar estas limitaciones ya que no se obtendrían modificaciones considerables en los resultados del *Scheduling*.

#### 4.3 Restricciones técnicas consideradas en la Fase 2

Nótese que las ecuaciones de nuestro Sistema constituyen un simple sistema de ecuaciones matemático, que no entiende de restricciones físicas. De ahí nace la imperiosa necesidad de analizar en profundidad las limitaciones que desde una hipotética Planta Fotovoltaica real podrían surgir.

### 4.3.1 Sistema de Almacenamiento

Es, sin lugar a dudas, el Sistema de Almacenamiento una de las principales fuentes de restricciones que vamos a encontrar en nuestra Planta. Resulta evidente que, si pensamos en un caso ideal, una Batería podría tener capacidad de almacenamiento infinita, e incluso la posibilidad de realizar cargas o descargas en tiempos infinitesimales. El hecho es que estas situaciones no se dan en la vida real y, por tanto, debemos tener en consideración algunas condiciones impuestas desde la física de la Batería que no se pueden infringir.

Llegados a este punto, se debe señalar que, con el objetivo de obtener una operación verdaderamente óptima de la Planta, la consideración de restricciones debe ser lo más coherente posible entre ambas fases, debiendo existir una clara homogeneidad de criterio.

A continuación, se enumeran las limitaciones consideradas al respecto de la batería. No se entrará, por el momento, en la descripción matemática de las restricciones, ya que este tema se abordará en el Capítulo 5 de esta Memoria.

#### a) Capacidad Máxima:

Tanto en la Fase 1, como en la Fase 2, se considera una capacidad máxima de la batería de 200 MWh.

Como, por el momento, el Proyecto se ha centrado en la preparación de simulaciones, no se plantea modificar este valor. Se es consciente, desde la autoría, de la elevada magnitud del mismo, aunque, en teoría, es perfectamente posible disponer de esta capacidad de almacenamiento siempre y cuando se disponga de los recursos económicos y de espacio suficientes para ello.

#### b) Estado de Carga Mínimo:

En principio, se ha considerado en las simulaciones realizadas en la Fase 2 que la batería puede vaciarse completamente. Ciertamente este hecho puede traer graves consecuencias sobre los sistemas de almacenamiento en términos, fundamentalmente, de durabilidad. Por ello, en la Fase 1 existe una condición terminal que impone que la energía almacenada al final del día en la Batería sea de, como mínimo, 50 MWh.

Debido a que es físicamente posible el descargar el Sistema de Almacenamiento hasta niveles inferiores a 50 MWh, desde la Fase 2 no se ha considerado oportuno limitar las descargas a ese valor. Sin embargo, sí que en la referencia para la energía almacenada (Referencia 2 proporcionada por el *Scheduling*) aparece esta restricción terminal que se intentará cumplir en la medida de lo posible en el día de operación.

Es importante señalar que, en la operación real de la Planta no se deberán ejecutar descargas hasta vaciar el Sistema de Almacenamiento, ni tampoco llegar a niveles de carga próximos a los 200 MWh, por razones técnicas en lo referente a no disminuir su ciclo de vida.

#### c) Energía Máxima de Carga/ Descarga por Hora:

Se ha decidido restringir la cantidad de energía que es posible cargar o descargar a lo largo de una hora, en las simulaciones que se presentan en este documento. En principio, no será posible ni cargar ni descargar la batería más de 3 MWh durante una hora. Esta

condición tiene claras consecuencias en las referencias que se proporcionan a la Fase 2 a modo de *Scheduling*.

Un valor mucho más elevado permitirá al algoritmo de optimización de la Fase 1 tener un mayor margen de maniobra con la Batería a lo largo del día de operación y, como consecuencia, proporcionar una programación de la que, probablemente, resulte un beneficio económico superior.

Sin embargo, si no se limitara este valor la Fase 1 tendería a forzar demasiado el almacenamiento, proporcionando referencias que pueden llevar al límite al Sistema. Desde la dirección de la Planta deberá debatirse acerca de este aspecto y tomar las decisiones oportunas. Por el momento, será posible sobrepasar esta cantidad sólo en el tiempo real, si fuera necesario, por cuestiones de error en las predicciones, a fin de cumplir con los niveles energéticos comprometidos por el mercado.

- **Modificación de la Referencia en Energía Almacenada en la Batería (Referencia 2)**

En la Figura 4.3, se muestra la curva de referencia en Energía Almacenada en Batería hora a hora durante el día de operación. En este caso concreto, se ha impuesto la restricción carga horaria máxima limitada a 3 MWh. Como se puede comprobar, la mayoría de los escalones de carga que se representan son de exactamente esa cantidad.

Si analizamos la dinámica de la batería, caeremos en la cuenta de que es necesario un valor que tiende a infinito en potencia de carga para conseguir un almacenamiento instantáneo de energía (un escalón en la Referencia 2). Por tanto, necesitaremos crear, a partir de los datos del *Scheduling*, una referencia que simule procesos de carga y descarga más suaves.

Concretamente, se ha optado por llevar a cabo una interpolación lineal entre los estados de carga iniciales y finales de cada tramo de carga o descarga. Al ser el tiempo de muestreo del controlador igual a 6 segundos, necesitaremos un vector referencia con 14.400 valores, como ya hemos comentado en apartados anteriores.

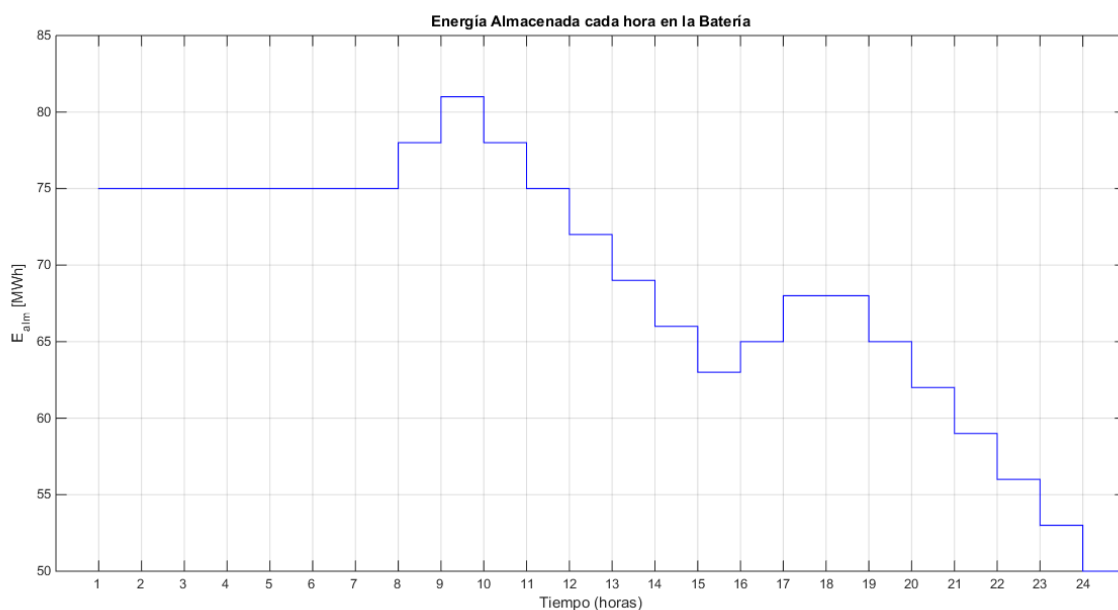


Figura 4.3. Energía Horaria Almacenada en la Batería



A continuación, se representa en color rojo la modificación realizada sobre la curva anterior, con lo que obtenemos la Referencia 2.

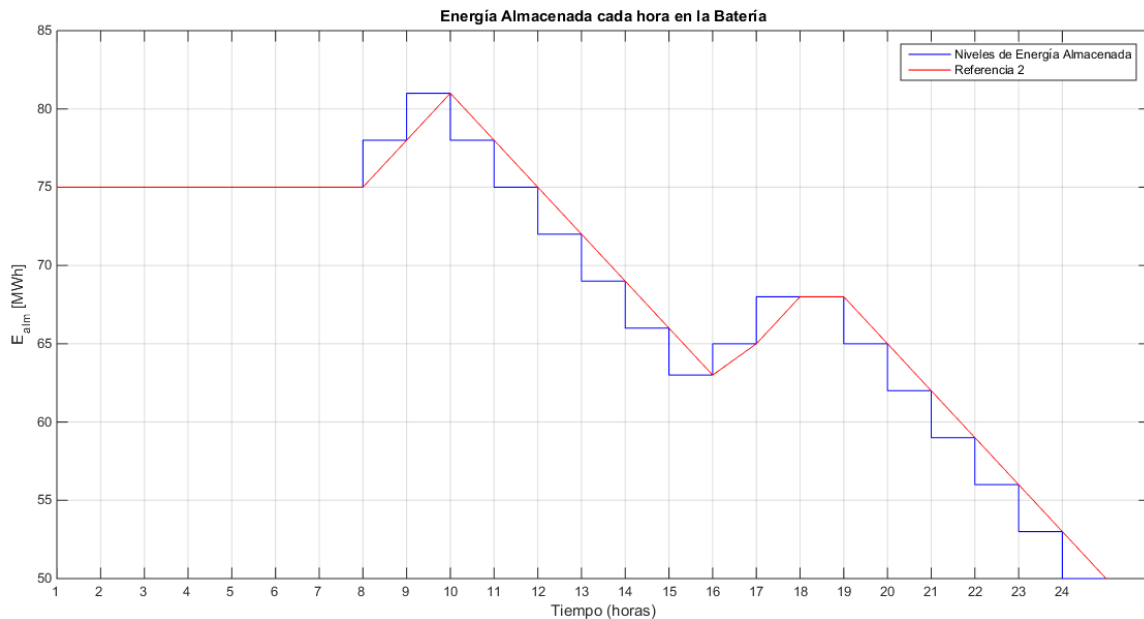


Figura 4.4. Referencia 2

Por tanto, el objetivo en términos de Energía Almacenada, por cada hora, será el de llegar al *setpoint* que marca la programación de la Fase 1, no a base de escalones, sino al final de cada tramo horario. No tiene, pues, especial relevancia la dinámica de la carga o la descarga, nos centraremos simplemente en terminar cada franja horaria en el nivel energético adecuado.

Nótese que estos comentarios son muy idealistas, ya que para que se pudieran cumplir con exactitud los valores de Energía Almacenada que marca la Fase 1, las predicciones realizadas para el día de operación deberían ser perfectas. Es altamente improbable que esta situación se dé y, de hecho, como ya se ha comentado, en aquellos casos en los que las predicciones de potencia generada sean superiores a la producción real, el control descargará energía de la Batería a fin de cumplir con los compromisos horarios que la compañía operadora de la Planta ha adquirido con el Mercado.

En la situación descrita no se seguirá la Referencia 2. Como se verá en el Capítulo 5, esto está fuertemente relacionado con la administración de pesos en la Función Objetivo asociados a cada una de las variables de salida.

#### 4.3.2 Suministro de Energía a la Red

Aunque resulte obvio, es preciso imponer una restricción en lo referente a la potencia mínima suministrable a la Red.

##### a) Potencia Mínima:

La potencia que se suministra a la Red deberá ser, en cualquier instante a lo largo del día de operación, superior a 0 MW. Aunque ello resulte evidente, es preciso añadir esta limitación en la formulación de nuestro problema matemático con restricciones. Dicha

formulación será plasmada en el Capítulo 5 de esta Memoria, dedicado en parte al desarrollo del algoritmo de control MPC con restricciones.

Es habitual que los Gobiernos de los países regulen, generalmente desde los respectivos Ministerios de Industria, el Sistema de Transporte y Distribución de Energía Eléctrica de cada nación. [44] [45]

En el caso de España, el abastecer eléctricamente a la población es una tarea de notable dificultad técnica, dadas las dimensiones, población y orografía del país. En esta labor debe cumplirse una condición de igualdad de oferta y demanda en todo momento, durante las 24 horas de cada día.

A este efecto, una extensa normativa, que es modificada con cierta regularidad, rige, entre otros aspectos, los gradientes de carga admisibles en el suministro de potencia a la red por parte de cada instalación generadora.

Dicho gradiente de carga (o *rampa de potencia*) se mide en *MW/minuto*, y determina la pendiente máxima que se puede seguir hasta llegar al valor de *setpoint* en potencia. Cabe destacar que, debido a esta subida de potencia limitada, se producen pérdidas en términos de energía en el inicio de cada tramo horario que habrán de ser compensados durante el resto de la hora.

Al estar el caso que nos ocupa basado en el Mercado Eléctrico Español, se han extraído algunos fragmentos del Boletín Oficial del Estado (BOE). En concreto, del apartado de “Presentación de Ofertas” de la *Resolución de 23 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica*. [46]

Por la citada resolución se establece oficialmente la siguiente Regla nº 39, apartado 39.2.

*Regla 39ª. Ofertas al Mercado intradiario.*

*39.2 Formato para la presentación de ofertas de venta o adquisición.*

***h) Gradiente de parada, arranque, subida y bajada (en [MW/Minuto], con un máximo de un decimal).*** Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el gradiente correspondiente.

Se añade posteriormente:

*“Esta condición se expresará en MW/minuto de subida o de bajada y su inclusión en el proceso de casación se realizará de acuerdo con lo señalado en la regla sobre la comprobación de la condición de gradiente de carga.”*

Se desprende del BOE que, aunque existirá esta limitación en variación de potencia entregada entre dos tiempos de muestreo consecutivos, no se especifica ningún valor concreto. Lo que es evidente a todas luces es que no será posible introducir en la Red escalones de potencia, dados los desequilibrios que esto podría suponer en la Red de Distribución.

Por lo tanto, a efectos de este TFM, se ha decidido tomar un valor de gradiente de carga que provenga de algún artículo académico confiable, que trate un caso idéntico o similar al que nos ocupa.

Como mejor resultado de la búsqueda llevada a cabo seleccionaremos [43]. En esta publicación se contemplan como ejemplo cuatro plantas fotovoltaicas. En concreto, una de las dos canadienses es de 80 MW de potencia nominal instalada, un valor bastante cercano al nuestro, y añaden: “*subject to a 10%/minute ramping limit*”.

Este valor límite de rampa de potencia (subida y bajada) se traduce de la siguiente forma en MW/minuto:

$$10 \% / \text{min} \rightarrow 10\% \text{ de la Potencia Nominal de Planta} / \text{min} \rightarrow \frac{0.1 * 100 \text{ MW}}{\text{minuto}} = \frac{10 \text{ MW}}{\text{min}}$$

$$\text{Rate Limit}^* = \frac{10 \text{ MW}}{\text{min}}$$

Nótese que, para nosotros, un cambio de potencia <<instantáneo>> hace referencia al tiempo transcurrido entre un tiempo de muestreo  $k$  y el siguiente  $k+1$ , es decir, 6 segundos. El *Rate Limit* deberá, pues, estar expresado en unidades de  $\frac{\text{MW}}{t_m}$ . Para ello, tendremos en cuenta que un minuto contendrá 10 tiempos de muestreo en nuestra simulación.

$$\text{Rate Limit} = \frac{10 \text{ MW}}{\text{min}} * \frac{1 \text{ min}}{10 t_m} = \frac{1 \text{ MW}}{\text{tiempo de muestreo}}$$

Esta restricción sobre las subidas y bajadas para llegar a los distintos niveles horarios de *setpoint* en potencia, queda reflejada en la estrategia diseñada para el control de la operación en tiempo real, como se explica en el punto que prosigue.

- **Modificación de la Referencia en Potencia Final (Salida 1)**

Al no disponerse, en el control MPC implementado, de restricciones específicas para  $\Delta y$  (en concreto una restricción en  $\Delta P_{final}$ ) se ha optado por realizar un tratamiento previo del vector  $E_{ofertada}$  que se proporciona a la Fase 2 a modo de *Scheduling*.

A continuación se muestra la referencia que el algoritmo de la Fase 2 tomaría de la Fase 1. Concretamente, se representa el escalón de potencia sólo para la franja 14:00 a 15:00.

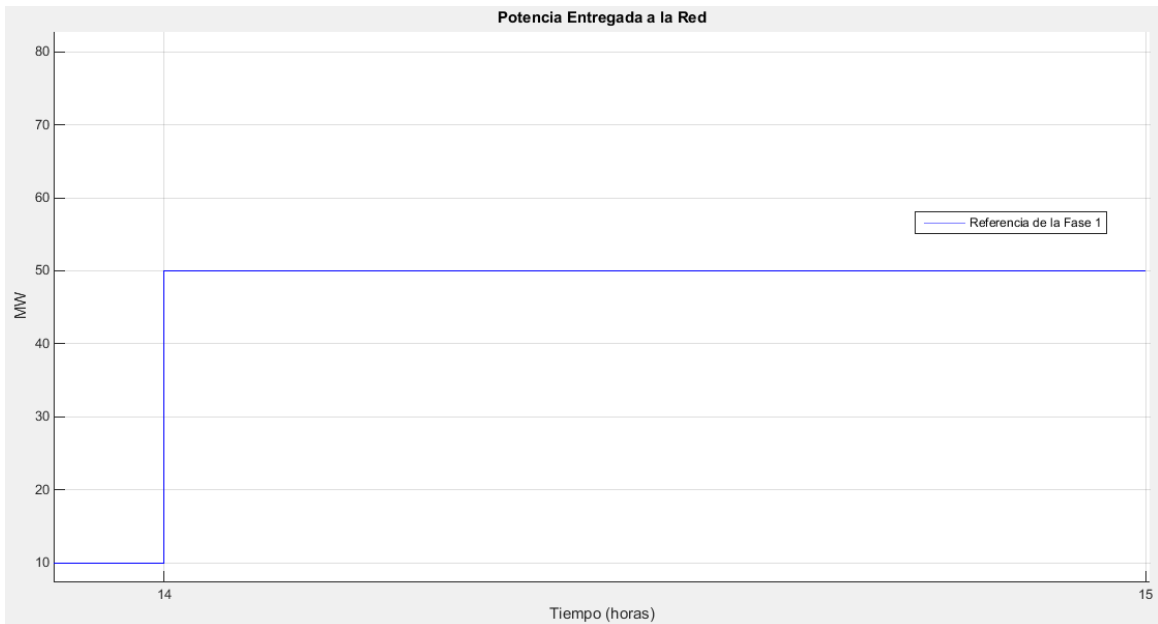


Figura 4.5. Referencia de Potencia a suministrar a la Red para dos franjas horarias consecutivas

El tratamiento debido al límite impuesto por el gradiente de subida (y de bajada) consistirá en la creación de una referencia modificada que cumpla dicha restricción. De esta forma, nuestro control tenderá a cumplir esta limitación que, aunque no de forma completamente rígida, sí que se está teniendo en cuenta en la estrategia.

Aunque en las Figuras 4.5 y 4.6 se representen tramos de subida de *setpoint* en potencia entre dos tramos horarios consecutivos, el mismo razonamiento con idéntico resultado podría hacerse para aquellos tramos en los que exista una bajada de nivel de potencia.



Figura 4.6. Referencia Modificada cumpliendo el límite de Gradiente de Carga

Como se aprecia en la referencia modificada representada en rojo, la subida desde los 10 MW que se venían suministrando en la franja horaria anterior a los 50 MW que indica nuestra programación para el tramo 14:00 – 15:00, se realiza con una pendiente de 1 MW/ tiempo\_de\_muestreo. Esto es equivalente a imponer incrementos máximos de potencia de 1 MW por cada 6 segundos de tiempo continuo.

Como se comentará en el subapartado 4.4.2, las pérdidas en términos de energía suministrada que se producen a causa de la subida limitada en potencia, deberán ser compensadas durante el resto de la hora en la medida en que sea posible. Esta modificación adicional de la referencia de la Salida 1 (*Pfinal*) se explicará en dicho subapartado.

### 4.3.3 Acción de Control

Como se ha comentado en líneas anteriores, el modelo del Sistema presentado en el apartado 3.4 de esta Memoria, es un simple sistema de ecuaciones matemáticas que necesita ser restringido con miras a que, además de cumplirse dichas igualdades, se aporte sentido físico real.

En cuanto a la acción de control existe una restricción evidente si pensamos en su significado físico. Esta variable representa, en aquellos casos en los que se dan procesos de carga ( $U(k) > 0$ ) la fracción de la potencia generada por el campo fotovoltaico que se destina a almacenamiento en la Batería. Por tanto, es evidente que, en estas situaciones, el valor de la señal de control nunca podrá superar a  $Pg$ . El límite superior se establecerá en  $U(k) = Pg(k)$ , caso en el cual se destina la totalidad de la producción a Almacenamiento.

### 4.3.4 Incremento de la Acción de Control

Esta restricción no será contemplada en nuestras simulaciones por diversos motivos. En primer lugar, por los artículos consultados sobre tecnologías de almacenamiento, se tiene la certeza de que existen a día de hoy sistemas de almacenamiento con capacidad de llevar a cabo cambios entre los modos carga y descarga en tiempos del orden de milisegundos. Traducido este intervalo temporal a nuestro tiempo de muestreo, podríamos decir que es absolutamente despreciable en comparación con los seis segundos.

En segundo lugar, es importante señalar que debido a las modificaciones llevadas a cabo sobre la referencia en potencia suministrada, que han sido comentadas en anteriores apartados, las dinámicas de carga y descarga del sistema de almacenamiento son bastante suaves. Esto implica que los incrementos de potencia de carga o descarga que se están llevando a cabo no son en absoluto excesivos.

En definitiva, en el algoritmo se dará la posibilidad de restringir este incremento al valor que se estime oportuno, ya que ha sido debidamente contemplada esta limitación en el MPC programado, aunque desde la autoría de este TFM se dejará libre.

#### 4.4 Estrategia diseñada para el Control de la Planta durante el Día de Operación

Llegados a este punto, ya se ha presentado en detalle el modelo de gestión de la Planta, las variables principales que se van a considerar, las relaciones existentes entre ellas y las restricciones que se contemplan a causa de las limitaciones impuestas por, entre otros factores, la física del sistema o la legislación vigente. En este apartado, se detallará la estrategia propuesta en este TFM para llevar a cabo el seguimiento y control en tiempo real de la programación establecida por la Fase 1 para el día de operación.

En primer lugar, resulta evidente pensar que si las condiciones meteorológicas a lo largo del día de operación coinciden con las predicciones en las que se ha basado la planificación, el seguimiento de las referencias no debe, en principio, suponer problema alguno. Esto se podrá comprobar en el Capítulo 6 de esta Memoria en el que se muestran una serie de casos simulados.

Por el contrario, en aquellos casos en los que el error en la predicción sea mayor, nuestro control deberá gestionar la Planta de manera que se intenten cumplir los niveles horarios de energía suministrada a la Red, a fin de evitar penalizaciones económicas. En el peor de los casos, si la penalización es físicamente inevitable, el controlador debería intentar que fueran mínimas, sin que se incumpla ninguna de las restricciones expuestas en el apartado anterior.

##### 4.4.1 Criterios para la Gestión de la Planta

###### a) Pesos asignados a cada Salida

La Salida 1 del Sistema (*P<sub>final</sub>*) tendrá en el algoritmo un peso muy superior al correspondiente a la Salida 2. Es decir, el error en el seguimiento de la referencia en potencia entregada a la Red (Referencia 1) estará fuertemente penalizado, mientras que el error de seguimiento de la referencia en energía almacenada lo estará en menor medida.

Por tanto, diremos que el objetivo principal de nuestro controlador será lograr un correcto seguimiento en potencia suministrada a la Red.

###### b) Seguimiento en Potencia Suministrada a la Red

El programar el control en términos de potencia (MW) para la Salida 1, simplifica tanto el modelado del Sistema como el control en sí mismo. La filosofía que rige la forma en que se ha entendido el esquema de gestión de la Planta se basa en que, manteniendo una potencia suministrada a la Red aproximadamente constante (i.e. 15 MW) a lo largo de una determinada franja horaria, conseguiremos, al finalizar dicha hora, una energía total suministrada cercana a los 15 MWh.

Por tanto, se busca alcanzar el valor de *setpoint* en potencia de la manera más rápida posible, dentro de los límites de subida/ bajada que el Operador del Sistema Eléctrico imponga por ley o que venga impuesta por la capacidad técnica de nuestra instalación, y mantener la Salida 1 en torno a dicho valor. Lo que se pretende con este criterio es cumplir con los compromisos horarios (en energía, MWh) que hemos adquirido a través del *Scheduling* del día.

Si en alguna franja horaria, o en algunos instantes dentro de una franja horaria, el campo fotovoltaico no produjera potencia suficiente como para alcanzar el nivel que marca la Referencia 1, el controlador probablemente decidiría descargar parte del Sistema de Almacenamiento a fin de minimizar este error de seguimiento.

### c) Control de la Energía Suministrada a la Red

Aunque el bucle de control para la Salida 1 ( $P_{final}$ ) se lleve a cabo en términos de potencia, debe existir un seguimiento adicional, en tiempo real, de la energía suministrada a la Red.

El seguimiento de energía suministrada se llevará a cabo en paralelo al bucle de control y su intervención podría resultar en modificaciones en tiempo real de la referencia en potencia (Referencia 1). Dichas modificaciones tendrán como objetivo compensar pérdidas pasadas que se hayan detectado en términos de energía.

Este criterio es clave de cara a que la operación de la Planta sea óptima ya que el Operador del Sistema Eléctrico no valora los niveles de potencia suministrada a la Red, sino que realiza una comprobación de los desvíos horarios que se han producido en términos energéticos.

Se muestra a continuación un fragmento del BOE del 1 de Agosto de 2013, en el que se menciona lo que se entiende por *desvío*. [47]

*Viernes 9 de agosto de 2013*

*P.O.-3.1 Programación de la generación*

#### *4. Definiciones*

***4.8 Desvíos en generación:*** *son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y la generación prevista [...]*

Además, estos desvíos podrán venir influenciados por otras causas diferentes a una mala previsión meteorológica, tales como la limitación por gradiente de carga.

Si, por causa de estos desvíos, se produce un déficit en la energía entregada al final de una hora, el Operador del Sistema calculará una penalización, medida en €/kWh, a la cual el titular de la Planta tendrá que hacer frente. Es importante señalar que existen también penalizaciones que se imponen por provocar “desvíos positivos”, es decir, cuando proporcionamos más energía de la comprometida. Para esta penalización se establece un coste inferior al de los “desvíos negativos”.

Lo anterior evidencia la importancia de cumplir estrictamente con los compromisos de energía adquiridos en el Mercado Eléctrico el día previo al de operación (D-1). Además, el Operador del Sistema comprobará otros parámetros como el cumplimiento o no del gradiente de carga.

A continuación se muestra la estrategia ideada para llevar a cabo modificaciones de referencia en potencia (Referencia 1) con la finalidad de compensar las pérdidas energéticas impuestas, ente otras, por la condición de rampa de potencia que fue detallada en el subapartado 4.3.2.

#### 4.4.2 Supervisión de la Energía Suministrada a la Red

La sección de código dedicada al control de la energía suministrada nos permite conocer en cada tiempo de muestreo el valor real de energía entregada a la Red y realizar una comparación con el valor que, en teoría, deberíamos haber entregado en cada instante del tramo horario en cuestión.

Para poder comparar con algún valor “ideal” en términos de energía, se debe definir la manera en que se va a considerar la entrega de energía a la Red a lo largo de cada hora. En la propuesta de gestión que se realiza en este TFM, se va a contemplar que lo ideal será un suministro energético lineal repartido a lo largo de cada tramo horario.

Según este criterio, al alcanzar, por ejemplo, el tiempo de muestreo 150, correspondiente con los 15 primeros minutos de una franja horaria, debería haberse entregado a la Red, teóricamente, un cuarto de la energía total comprometida para esa hora. Esto no sucederá, por lo general, así debido a las restricciones a las que está sujeto nuestro Sistema.

Por este motivo, se calcularán las pérdidas que se han acumulado en términos de energía hasta el instante en que la Salida 1 alcanza el valor de *setpoint* en potencia que nos viene proporcionado desde la Fase 1. El siguiente paso será el cálculo de un incremento en la referencia de manera que se compensen las pérdidas mencionadas en la medida de lo posible.

Para facilitar la comprensión de este apartado, se ilustra a continuación el efecto que sobre una simulación tiene este control adicional en términos de energía.

Sea el tramo horario 10 am – 11 am del día de operación. Debido a la limitación de gradiente de carga, se ha acumulado un déficit de energía entregada a la Red de 702.1 kWh una vez la Salida 1 ha alcanzado el valor de la referencia, que es de 51.35 MW. La salida ha empleado 34 tiempos de muestreo en llegar a la referencia, lo que equivaldría a 3.4 minutos. Esta situación se ilustra en la Figura 4.7.

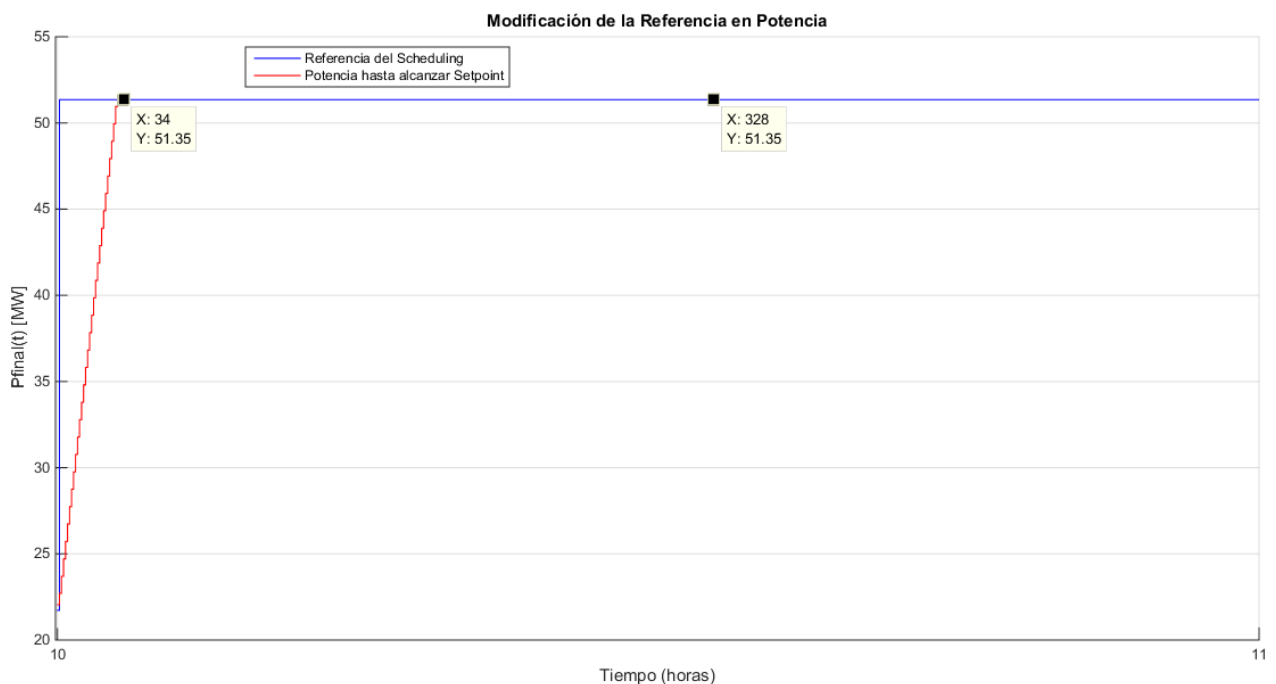


Figura 4.7. Efecto del Gradiente de Carga hasta alcanzar el setpoint en potencia



Si durante los 56.6 minutos restantes la Salida 1 se mantuviera en el valor constante de la referencia, se producirían pérdidas cercanas a  $MWh$  al finalizar el tramo horario. Por tanto, se debe a calcular el incremento en potencia que es necesario para compensar las pérdidas y suministrar, con la suficiente precisión, el nivel de energía comprometido de 51.35 MWh al final de la hora.

Dicho incremento debe ser, en el ejemplo que nos ocupa, de 0.7021 MW. En la Figura 4.8 se muestra el escalón que sigue la Salida 1, que establece una nueva referencia constante de valor 52.1 MW aproximadamente.

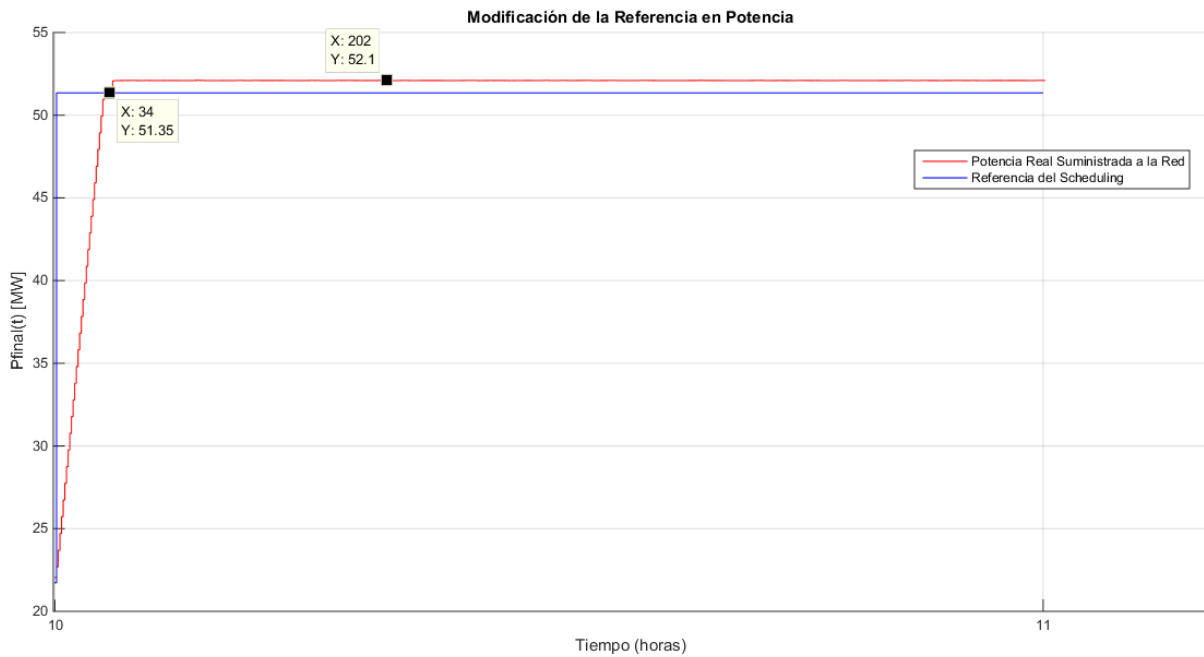


Figura 4.8. Modificación de la Referencia en Potencia para compensación del defecto de Energía Suministrada a la Red

En la simulación realizada obtenemos como valor de energía total suministrada a la Red al final de la hora 51.35 MWh y el nivel que teníamos comprometido con el Mercado es exactamente de 51.35 MWh.

Se profundizará más sobre otros casos concretos en el Capítulo 6, dedicado especialmente a tal efecto.

# 5. Desarrollo del Algoritmo de Control

---

El objetivo de este Capítulo es describir de manera detallada el desarrollo analítico de la estrategia de control propuesta en este TFM, así como su programación en el entorno MATLAB. El algoritmo de control MPC que se presenta se basa en su totalidad en el desarrollo que se lleva a presenta en el libro *Model Predictive Control* (Second Edition, Eduardo Fernández Camacho y Carlos Bordons Alba, Springer, 2004). [48] Asimismo, se ofrecerán diversos fragmentos del código original a fin de ilustrar alguna de las características específicas de nuestro caso concreto, comentando, entre otros aspectos, el comando de MATLAB empleado para la resolución del problema de optimización cuadrático sujeto a restricciones del que se obtiene la acción de control incremental.

## 5.1 Formulación del Modelo del Sistema en Espacio de Estados

En primer lugar, se considera conveniente plasmar nuevamente las ecuaciones que fueron obtenidas de manera razonada en el Capítulo 3 de esta Memoria. En dicho apartado, recogiendo lo expuesto en la segunda columna (*Nomenclatura TFM*) de la Tabla 2, se utilizaba una nomenclatura relativamente intuitiva para denominar a las variables del Sistema. Los desarrollos que siguen a continuación, se llevarán a cabo con la nomenclatura que aparece en el código implementado en MATLAB.

- Ecuaciones con nomenclatura intuitiva:

$$\left[ \begin{array}{l} Ealm(k+1) = Ealm(k) + valor_{ajuste} \cdot U(k) \quad (II) \\ Pfinal(k) = P_g(k) - U(k) \quad (I) \end{array} \right]$$

Se ha optado por una formulación de nuestro modelo en espacio de estados, siguiendo las notas del Capítulo 2, apartado 3 de [48].

La forma habitual de representar modelos (genéricos) en tiempo discreto formulados en espacio de estados es la siguiente:

$$\left\{ \begin{array}{l} X(:, k + 1) = A.X_{ext}(:, k) + B.U(k) \\ Y(:, k) = C.X_{ext}(:, k) + D.U(k) \end{array} \right\} \quad (V.I)$$

Dónde:

- $X(:, k + 1)$  es el vector de estados en el tiempo de muestreo siguiente ( $k+1$ ).
- $X_{ext}(:, k)$  es el vector de estados en el tiempo de muestreo actual ( $k$ ).
- $U(k)$  es el vector de acciones de control.
- $Y(:, k)$  es el vector de salidas del sistema.
- A, B, C, D son las matrices que definen el sistema.

Por comodidad, se ha optado por una formulación equivalente a (V.I) que se denomina *formulación extendida*. Debido a esta formulación, podremos trabajar con incrementos de la acción de control, de ahí que a este tipo de modelo se le conozca como *modelo incremental*.

Se muestra a continuación la mencionada formulación extendida **para un sistema genérico**:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{X}(:, k + 1) = M.\bar{X}(:, k) + N.\Delta u(k) \\ y(:, k) = Q.\bar{X}(:, k) \end{array} \right\} \quad (V.II)$$

Dónde:

- $\bar{X}(:, k + 1)$  es el vector de estados extendido en el siguiente tiempo de muestreo, que tiene la siguiente forma:

$$\bar{X}(:, k + 1) = \begin{bmatrix} x(:, k + 1) \\ U(k) \end{bmatrix}$$

En adelante se denominará como  $X_{ext}(:, k)$  al vector de estados extendido.

- $X_{ext}(:, k)$  es el vector de estados extendido en el presente tiempo de muestreo.
- $\Delta u(k)$  es el vector de incrementos de la acción de control. Por tanto puede expresarse como:

$$\Delta u(k) = U(k) - U(k - 1); \forall k = 1 \dots Tsim$$

En adelante esta variable pasará a denominarse  $u(k)$ .

- $y(:, k)$  sigue siendo el vector de salidas del sistema.
- $M, N, Q$  son las matrices que definen el sistema.

Una vez presentado el Modelo Incremental que se ha escogido para nuestra formulación, debemos definir cuál va a ser el vector de estados a considerar. Cabe destacar que sobre las dos salidas y la acción de control ya se ha comentado de forma extensa en capítulos anteriores.

A continuación, se muestra el vector de estados extendido así como el vector salida.

$$X_{ext}(:, k) = \begin{bmatrix} E_{alm}(k) \\ U(k-1) \end{bmatrix}$$

$$y(:, k) = \begin{bmatrix} y1(k) \\ y2(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{final}(k) \\ E_{alm}(k) \end{bmatrix}$$

Se muestra seguidamente las ecuaciones (I) y (II) expresadas según la nomenclatura empleada en el algoritmo de MATLAB:

$$\left\{ \begin{array}{l} y(2, k+1) = X_{ext}(1, k+1) = X_{ext}(1, k) + valor_{ajuste} \cdot U(k) \\ y(1, k) = v(k) - U(k) \end{array} \right.$$

Por último, se presenta el modelo incremental y las matrices que definen el sistema:

$$\left\{ \begin{array}{l} X_{ext}(:, k+1) = \begin{bmatrix} E_{alm}(k+1) \\ U(k) \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & valor_{ajuste} \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot X_{ext}(:, k) + \begin{pmatrix} valor_{ajuste} \\ 1 \end{pmatrix} \cdot u(k) \\ y(:, k) = \begin{bmatrix} P_{final}(k) \\ E_{alm}(k) \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{pmatrix} \cdot X_{ext}(:, k) + \begin{pmatrix} -1 \\ 0 \end{pmatrix} \cdot u(k) + \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \end{pmatrix} \cdot v(k) \end{array} \right. \quad (V.III)$$

Nótese que la segunda expresión de (V.III) tiene dos términos adicionales en comparación con la forma “estándar” presentada en (V.II). Esto es debido, exclusivamente, a que la salida 1 ( $P_{final}$ ) depende instantáneamente de la acción de control y de la potencia generada por la planta en dicho instante. El modelo se formulará en la forma extendida de la siguiente forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} X_{ext}(:, k+1) = M \cdot X_{ext}(:, k) + N \cdot u(k) \\ y(:, k) = Q \cdot X_{ext}(:, k) + D \cdot u(k) + P \cdot v(k) \end{array} \right. \quad (V.IV)$$

Identificando (V.IV) con (V.III) se deduce lo siguiente:

$$M = \begin{pmatrix} 1 & \text{valor}_{ajuste} \\ 0 & 1 \end{pmatrix}; N = \begin{pmatrix} \text{valor}_{ajuste} \\ 1 \end{pmatrix}; Q = \begin{pmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{pmatrix}; D = \begin{pmatrix} -1 \\ 0 \end{pmatrix}; P = \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Con estas matrices queda definido el sistema en espacio de estados según la formulación incremental. En el siguiente apartado, se repasan las restricciones consideradas en nuestro esquema de gestión de la Planta y que fueron comentadas en profundidad en el apartado 4.3 de este documento.

## 5.2 Formulación de las Restricciones del Sistema

Se va a seguir el mismo orden que en el apartado 4.3.

### - Límites del Sistema de Almacenamiento:

Como es sabido, una Batería real debe tener un límite inferior y otro superior en términos de energía almacenada. Por ello, en la formulación de nuestro problema matemático existirá la siguiente restricción:

$$Ea_{\min} \leq Ealm(k) \leq Ea_{\max} \quad \forall k = 1 \dots Tsim$$

Siendo  $Tsim$  el número de tiempos de muestreo de que conste nuestra simulación,  $Ea_{\min}$  el límite inferior en  $MWh$  y  $Ea_{\max}$  el límite superior de carga medido en  $MWh$ .

### - Potencia Suministrada Mínima:

Esta restricción es de sobra evidente y se expresa de la siguiente forma en nuestro problema:

$$P_{final}(k) \geq 0 \quad \forall k = 1 \dots Tsim$$

Nótese que una potencia suministrada negativa carecería completamente de sentido físico.

### - Acción de Control Máxima:

Existe, de igual modo, otra restricción bastante lógica respecto al límite superior de la acción de control en cada instante de la simulación. Considerando que una acción de control positiva en cualquier instante de tiempo correspondería con una potencia de carga del Sistema de Almacenamiento, ésta no podrá ser superior nunca a la potencia generada por el campo fotovoltaico en dicho instante.

Esta condición se expresa matemáticamente con la siguiente desigualdad:

$$U(k) \leq P_g(k) \quad \forall k = 1 \dots Tsim$$

Véase que esta afirmación implica que la potencia de carga máxima podría llegar incluso al valor nominal de la Planta, es decir, 100 MW. En una instalación como la nuestra, dicha Potencia vendrá típicamente delimitada por la potencia nominal de los inversores (convertidores DC –

AC). Sin embargo, como se comentó en el Capítulo 2, a efectos de las simulaciones que se van a ejecutar, la Potencia de carga y de descarga estarán limitadas a 100 MW, de manera que  $U_{\text{carga}}^{\text{máx}} = -U_{\text{descarga}}^{\text{máx}}$  [23]. En [23] se realiza la misma suposición que en [37]: la potencia nominal de los inversores es igual que la de la Planta, e igual que las potencias de carga/descarga del almacenamiento.

Esta asunción no es en absoluto disparatada, habiéndose encontrado en otros trabajos previos al nuestro sobre la materia en cuestión. Por ejemplo, en [37] se comenta:

*“... ideally, an ESS with the same power capacity as the PV power plant is required to compensate the power mismatch under all scenarios of the PV power fluctuation.”*

#### - Límites en el Incremento de la Acción de Control:

Como se ha comentado en el Capítulo anterior, se programarán estas restricciones, aunque se dejarán libres en las simulaciones. Su formulación matemática en función de la variable de control incremental sería la que sigue:

$$u_{\text{mín}} \leq u(k) \leq u_{\text{máx}} \quad \forall k = 1 \dots T_{\text{sim}}$$

Para concluir este apartado, se presentan a continuación las restricciones expuestas formuladas en los términos que se emplean en el código.

$$\left[ \begin{array}{ll} Ea_{\text{mín}} \leq y(2, k) \leq Ea_{\text{máx}} & \forall k = 1 \dots T_{\text{sim}} \\ y(1, k) \geq 0 & \forall k = 1 \dots T_{\text{sim}} \\ U_{\text{mín}} \leq U(k) \leq v(k) & \forall k = 1 \dots T_{\text{sim}} \\ u_{\text{mín}} \leq u(k) \leq u_{\text{máx}} & \forall k = 1 \dots T_{\text{sim}} \end{array} \right]$$

### 5.3 Desarrollo del MPC sin Restricciones

En primer lugar, se desarrollan las expresiones por las que obtendremos las predicciones del vector salida, extendidas a lo largo del horizonte de predicción. Posteriormente, atendiendo a lo expuesto en [48], podremos establecer una formulación recursiva que tendrá el siguiente aspecto:

$$\hat{y}(:, t + j) = Q \cdot M^j X_{\text{ext}}(:, t) + \sum_{i=0}^{j-1} Q \cdot M^{j-i-1} \cdot N \cdot u(t + i) \quad (\text{V.V})$$

Es importante tener en cuenta que la formulación incremental en espacio de estados de nuestro sistema consta de dos matrices adicionales a las de la formulación que habitualmente se encuentra en la bibliografía. Por ello, es de esperar que la expresión (V.V) no conste exactamente de esos términos.

Para ilustrar el desarrollo se supondrán horizontes de predicción ( $N_2$ ) y de control ( $N_u$ ) iguales y de tamaño 3.

Comenzaremos por mostrar la expresión del vector salida en un instante dado “k”:

$$y(:, k) = Q.Xext(:, k) + D.u(k) + P.v(k)$$

Sustituyendo las matrices correspondientes y la expresión extendida del vector incremental, y teniendo en cuenta que la salida 2 se corresponde con el estado que se contempla del Sistema, obtenemos:

$$\begin{bmatrix} y_1(k) \\ y_2(k) \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_2(k) \\ U(k-1) \end{bmatrix} + \begin{pmatrix} -1 \\ 0 \end{pmatrix} \cdot (U(k) - U(k-1)) + \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \end{pmatrix} \cdot v(k)$$

Escribiendo por separado cada llegaremos a:

$$\begin{aligned} y_1(k) &= -U(k-1) - U(k) + U(k-1) + v(k) = v(k) - U(k) \\ y_2(k) &= y_2(k) \end{aligned}$$

Atendiendo a estas expresiones y a la ecuación del estado presentada en (V.III), podremos deducir lo siguiente acerca de la predicción de la salida en el siguiente tiempo de muestreo (k+1):

$$\hat{y}_1(k+1) = \hat{v}(k+1) - U(k+1)$$

$$\hat{y}_2(k+1) = y_2(k) + \text{valor}_{ajuste} \cdot U(k)$$

Presentando en forma matricial el vector de salidas predichas en k+1 obtendremos la siguiente expresión, utilizando el vector de estados en k+1:

$$\hat{y}(:, k+1) = \begin{bmatrix} \hat{y}_1(k+1) \\ \hat{y}_2(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_2(k+1) \\ U(k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot u(k+1) + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \hat{v}(k+1) \quad (\text{V.VI})$$

Esta manera de proceder puede servirnos para encontrar las expresiones de las predicciones siguientes ya que, extendiendo el razonamiento a lo largo del horizonte considerado, necesitaremos formulaciones similares a (V.VI) desde k=k+1 hasta k=k+N2.

A continuación se muestra la predicción para k=k+2:

$$\hat{y}_1(k+2) = \hat{v}(k+2) - U(k+2)$$

$$\hat{y}_2(k+2) = y_2(k+1) + \text{valor}_{ajuste} \cdot U(k+1)$$

Para presentar en forma matricial el vector de salidas predichas en k+2 debemos ir teniendo en cuenta los términos pasados que aparecen en (V.VI).

Obtendremos, pues, la siguiente expresión, utilizando el vector de estados en  $k+1$ :

(V.VII)

$$\hat{y}(:, k+2) = \begin{bmatrix} \hat{y}_1(k+2) \\ \hat{y}_2(k+2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & \text{valor}_{ajuste} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_2(k+1) \\ U(k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 \\ \text{valor}_{ajuste} \end{bmatrix} \cdot u(k+1) + \begin{bmatrix} -1 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot u(k+2) + \dots \\ \dots + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \hat{v}(k+1) + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \hat{v}(k+2)$$

Continuando con el razonamiento, se muestra seguidamente la predicción en  $k=k+3$ :

$$\hat{y}_1(k+3) = \hat{v}(k+3) - U(k+3)$$

$$\hat{y}_2(k+3) = y_2(k+2) + \text{valor}_{ajuste} \cdot U(k+2)$$

Expresando estas predicciones en forma matricial, contemplando los términos pasados presentes en (V.VII), llegamos a la siguiente expresión:

(V.VIII)

$$\hat{y}(:, k+3) = \begin{bmatrix} \hat{y}_1(k+3) \\ \hat{y}_2(k+3) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 2 \cdot \text{valor}_{ajuste} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_2(k+1) \\ U(k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 \\ 2 \cdot \text{valor}_{ajuste} \end{bmatrix} \cdot u(k+1) + \begin{bmatrix} -1 \\ \text{valor}_{ajuste} \end{bmatrix} \cdot u(k+2) + \dots \\ \dots + \begin{bmatrix} -1 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot u(k+3) + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \hat{v}(k+1) + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \hat{v}(k+2) + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \hat{v}(k+3)$$

Atendiendo al horizonte  $N2 = Nu = 3$  que se ha considerado para ilustrar el desarrollo del MPC, ya habríamos completado el conjunto de expresiones de predicción de las salidas del Sistema. En caso de considerarse un horizonte de distinto orden deberán emplearse las matrices que aparecen en la expresión genérica (V.X), cuya dependencia con las matrices del Sistema se detalle en (V.XI).

Por último, continuando con lo indicado en el Capítulo 2 de [48], agruparemos en una sola expresión matricial las expresiones (V.VI), (V.VII) y (V.VIII), a fin de establecer relaciones de recursividad similares a las que se han mostrado en (V.V).

En la expresión aparecerá el estado siguiente del Sistema como  $x(k+1)$ , aunque ya se ha comentado que se corresponde con la Salida 2 del mismo, es decir, con la variable que cuantifica la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento. El resultado es el que se muestra a continuación:

$$\begin{pmatrix} \hat{y}(:, k+1|k) \\ \hat{y}(:, k+2|k) \\ \hat{y}(:, k+3|k) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \\ 0 & -1 \\ 1 & \text{valor}_{ajuste} \\ 0 & -1 \\ 1 & 2 \cdot \text{valor}_{ajuste} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x(k+1) \\ U(k) \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 \\ \text{valor}_{ajuste} & 0 & 0 \\ -1 & -1 & -1 \\ 2 \cdot \text{valor}_{ajuste} & \text{valor}_{ajuste} & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} u(k+1) \\ u(k+2) \\ u(k+3) \end{pmatrix} + \dots \\ \dots + \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \hat{v}(k+1) \\ \hat{v}(k+2) \\ \hat{v}(k+3) \end{pmatrix} \quad (\text{V.IX})$$



A la luz de (V.IX) y continuando con el razonamiento marcado en [48], debemos identificar las matrices necesarias para el controlador MPC. Esto puede llevarse a cabo mediante la comparación con la siguiente expresión que ha sido adaptada a nuestro caso concreto y al número de términos que aparecen en (V.IX):

$$\hat{y} = F \cdot X_{ext}(k+1) + H \cdot u + \tilde{P} \cdot v \quad (V.X)$$

Deducimos, pues, las siguientes matrices para el caso específico de horizonte de tamaño 3:

$$F = \begin{pmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \\ 0 & -1 \\ 1 & \text{valor}_{ajuste} \\ 0 & -1 \\ 1 & 2 * \text{valor}_{ajuste} \end{pmatrix}; H = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 \\ \text{valor}_{ajuste} & 0 & 0 \\ -1 & -1 & -1 \\ 2 * \text{valor}_{ajuste} & \text{valor}_{ajuste} & 0 \end{pmatrix}; \tilde{P} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Si se desea establecer una formulación recursiva de  $\hat{y}$  debemos expresar en términos de las matrices del Sistema (M, N, Q, P y D) las matrices F, H y  $\tilde{P}$ , de manera que podamos llegar a una expresión similar a la mostrada en (V.V). Las relaciones son parecidas a las presentes en [48], y se muestran a continuación:

$$F = \begin{pmatrix} Q \\ Q \cdot M \\ Q \cdot M^2 \\ Q \cdot M^3 \\ \vdots \\ Q \cdot M^{N_2-1} \end{pmatrix}; H = \begin{pmatrix} D & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} \\ Q \cdot N & \underline{D} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} \\ Q * M \cdot N & Q \cdot N & \underline{D} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} \\ Q \cdot M^2 \cdot N & Q \cdot M \cdot N & Q \cdot N & \underline{D} & \underline{0} & \underline{0} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Q \cdot M^{N_2-1} \cdot N & Q \cdot M^{N_2-2} \cdot N & \vdots & Q \cdot M \cdot N & Q \cdot N & \underline{D} \end{pmatrix}; \tilde{P} = \begin{pmatrix} P & \underline{0} & \underline{0} & \cdot & \underline{0} \\ \underline{0} & \underline{P} & \underline{0} & \cdot & \underline{0} \\ \underline{0} & \underline{0} & \underline{P} & \cdot & \underline{0} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \underline{0} \\ \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{0} & \underline{P} \end{pmatrix} \quad (V.XI)$$

o Siendo  $\underline{0} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$ ;

Nótese que se formula el MPC de esta manera por las particularidades propias de nuestro Sistema concreto y por la forma en que se ha codificado en MATLAB el bucle de simulación, aspecto que se se tratará en líneas posteriores.

Llegados a este punto, es preciso diferenciar sobre la ecuación (V.X) la respuesta libre del Sistema ( $f$ ) y la forzada. Para ello incluiremos en la respuesta libre el término correspondiente a la variable  $v$  (potencia generada por el campo fotovoltaico), que ha sido considerada como perturbación a lo largo de este documento. Obtenemos, por tanto, la siguiente descomposición:

<i>Respuesta Libre del Sistema</i>	<i>Vector de Predicciones</i>
$f = F \cdot X_{ext}(k, :) + \tilde{P} \cdot v$	$\hat{y} = f + H \cdot u$

Como se ha comentado a lo largo de este Memoria, nuestra estrategia de control MPC obtendrá la acción de control incremental del instante  $k+1$  resolviendo un problema de optimización, que puede ser o no restringido, por cada iteración del bucle de simulación. Dicho problema de optimización se basará en la minimización de una función objetivo que denominaremos  $J$ .

La mencionada función objetivo considerará exclusivamente los errores existentes entre las predicciones y las referencias a seguir a lo largo del horizonte de predicción, y el esfuerzo de control, ambos términos ponderados en la forma en que se considere conveniente. Una forma general de esta función es la siguiente [48]:

$$J(N_2, N_u) = \sum_{j=1}^{N_2} \delta(j) \cdot [\hat{y}(t+j|t) - w(t+j)]^2 + \sum_{j=1}^{N_u} \lambda(j) \cdot [\Delta u(t+j)]^2 \quad (\text{V.XII})$$

La expresión (V.XII) puede reformularse en la forma matricial que venimos empleando de la siguiente forma:

$$J = [(H \cdot u + f) - w]^T \cdot \tilde{R} \cdot [(H \cdot u + f) - w] + u^T \cdot \tilde{Q} \cdot u$$

Siendo:

- $\tilde{R}$ : matriz de pesos para el error.
- $\tilde{Q}$ : matriz de pesos para el esfuerzo de control.
- $w$ : vector de referencias extendido a lo largo del horizonte.

A continuación se muestra la composición de estas matrices.

Matriz de Pesos asociada a los errores:

$$\tilde{R} = \begin{pmatrix} \text{peso\_y1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \text{peso\_y2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \text{peso\_y1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \text{peso\_y2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \text{peso\_y1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \text{peso\_y2} \end{pmatrix}$$

Matriz de Pesos asociada al esfuerzo de control:

$$\tilde{Q} = \begin{pmatrix} \text{peso\_u} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \text{peso\_u} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \text{peso\_u} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \text{peso\_u} \end{pmatrix}$$

Vector de referencias extendido a lo largo del horizonte:

$$w = \begin{pmatrix} w1(k+1) \\ w2(k+1) \\ w1(k+2) \\ w2(k+2) \\ w1(k+3) \\ w2(k+3) \end{pmatrix} \quad \left\{ \begin{array}{l} - w1: \text{referencia para la Salida 1 (Pfinal)}. \\ - w2: \text{referencia para la Salida 2 (Ealm)}. \end{array} \right.$$

Como conclusión de este desarrollo del MPC sin restricciones, se presenta a continuación la solución explícita del problema de optimización comentado anteriormente. Esta solución constituirá el vector de acciones de control incrementales, del cual deberemos tomar la primera componente en cada iteración del bucle, de acuerdo a cómo ha sido programado en MATLAB. La solución será denominada como  $u^*$ .

$$u^* = (H^T \cdot R \cdot H + Q)^{-1} \cdot H^T \cdot R \cdot (w - f)$$

A continuación, se presentan algunos fragmentos de código que se consideran relevantes de cara a facilitar la comprensión de la programación del algoritmo.

La formulación genérica de las matrices para el Control MPC puede programarse de la forma que se muestra en la función *prepara\_matrices.m* de la carpeta de códigos (MPC):

```
% M, N, Q, D y P del Sistema Extendido:
M=[1 valor_ajuste;0 1];
N=[valor_ajuste;1];
Q=[0 -1;1 0];
D=[-1;0];
P=[1;0];
ceros=[0;0];
% Inicializamos:
n=2;
H=zeros(n*N2,Nu);
F=zeros(n*N2,n);
PP=zeros(n*N2,N2);

% Cálculo de F:

n=1;
t=size(Q*M);
t=t(1);
for i=0:N2-1

    F(n:n+t-1,:)=Q*M^i;
    n=n+t;
end

%Cálculo de H:

ii=1;
for i=1:N2
    for j=1:(Nu)
        if j>=(i+1)
            H(ii:ii+1,j)=ceros;
        elseif j==i
            H(ii:ii+1,j)=D;
        else
            H(ii:ii+1,j)=Q*M^(i-j-1)*N;
        end
    end
    ii=ii+2;
end

%Cálculo de PP:

ii=1;
for i=1:N2
    for j=1:(N2)
        if j==i
            PP(ii:ii+1,j)=P;

        else
            PP(ii:ii+1,j)=ceros;
        end
    end
    ii=ii+2;
end
```

El bucle, para el caso sin restricciones que nos ocupa, constaría del siguiente código:

```

for k = 1:Tsim % Simulación de duración Tsim tiempos de muestreo.

%%%%% SISTEMA %%%%%%%%%%%%%%%
XEXT(:,k+1) = M*XEXT(:,k)+ N*deltaU(:,k);
y(:,k) = Q*XEXT(:,k)+D*deltaU(:,k)+P*v(k);
%%%%%%%%%%%%%%

v(1:N2,1)=v_cp(k+1);%Vector de Predicciones de Potencia Generada por
                    el campo fotovoltaico, extendido a lo largo del
                    horizonte de predicción.

f=F*XEXT(:,k+1)+PP*v; % Vector Respuesta Libre.

[w]=ref_horizonte(N2,k,w1,w2); % Creación del Vector de referencias.

ef=-(w-f); % Cálculo del vector de errores de seguimiento.

u=inv((H'*Rr*H+Qr))*H'*Rr*(-ef); % Cálculo del Vector de Acciones
                                de Control Incrementales.

deltaU(:,k+1)=u(1,1); % Selección de la acción de control siguiente.

end

```

A la luz del código expuesto es preciso realizar una serie de comentarios:

- 1) Véase que las matrices de pesos  $R$  y  $Q$  se denominan  $Rr$  y  $Qr$ , respectivamente en el código, a fin de evitar nombres de variables repetidos ( $Q$  es una matriz del Sistema y  $R$ , como se verá en el siguiente apartado, es una matriz empleada en la solución con restricciones).
- 2) Nótese que no es objetivo de este controlador predictivo el adelantarse a la referencia. Se crea, pues, el vector de predicción de potencia generada empleando exclusivamente el valor de potencia esperado en  $k+1$ , lo que supone una predicción a 6 segundos vista.

Esto afecta de igual modo a la formación del vector de referencias, que se lleva a cabo con la función `ref_horizonte` que procedemos a comentar.

### ***ref\_horizonte.m***

- Argumentos:

- N2: horizonte de predicción.
- k: tiempo de muestreo en que se encuentra la simulación.
- w1: vector de referencias de la salida 1 a lo largo de la simulación.
- w2: vector de referencias de la salida 2 a lo largo de la simulación.

El objetivo principal de la función es montar el vector de referencias que hemos denominado  $w$  en el desarrollo del algoritmo sin restricciones, con el matiz de que no adelantaremos la referencia más allá del instante  $k+1$ .

El resultado será el siguiente vector:

$$w = \begin{pmatrix} w1(k+1) \\ w2(k+1) \\ w1(k+1) \\ w2(k+1) \\ \vdots \\ \vdots \end{pmatrix}$$

El código de esta función es muy simple, y se adjunta a continuación:

```
function [w]=ref_horizonte (N2, k, w1, w2)

w=zeros (2*N2, 1);

for i=1:(2*N2)

if mod(i, 2)==0
w(i, 1)=w2(1, k+1);

else
w(i, 1)=w1(1, k+1);

end
end
end
```

Básicamente, se van intercalando en el orden adecuado las referencias para cada una de las salidas ( $P_{final}$  en posiciones impares y  $E_{alm}$  en posiciones pares). El motivo por el que no se desean adelantos a las referencias ni a las predicciones de potencia es fácilmente comprensible pues, si se plantearan adelantos, tendríamos comportamientos poco convenientes, especialmente en el seguimiento en potencia suministrada a la Red.

Uno de estos comportamientos indeseados, podría apreciarse al concluir una franja horaria de operación. Al finalizar dicho tramo horario, la salida tendería a alcanzar la referencia de la hora siguiente cuando dicha referencia entrara en el rango del horizonte de predicción establecido. Es importante señalar que las referencias son cuidadosamente definidas en pasos previos al bucle de simulación, y lo ideal es que la salida en potencia suministrada a la Red se ajuste lo mejor posible a la programación diseñada para ella.

3) Nótese que el vector  $\hat{v}$  que aparece en el desarrollo del algoritmo sin restricciones está compuesto por valores del vector de predicciones a corto plazo ( $v_{cp}$ ) que, como hemos supuesto, estima prácticamente sin error la producción eléctrica extendida a lo largo del horizonte, es decir, tres tiempos de muestreo hacia adelante. El vector  $\hat{v}$  tendrá, pues, la siguiente forma en cada tiempo de muestreo “k”:

$$\underline{\hat{v}} = \begin{pmatrix} v_{cp}(k+1) \\ v_{cp}(k+1) \\ v_{cp}(k+1) \end{pmatrix}$$

4) Los valores escogidos para los horizontes son los que se muestran a continuación:

**Horizonte de Predicción**

$$\begin{aligned} N1 &= 0; \\ N2 &= 3; \\ N &= N2 - N1 = 3 = N2; \end{aligned}$$

**Horizonte de Control**

$$Nu = 3;$$

Este valor se correspondería con 18 segundos de tiempo continuo y nos permite implementar un control MPC que opera con matrices de tamaño contenido. Esto disminuirá la carga computacional del algoritmo y, por tanto, el tiempo de ejecución de las simulaciones.

Es importante señalar que las soluciones que se obtendrán de las simulaciones con el algoritmo sin restricciones podrían resultar, en cierto modo, poco realistas. Esto es debido a que el algoritmo se dedica exclusivamente a resolver el problema matemático, sin tener en consideración ninguna de las restricciones expuestas en apartados anteriores, que forman, de igual manera, parte de nuestro modelo y que son precisamente las que aportan coherencia a las simulaciones.

Las dimensiones de las diversas matrices quedan definidas a través de los siguientes parámetros para el caso ejemplificado:

- Número de salidas:  $n_o = 2$ .
- Número de entradas:  $n_i = 1$ .
- Horizonte de Predicción:  $N_2 = 3$ .
- Horizonte de Control:  $N_u = 3$ .
- Tamaño del Vector de Estados en su forma extendida =  $2 \times 1$ .

Cabe destacar que el código programado está fuertemente parametrizado y, por tanto, abierto a modificaciones a este respecto, siendo prácticamente nulo el esfuerzo a realizar si se desea, por ejemplo, llevar a cabo un cambio en el valor de algún horizonte o algún peso.

En cuanto a la ponderación de errores, es lógico que deberá penalizarse fuertemente el error para la Salida 1 (*Pfinal*) ya que se desea un buen ajuste a la referencia en potencia. A consecuencia, se definen los siguientes pesos:

```
% Pesos:
peso_y1=0.99;
peso_y2=0.01;
peso_u=0.01;
```

\*\*La matriz  $\tilde{P}$  pasa a denominarse *PP* en el código, por comodidad.

#### 5.4 Desarrollo del MPC con Restricciones

El esquema de gestión de la Planta, tal y como es considerado desde la Fase 2, puede ser modelado matemáticamente de la siguiente forma:

$$\left[ \begin{array}{l}
 Ealm(k+1) = Ealm(k) + valor_{ajuste} \cdot U(k) \\
 Pfinal(k) = P_g(k) - U(k) \\
 s.a. \\
 U(k) \leq P_g(k) \quad \forall k = 1 \dots Tsim \\
 U(k) \geq (-P_{nom}) \quad \forall k = 1 \dots Tsim \\
 Pfinal(k) \geq 0 \quad \forall k = 1 \dots Tsim \\
 Ea_{min} \leq Ealm(k) \leq Ea_{máx} \quad \forall k = 1 \dots Tsim \\
 u_{min} \leq u(k) \leq u_{máx} \quad \forall k = 1 \dots Tsim
 \end{array} \right.$$

Aunque todas las restricciones han sido debidamente explicadas y justificadas en Capítulos anteriores, en la Tabla 4 que se muestra en la siguiente página se proporciona más información acerca de cada una, así como los valores numéricos que se contemplan.

Desde el punto de vista del control MPC restringido, podría decirse que una de sus principales ventajas es su capacidad de adelantarse a potenciales violaciones de las restricciones, siendo corregidas éstas a tiempo y en la forma apropiada [48]. Por regla general, las restricciones podrán venir impuestas por la acción de control y/ o por las salidas, como se ha comentado en apartados anteriores. De manera genérica podríamos describir matemáticamente, para un sistema SISO (*Single-Input, Single-output*), las restricciones mencionadas del siguiente modo:

- Sobre la Acción de Control:  $\underline{U} \leq U(t) \leq \bar{U}$
- Sobre Acción de Control Incremental:  $\underline{u} \leq U(t) - U(t-1) \leq \bar{u}$
- Sobre la Salida:  $\underline{y} \leq y(t) \leq \bar{y}$

Conviene recordar que el Sistema que se contempla es de tipo MIMO, ya que controla dos Salidas y, aunque a una se le dé mucho más peso que a otra, el controlador MPC deberá igualmente respetar los límites contemplados en la Salida 2. Asimismo, como se ha comentado con anterioridad, la restricción en la acción de control incremental, aunque programada, se ha dejado libre.



Variable (Nomenclatura Algoritmo)	Valor	Unidad	Comentarios
<b>YMAX1</b>	Inf	MW	En principio, no se contempla ninguna restricción de valor máximo en <i>Pfinal</i> . En teoría, el control hará que esta variable siga su referencia y no tiene sentido limitarla a un valor superior.
<b>YMIN1</b>	0	MW	La potencia suministrada a la Red será como mínimo nula. En ningún caso podrá ser negativa, pues se perdería toda coherencia física en el Sistema.
<b>YMAX2</b>	200	MWh	La capacidad máxima del Sistema de Almacenamiento considerado es de 200 MWh.
<b>YMIN2</b>	0	MWh	Se considera posible vaciar por completo el Sistema de Almacenamiento. En principio, este valor podría ser mayor que 0, pero, evidentemente, nunca inferior.
<b>Umax</b>	v_cp	MW	La potencia máxima que se podrá destinar a almacenamiento en Batería será igual a la totalidad de la potencia generada por el campo fotovoltaico en cada instante de la simulación.
<b>Umin</b>	-100	MW	En principio, como ha sido justificado con anterioridad, la máxima potencia de descarga que se contempla será igual a la potencia nominal de la Planta, en valor negativo.
<b>umax</b>	Inf	MW	Los incrementos de potencia, aunque podrían restringirse por cuestiones de índole tecnológico, no han sido limitados.
<b>umin</b>	-Inf	MW	

Tabla 4. Restricciones y Valores Numéricos

A modo de puntualización, diremos que el modelo multivariable (MIMO) que contemplamos se califica concretamente como sub-actuado. Esta denominación hace referencia a la existencia de un número de salidas  $n_o$  que deben ser controladas con un número de entradas  $n_i < n_o$ .

En el caso concreto que nos ocupa,  $n_o = 2$  y  $n_i = 1$ . Asimismo, como ya se ha comentado  $N_2 = N_u = N$ . Considerando las restricciones mostradas anteriormente actuando sobre un horizonte deslizante de tamaño  $N$ , éstas pueden ser descritas de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{1} \cdot \underline{U} &\leq T \cdot \mathbf{u} + U(k-1) \cdot \mathbf{1} \leq \mathbf{1} \cdot \bar{U} \\
 \mathbf{1} \cdot \underline{u} &\leq \mathbf{u} \leq \mathbf{1} \cdot \bar{u} \\
 \mathbf{1}^* \cdot \underline{y} &\leq H \cdot \mathbf{u} + f \leq \mathbf{1}^* \cdot \bar{y}
 \end{aligned}$$

Dónde:

- $\mathbf{1}$  es una matriz de tamaño  $(N \times n_i) \times n_i$  formada por  $n_i \times N$  matrices identidad de tamaño  $(n_i \times n_i)$ .
- $\mathbf{1}^*$  es una matriz de tamaño  $(N \times n_o) \times n_i$  formada por  $n_o \times N$  matrices identidad de tamaño  $(n_i \times n_i)$ .
- $T$  es una matriz de bloques triangular inferior cuyos bloques no nulos son matrices identidad de tamaño  $n_i \times n_i$ . Analizando la desigualdad en la que interviene esta matriz, se puede deducir con facilidad que sus dimensiones serán de  $N \times N$ .

Nótese que, en el caso ejemplificado, atendiendo a los horizontes escogidos y al número de entradas y salidas, tendremos que formar las matrices  $\mathbf{1}_{3 \times 1}$ ,  $\mathbf{1}^*_{6 \times 1}$  y  $T_{3 \times 3}$ . Además, las matrices identidad de tamaño  $n_i \times n_i$  se corresponderían con el escalar 1. Por último, es conveniente hacer notar que el tamaño del vector solución  $\mathbf{u}$  es  $N_o \times 1$ , es decir,  $3 \times 1$ .

De manera condensada podríamos expresar, en una misma desigualdad matricial, todas las restricciones expuestas anteriormente:

$$\mathbf{R} \cdot \mathbf{u} \leq \mathbf{c}$$

Dónde:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} I_{N \times N} \\ -I_{N \times N} \\ T \\ -T \\ H \\ -H \end{bmatrix}; \quad \mathbf{c} = \begin{bmatrix} \mathbf{1} \cdot \bar{\mathbf{u}} \\ -\mathbf{1} \cdot \underline{\mathbf{u}} \\ \mathbf{1} \cdot \bar{U} - \mathbf{1} \cdot U(t-1) \\ -\mathbf{1} \cdot \underline{U} + \mathbf{1} \cdot U(t-1) \\ \mathbf{1}^* \cdot \bar{\mathbf{y}} - f \\ -\mathbf{1}^* \cdot \underline{\mathbf{y}} + f \end{bmatrix}$$

Siendo:

$$- I_{N \times N} = I_{3 \times 3} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix};$$

$$- T_{3 \times 3} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}; \quad [\text{véase que las matrices identidades son "unos"}].$$

$$- H = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0.0017 & 0.0017 & 0 \\ -1 & -1 & -1 \\ 0.0033 & 0.0017 & 0 \end{pmatrix};$$

$$- \mathbf{1} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix};$$

$$- \mathbf{1}^* = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix};$$

Nótese, además, que el vector solución  $\mathbf{u}$  estaría compuesto por  $Nu$  componentes, siendo, pues, el tamaño del mismo (3x1).

La matriz  $\mathbf{R}$  tendría, pues, el aspecto que se muestra a continuación. Es importante señalar que dicha matriz será constante a lo largo de toda la ejecución.

$$\mathbf{R}_{24 \times 3} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \\ -1 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 \\ -1 & -1 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 \\ 0.0017 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & -1 \\ 0.0033 & 0.0017 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 \\ -0.0017 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \\ -0.0033 & -0.0017 & 0 \end{bmatrix}$$

Contrariamente a lo que ocurre con la matriz  $\mathbf{R}$ , la matriz  $\mathbf{c}$  si irá cambiando a lo largo del código, ya que intervienen en su formación vectores que se ven modificados, por regla general, en cada iteración, como  $\mathbf{f}$  o  $\mathbf{U}(k-1)$ .

Es necesario señalar que, una vez han sido programadas las restricciones de forma correcta en nuestro código, los valores podrán ser modificados de manera sencilla y realizar cuantas ejecuciones se crean oportunas con los nuevos valores. Por otro lado, debe considerarse que, dado el tamaño considerable del conjunto de restricciones, es conveniente analizar cuidadosamente los valores que se asignen a cada una de ellas, pues podría darse la situación en que no fuera posible resolver el problema de optimización restringido sin violar alguno o varios límites del Sistema.

Si se diera dicho caso, el Algoritmo que se propone desde la autoría de este TFM emitirá un mensaje de error que aparecerá en la ventana de comandos de MATLAB:

[The problem is infeasible.](#)

During [presolve](#), quadprog found the constraints to be inconsistent to within the [constraint tolerance](#).

Una vez profundizado en lo relativo a valores numéricos de las restricciones, se presenta seguidamente el aspecto que tomaría el vector  $c$  en una iteración  $k$  genérica del bucle de control en la que se va a calcular la acción incremental en  $k+1$ :

$$c_{24 \times 1} = \begin{bmatrix} +1000 \\ +1000 \\ +1000 \\ -(-1000) \\ -(-1000) \\ -(-1000) \\ v_{cp}(k+1) - U(k) \\ v_{cp}(k+1) - U(k) \\ v_{cp}(k+1) - U(k) \\ -P_{nom} + U(k) \\ -P_{nom} + U(k) \\ -P_{nom} + U(k) \\ 1000 - f(1,1) \\ 200 - f(2,1) \\ 1000 - f(3,1) \\ 200 - f(4,1) \\ 1000 - f(5,1) \\ 200 - f(6,1) \\ -0 + f(1,1) \\ -0 + f(2,1) \\ -0 + f(3,1) \\ -0 + f(4,1) \\ -0 + f(5,1) \\ -0 + f(6,1) \end{bmatrix}$$

$P_{nom}$  es la potencia nominal de la Planta = 100 MW

No es necesario establecer límite sobre la Potencia Máxima Suministrada

Para concluir este Capítulo, se considera conveniente realizar un último comentario acerca de la función de MATLAB que resuelve el problema de optimización cuadrático sujeto a restricciones del que obtenemos la acción de control incremental. Dicha función es **quadprog** y se codifica de la siguiente forma:

```
[u, min, flag]=quadprog(HH, b, R, c);
```

- Argumentos:

- Matriz **HH**, tiene la siguiente formulación :  $HH=2 * (H' * Rr * H + Qr) ;$

- Vector **b**, tiene la siguiente formulación :  $b=2 * ef' * Rr * H;$

- Matriz **R**, tiene la siguiente formulación :  $R = [ I ; -I ; T ; -T ; H ; -H ] ;$

- Vector **c**, tiene la siguiente formulación :

$c = [ u_{max} * ones(Nu, 1) ; -u_{min} * ones(Nu, 1) ; U_{max} - U_{ant} ; -U_{min} + U_{ant} ; y_{max} - f ; -y_{min} + f ] ;$

- Devuelve:

- Acción de Control Incremental: vector de 3 componentes en este caso, del que tomamos la primera. (**u**)

- El valor de la función objetivo. (**fval**)

- Bandera: si converge será 1. Otros valores (negativos) implican códigos de error. (**exitflag**).

## 6. Resultados en Simulación

---

En este Capítulo se muestra el funcionamiento del control MPC desarrollado para la gestión óptima de la Planta Fotovoltaica conectada a la Red Eléctrica en tiempo real. La demostración se llevará a cabo en base a un conjunto de simulaciones entre las que varían, fundamentalmente, los perfiles de radiación predichos, y empleados en la Fase 1, y los reales del día de operación.

### 6.1 Condiciones de Simulación

Las simulaciones han sido ejecutadas en un ordenador portátil LENOVO G50-70, con procesador INTEL CORE i7, memoria RAM de 8 GB y tarjeta gráfica AMD RADEON R5 dedicada de 2 GB. El programa en el que se ha codificado el algoritmo, como ya se ha comentado en Capítulos anteriores, es MATLAB.



*Figura 6.1. Equipo de Simulación*

Con estas condiciones, el tiempo medio de ejecución del algoritmo es de 110 segundos, cifra que prácticamente en su totalidad es debida a las diversas iteraciones del bucle en el que se encuentra, como consumidor principal de recursos, el comando *quadprog* de MATLAB para resolver el problema de optimización cuadrático. Sin restricciones 7 segundos.

### 6.2 Resultados Obtenidos en Simulación

A continuación, se presentan los resultados obtenidos con el control MPC propuesto. A fin de llevar a cabo una exposición homogénea y ordenada, cada caso a analizar constará de la misma estructura:

1. Introducción a la situación concreta.
2. *Scheduling* propuesto por la Fase 1 para el día de operación.
3. Simulación del día de operación.
4. Análisis de los resultados obtenidos.

### 6.2.1 Situación Ideal: predicción exacta para un Día Soleado

Comenzaremos la exposición de resultados analizando una situación que se aleja considerablemente de lo que, por regla general, ocurrirá en situaciones reales. El objetivo no es otro que el de mostrar el orden de los errores más pequeños que podremos conseguir en el cumplimiento de los compromisos de energía horaria entregada a la Red. De igual modo, se analizarán otros aspectos de la respuesta obtenida, tales como la forma de entregar la energía eléctrica o la dinámica que se da en los procesos de carga y descarga del Sistema de Almacenamiento.

#### 1. Introducción a la Situación Concreta

Se contempla un caso ideal en el que la predicción meteorológica es prácticamente perfecta en todas las fases del *Proyecto Matriz*. Esto significa que la curva de predicción de la potencia generada por el campo fotovoltaico se ajusta a la situación que realmente se produce a lo largo del día de operación, tanto la empleada en la Fase 1 como la de la Fase 2. El caso presentado se corresponde con un perfil de producción propio de un Día Soleado. Los resultados, pues, que se esperan son realmente buenos.

#### 2. *Scheduling* propuesto por la Fase 1 para el Día de Operación

Se muestra, en las figuras expuestas a continuación, la programación que la compañía operadora de la Planta se compromete a cumplir a lo largo del día de operación.

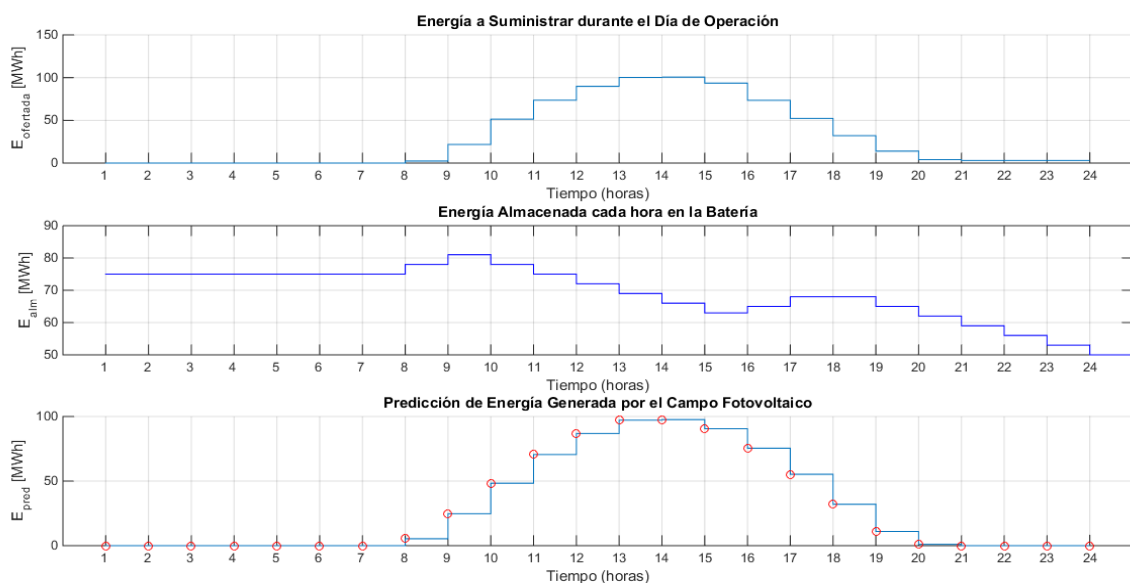


Figura 6.2. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 1)

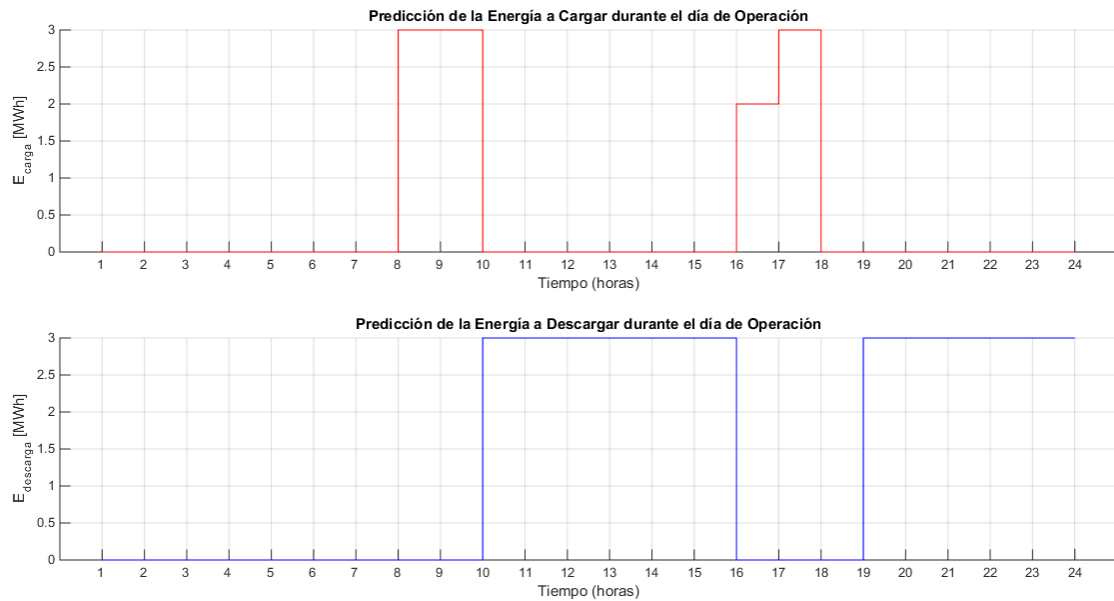


Figura 6.3. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 1)

Como único apunte a realizar, es importante hacer notar que, desde el Algoritmo de la Fase 1 se ha impuesto la restricción de energía máxima que es posible cargar o descargar del Sistema de Almacenamiento en una hora. Este valor ha sido limitado a 3 MWh.

Nótese que esta restricción exclusiva de la Fase 1 afecta de sobremanera a la programación del día de operación, ya que, a consecuencia, el margen de operación con la Batería se ve bastante reducido.

### 3. Simulación del Día de Operación

Existen diversos parámetros que pueden ser modificados para configurar el código. En primer lugar, el usuario podrá decidir mediante la variable *Constraints* si desea ejecutar la solución de la simulación con o sin restricciones. Por defecto, esta variable se encontrará a 1, valor que activa la solución con restricciones, pues es la de mayor interés.

Por otro lado, mediante la variable *seg\_energia* se podrá decidir si se desea llevar a cabo el seguimiento en energía suministrada a la Red del que ya se ha hablado con anterioridad. Esta variable permanecerá con valor 1 por defecto, lo que implica que se desea controlar la energía entregada a la Red en tiempo real y llevar a cabo modificaciones de la referencia si fuera necesario.

Además, las restricciones y los pesos pueden ser modificados de igual manera. Las variables por las que podemos alterar los valores de los límites del Sistema se mostraron en una tabla en el Capítulo anterior. Nótese que los pesos pueden ser diferentes en cada caso *con/ sin*.

Por último, será posible alterar el valor de los horizontes y del tiempo de muestreo del Sistema.



Los fragmentos de código modificable son los siguientes:

```
%RESTRICCIONES SÍ (1) / NO (0):
Constraints=1;

%CONTROL DE ENERGÍA ENTREGADA SÍ (1) / NO (0):
seg_energia=1;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%PARÁMETROS:
N2=3; %HORIZONTE DE PREDICCIÓN: N2*6 SEGUNDOS HACIA ADELANTE.
Nu=3; %HORIZONTE DE CONTROL: Nu*6 SEGUNDOS HACIA ADELANTE.
n=2; % NÚMERO DE SALIDAS A CONTROLAR: 2 (Pfinal/ Ealm)

t_m=6; %Tiempo de muestreo.
tm_por_hora=3600/t_m; %Tiempos de muestreo contenidos en 1 hora.
Tsim=24*tm_por_hora; %Tiempo de Simulación.
valor_ajuste=1/tm_por_hora; % Valor que integra la potencia.
```

```
%Definir Pesos:
```

```
peso_y1=0.97;
peso_y2=0.03;
peso_u=0.01;
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
%En Salida Y1: Potencia entregada a la Red
```

```
YMAX1=500;
YMIN1=0;
```

```
%En la Salida Y2:
```

```
YMAX2=200;
YMIN2=0;
```

```
%En la Entrada U
```

```
Umin=-100*ones(Nu,1);
```

```
%En deltaU:
```

```
umax=1000;
umin=-1000;
```

Y modificando el perfil de radiación cambiaría el límite superior de  $U$ , en principio, en cada iteración:

```
% Límite superior de la Acción de Control (U):
Umax=v_cp(k+1)*ones(Nu,1);
```

A continuación se representan en una misma gráfica los resultados obtenidos.

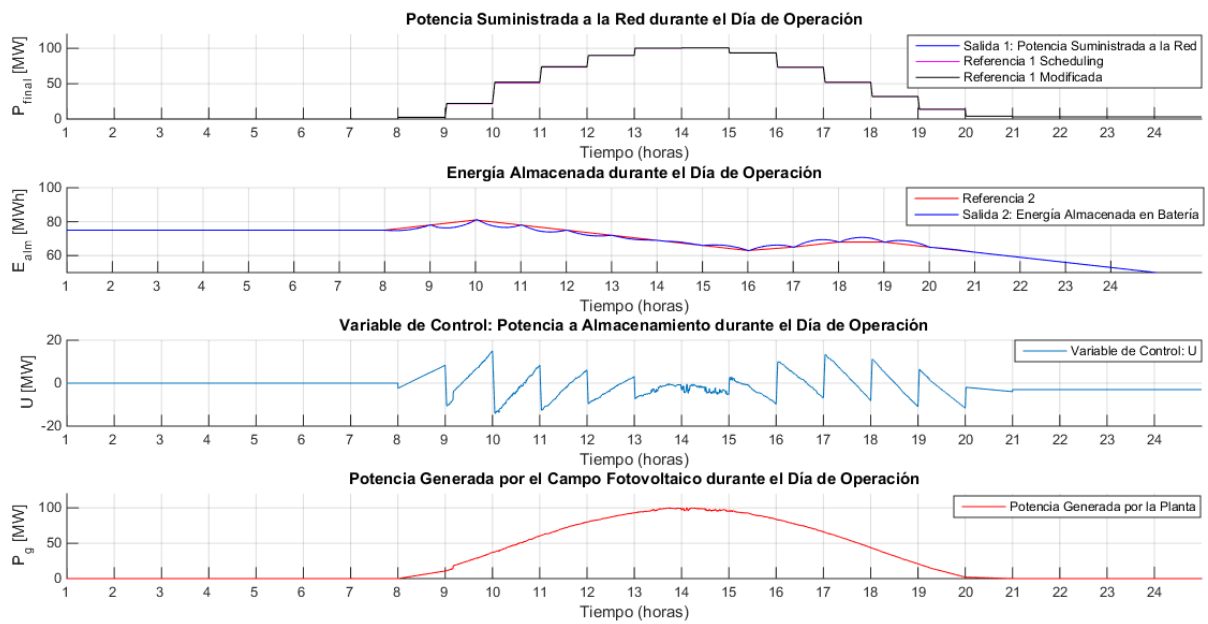


Figura 6.4. Resultados Obtenidos en la Simulación 1

#### 4. Análisis de los Resultados

A la vista de la primera gráfica de la Figura 6.4, es difícil diferenciar las referencias de la respuesta puesto que se encuentran prácticamente solapadas. Este hecho denota que el seguimiento que se ha llevado a cabo de la Referencia 1 (Potencia Suministrada a la Red) ha sido realmente bueno.

A continuación se muestra por separado dicha respuesta, ya que es la realmente crucial su análisis de cara a evaluar la bondad del control que se propone en este TFM.

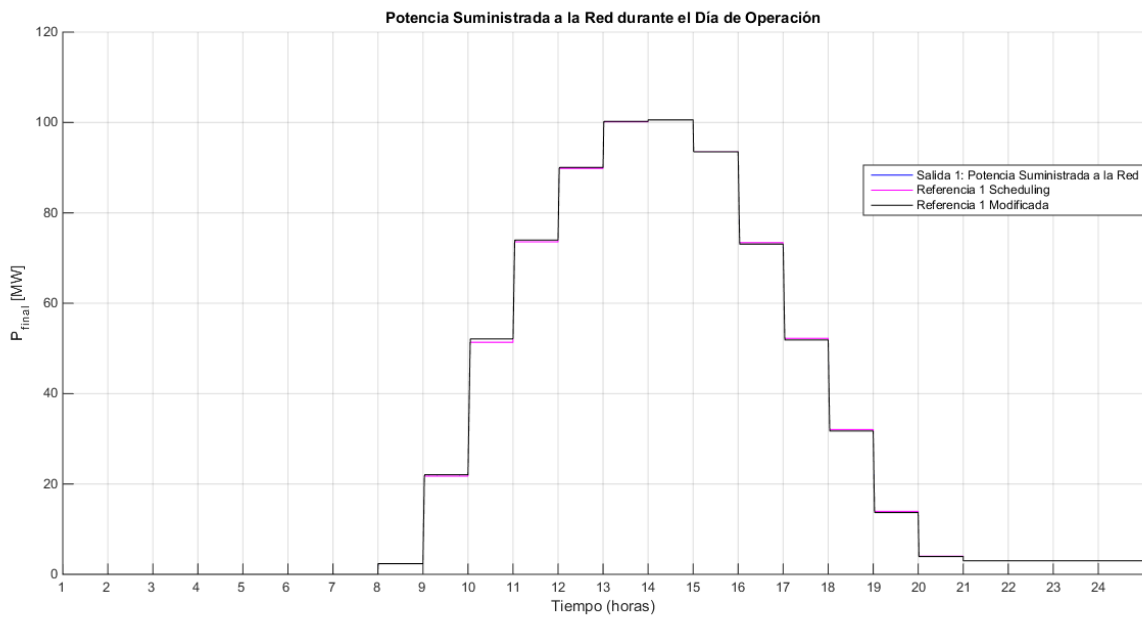


Figura 6.5. Respuesta en Potencia Suministrada a la Red

En la Figura 6.5 ya es posible distinguir la curva en magenta, aunque la azul (salida 1) y la negra (referencia modificada) se solapan. Como ya se ha comentado, desde el Control de la Fase 2 es preciso llevar a cabo un seguimiento en tiempo real de las pérdidas o excesos energéticos que se produzcan en cada tramo horario y, si fuera preciso, modificar la referencia primigenia a fin de cumplir de manera exacta con el nivel comprometido. Se realizarán de igual modo bajadas de setpoint en potencia en aquellos tramos en los que se den excesos.

En el siguiente caso simulado (día nublado) se llevará a cabo un análisis de los errores que cometemos en términos de energía suministrada a la Red con la solución propuesta y su comparación con los que se cometerían sin el seguimiento en energía.

Existen tramos de la Figura 6.5 en los que las modificaciones de referencia se aprecian con la suficiente claridad, como en la franja de las 10 de la mañana. Asimismo, a las 16:00 se muestra una disminución de *setpoint* debido a que, en lugar de un defecto, se da un exceso de energía entregada a la Red durante el inicio del tramo. En las Figuras 6.6 y 6.7 se muestran por separado dichos tramos.

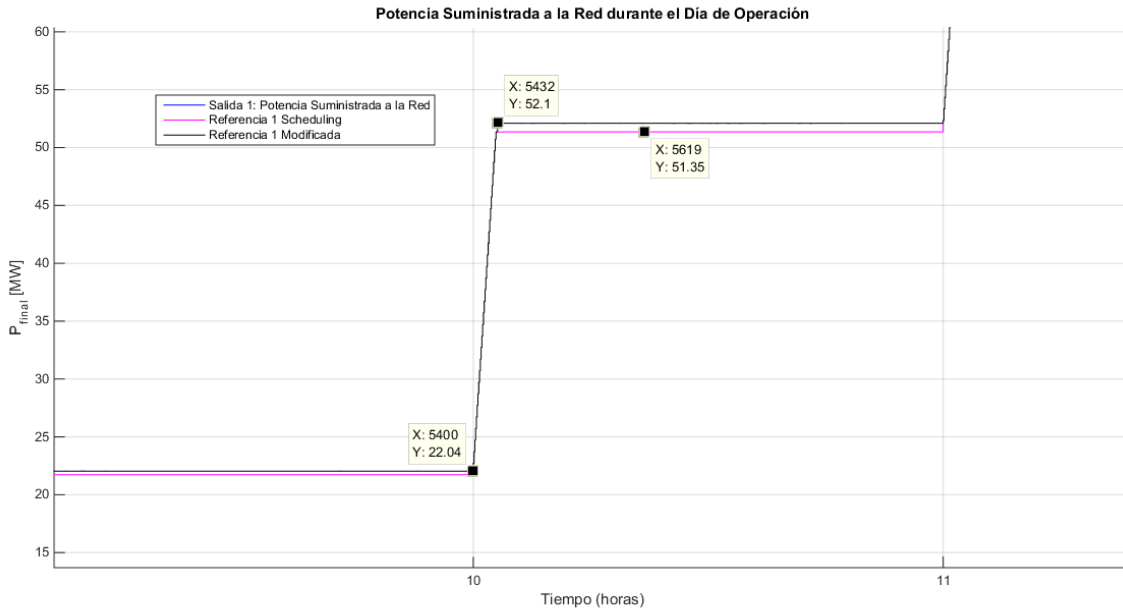


Figura 6.6. Aumento del Setpoint en Potencia

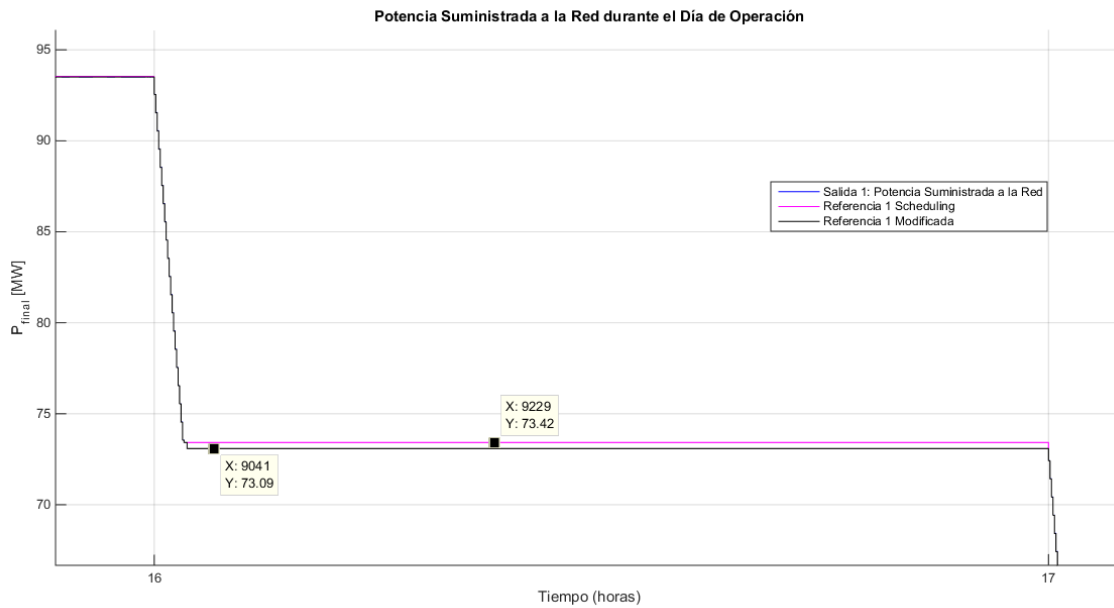


Figura 6.7. Disminución del Setpoint en Potencia

Por otro lado, aunque con mucho menos peso, el control MPC desarrollado intenta seguir la referencia en energía horaria almacenada en el Sistema de Almacenamiento. La respuesta que ofrece la Salida 2 de nuestro Sistema se muestra en la Figura 6.8 por separado.

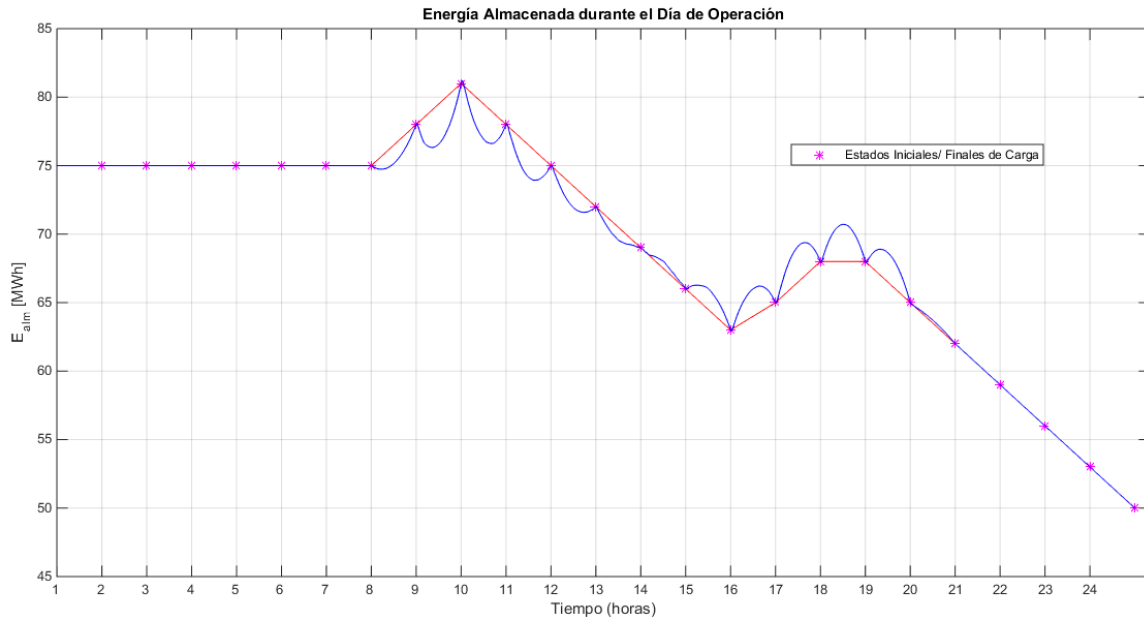


Figura 6.8. Energía Almacenada a lo largo del Día de Operación

A diferencia de lo mostrado en la Respuesta de la Figura 6.5, en esta ocasión se hace hincapié en la leyenda en los estados iniciales y finales de carga de cada tramo. Es importante señalar que la consigna en energía almacenada debe ser entendida en este sentido, sin tener, en principio, relevancia alguna la dinámica intrahoraria.

Nótese que se supone un estado inicial carga de 75 MWh y, fruto de la restricción propia de la Fase 1, el día termina con una carga del Sistema de Almacenamiento de 50 MWh.

Resulta de enorme interés analizar algunos tramos, por separado, de la respuesta, a fin de comprender la importancia de disponer de este Sistema en nuestra Planta. En las Figuras 6.9 y 6.10 se analizan los dos comportamientos que, principalmente, cabe diferenciar.

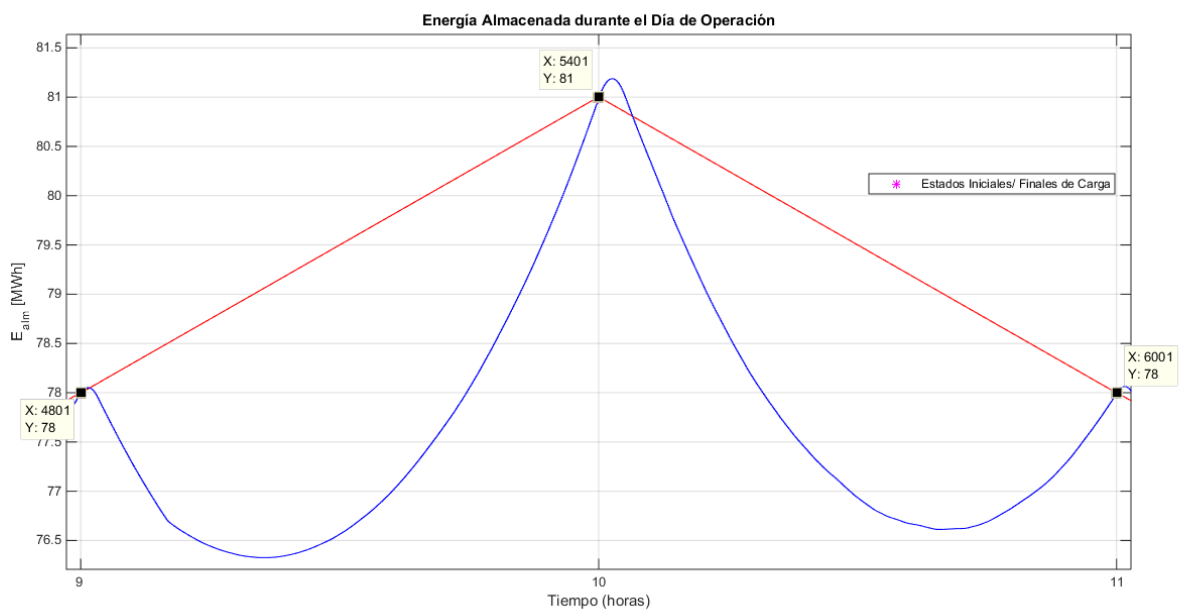


Figura 6.9. Primera Dinámica Intrahoraria de los Procesos de Carga y Descarga del Sistema de Almacenamiento

En esta Figura, se representa la respuesta obtenida en dos tramos horarios consecutivos (de 9am a 11am). En la primera franja horaria la batería debe aumentar de carga desde los 78 MWh iniciales hasta 81 MWh y en la segunda se debe producir una descarga de energía hasta los 78 MWh de nuevo.

Aunque el primer proceso sea de carga y el segundo de descarga, la dinámica que se sigue en ambos casos es la misma. Existe un primer tramo en que el Sistema de Almacenamiento se descarga y, posteriormente, un tramo en el que comienza una carga que concluye al final de la hora cumpliendo el valor final de energía indicado por la programación. Nótese que, en el segundo tramo, existe un breve periodo de carga antes del tramo de descarga.

Estas dinámicas vendrán marcadas por la forma de la curva de potencia que se genere desde el campo fotovoltaico. No es de extrañar que estos comportamientos se den, ya que al ser el horizonte de la Fase 1 horario, trabaja en términos de energía horaria y, por tanto, son estos valores iniciales y finales los que deben cumplirse, sea cual sea la forma de llegar a ellos.

Es evidente que el motivo de esta denominada “Primera Dinámica” (tramo de descarga - tramo de carga) no es otro que el defecto de potencia generada por el campo fotovoltaico a lo largo del primer tramo, lo que obliga al control a ejecutar una descarga de energía a fin de cumplir con la consigna en potencia suministrada a la Red. Por el contrario, el tramo de carga final viene inducido por una sobreproducción del campo fotovoltaico respecto a la referencia en potencia final, lo que obliga a destinar parte de esa potencia generada a cargar el almacenamiento de energía.

Por último, señalaremos que el cumplimiento casi exacto de las referencias de carga almacenada al inicio y fin de cada franja horaria se debe a que, en esta Primera Situación, se ha supuesto una predicción perfecta del panorama meteorológico del día de operación. Este caso, como hemos comentado con anterioridad, no será en absoluto el más habitual aunque sí que es el más deseable.

Además, es fácil notar a la vista de las Figuras que se muestran que no se fuerza ninguna restricción en las salidas de esta primera simulación. La única restricción que está siempre presente es la que limita la acción de control que, al final del algoritmo implementado es comprobada mediante la variable *supera\_v* que se muestra en la Ventana de Comandos de MATLAB, y que debe tomar valor nulo.

En la Figura 6.10 se representa la Segunda Dinámica que se desea comentar.

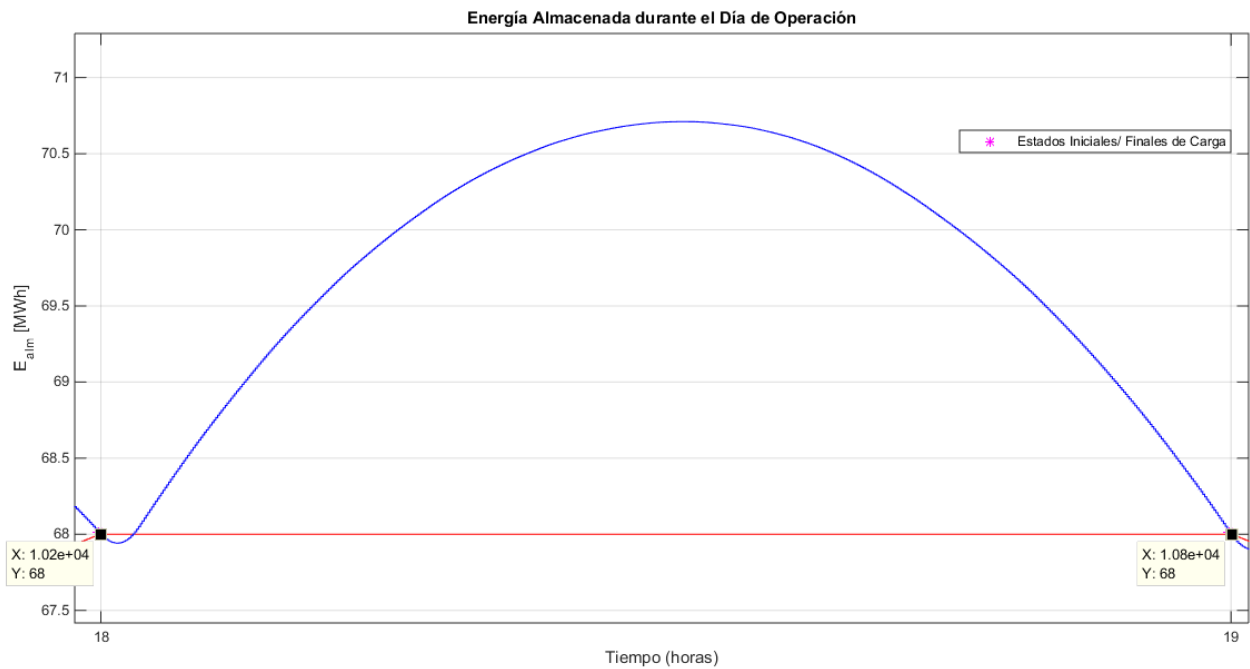


Figura 6.10. Segunda Dinámica Intrahoraria de los Procesos de Carga y Descarga del Sistema de Almacenamiento

Para ilustrar esta segunda dinámica se ha escogido la franja horaria comprendida entre las 18pm y las 19pm. Este es, sin duda, un caso del que se ha comentado poco: aquel en el que se pretende que la energía almacenada en la batería permanezca invariante. Como puede comprobarse, el estado inicial de carga coincide con el del final de la hora, y es de valor 68 MWh. Por otro lado, se observa que la respuesta (representada en azul) no es para nada constante, sino que sigue una forma de parábola convexa.

Esta dinámica se justifica fácilmente si observamos que los requerimientos en potencia final al inicio del tramo son inferiores a la potencia que genera el campo, por lo que el control decide almacenar el excedente en el Sistema de Almacenamiento. Por el contrario, a lo largo del segundo tramo de esta franja horaria, la referencia en potencia es inferior a la potencia que el campo fotovoltaico genera. Por tanto, se produce una descarga de la Batería que nos permite seguir manteniendo un suministro constante a lo largo de este periodo.

Nótese que el balance energético a lo largo de la hora es nulo, es decir, la integral de la curva de carga es del mismo valor que la correspondiente a la curva de descarga.

En cuanto a la Acción de Control, tiene la forma que se aprecia en la Figura 6.11.

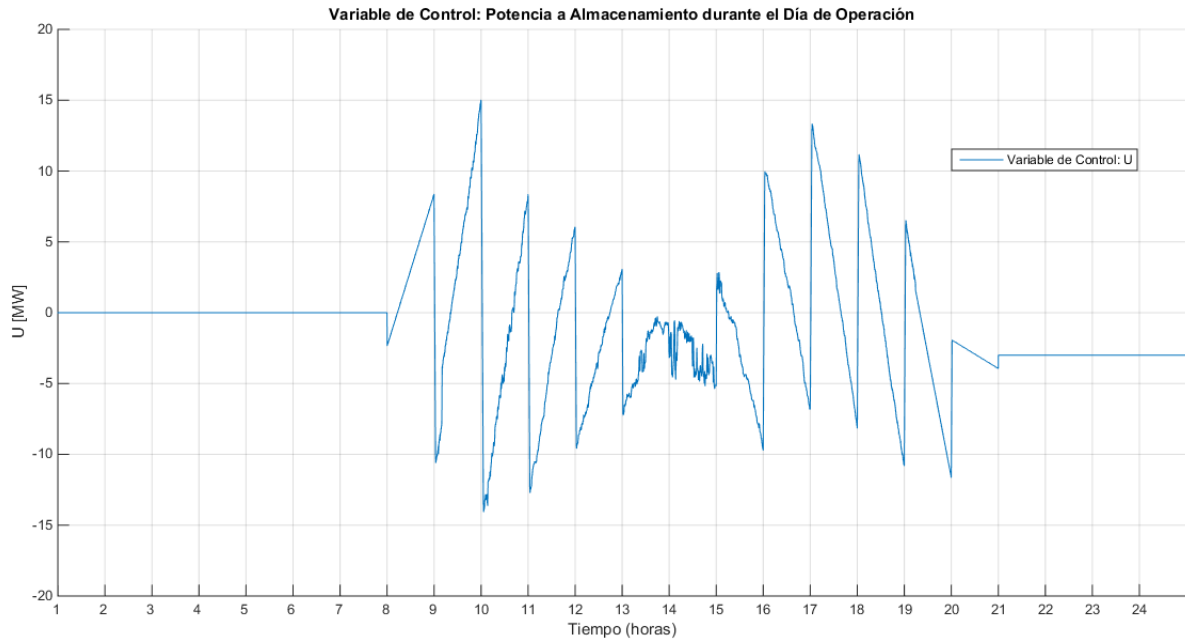


Figura 6.11. Acción de Control de la Simulación 1

Aunque parezca que existen tramos verticales, ninguna variación de acción de control entre dos tiempos de muestreo supera el MW. Esta variación guarda relación directa con la condición del gradiente de carga que, se recuerda, limitaba a 1 MW/ tiempo de muestreo la variación de potencia suministrada a la Red.

En la Figura 6.12 puede observarse el tramo horario comprendido entre las 16pm y las 17 pm, representado por separado a fin de demostrar lo comentado acerca de los incrementos de la acción de control.

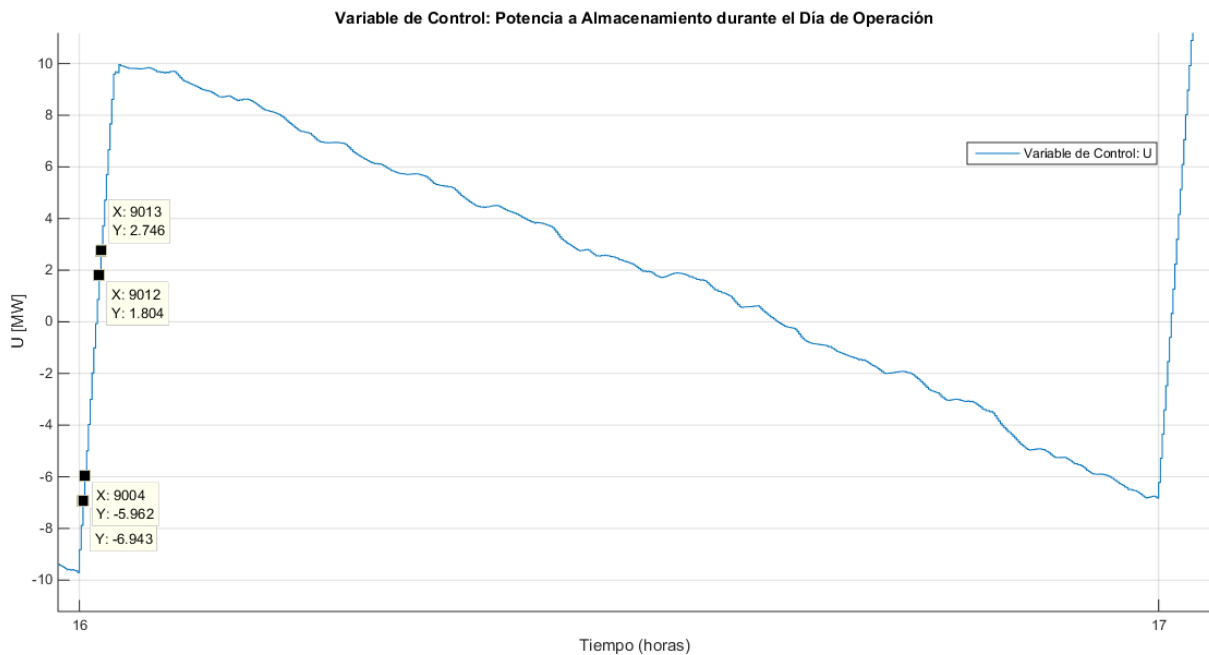


Figura 6.12. Acción de Control de la Simulación 1 en el tramo horario 16:00 - 17:00



Para concluir con el análisis de los resultados de este primer caso, se realizarán algunos comentarios acerca de los errores de seguimiento cometidos a lo largo del día de operación.

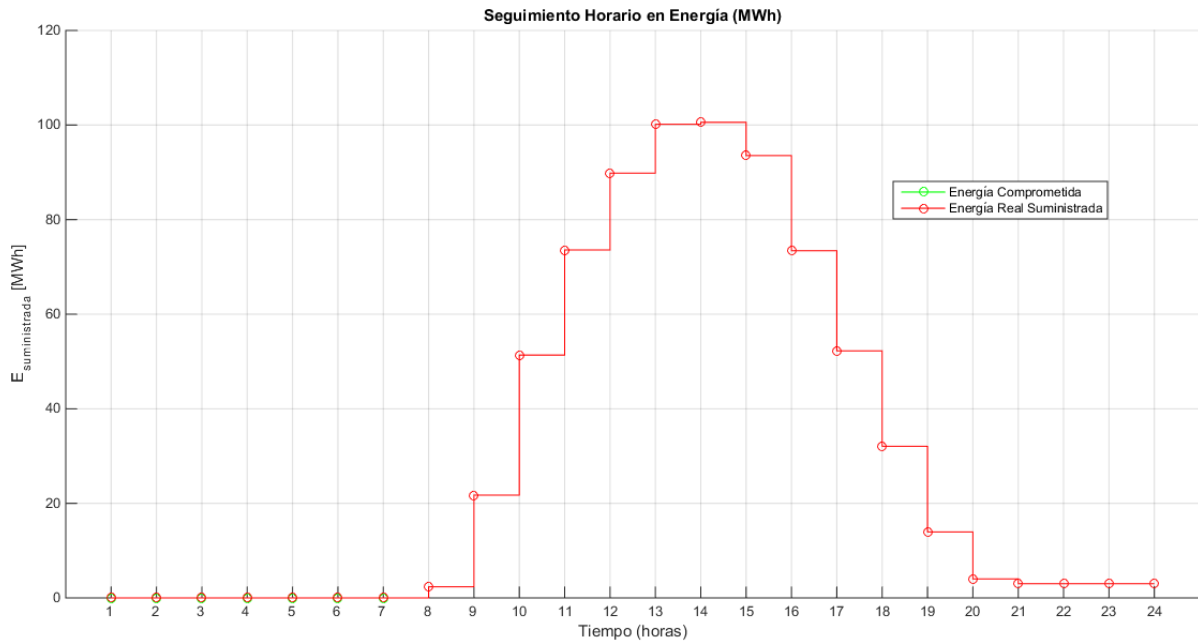


Figura 6.13. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados

Como puede comprobarse en la Figura 6.13, las curvas de nuevo parece que se solapan. Este hecho nos indica que los niveles de energía realmente entregada a la Red deben coincidir aproximadamente con los comprometidos. Para cerciorarnos de que no es un mero efecto óptico, se calcula por cada simulación una gráfica en que quedan representados los errores de seguimiento a lo largo del día de operación. Adicionalmente, se sacan por pantalla los valores máximos de los errores, tanto para el caso de existir exceso como para el defecto.

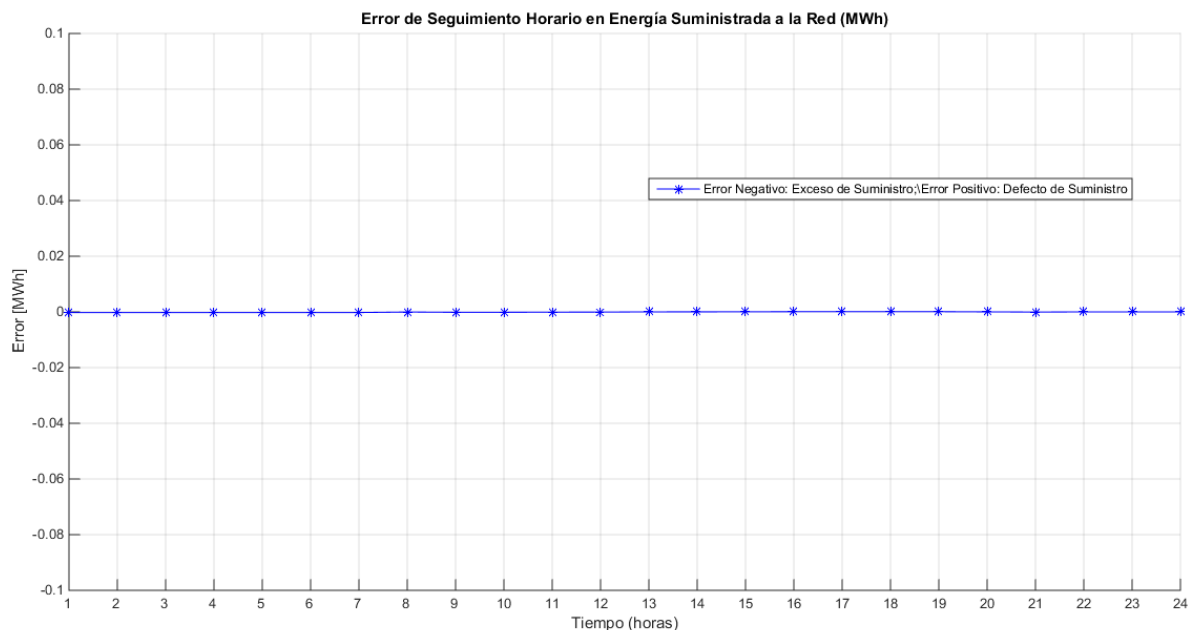


Figura 6.14. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 1)

El máximo defecto producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:

max\_error\_defecto =

9.9698e-05

El máximo exceso producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:

max\_error\_exceso =

2.2808e-04

Figura 6.15. Errores Máximos de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red mostrados en la Ventana de Comandos de MATLAB (Situación 1)

Se demuestra, pues, que los errores que se cometen cuando disponemos de predicciones precisas son completamente despreciables. El defecto máximo cometido en el suministro de energía a la Red es de menos de 100 Wh, lo que, para una Planta de estas dimensiones, es absolutamente irrelevante. El exceso máximo en que se incurre es de 228.8 Wh, resultando de igual modo despreciable.

Se deduce, por tanto, que la penalización económica por parte del Operador del Sistema, tanto por defecto como por exceso, sería nula. Este hecho convierte a la operación de la Planta para esta primera esta situación en óptima, en la medida en que se siguen las referencias energéticas programadas con la suficiente precisión, habiendo sido dichas referencias calculadas con la finalidad de maximizar el beneficio económico obtenido al final del día de operación.

El algoritmo desarrollado realiza, por último, un análisis del error de seguimiento en energía almacenada. Cabe mencionar que este error no conlleva penalización alguna.

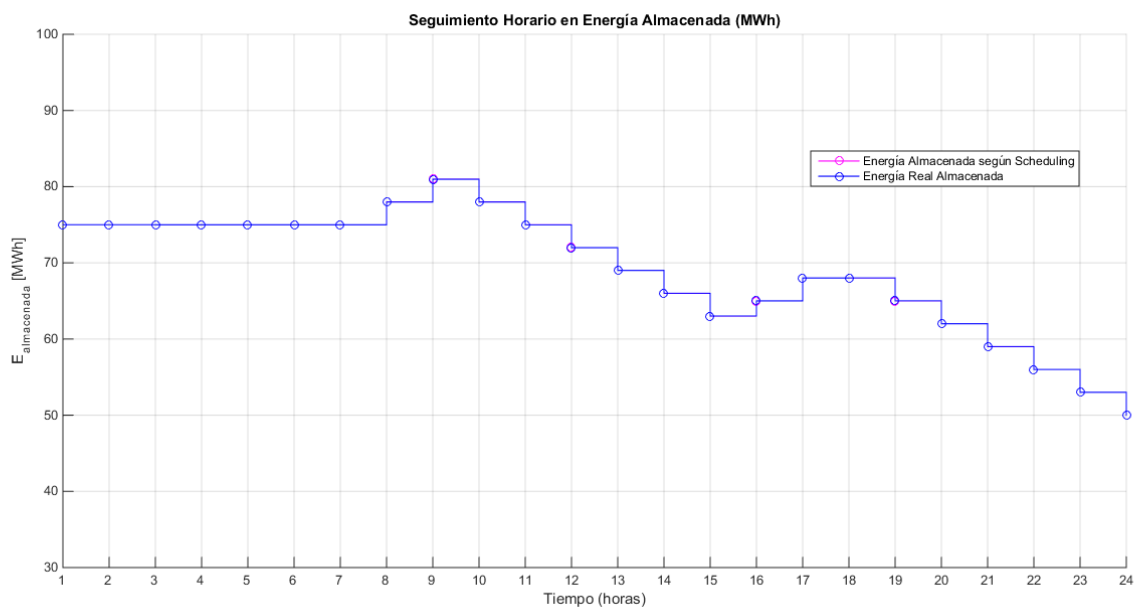


Figura 6.16. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 1)

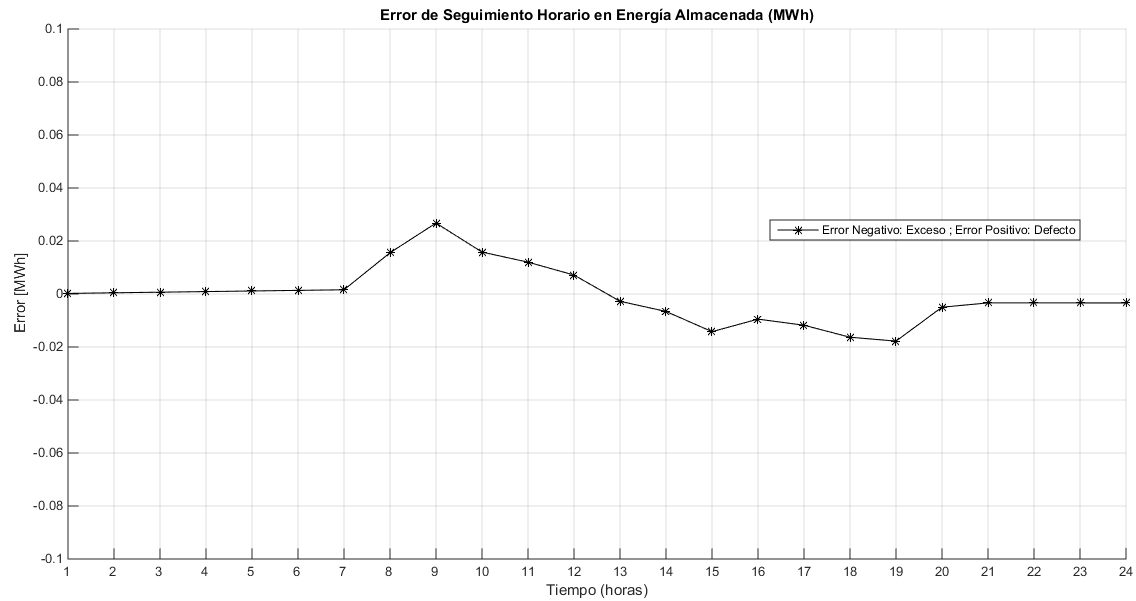


Figura 6.17. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 1)

Véase que, en esta variable se dan errores de mayor magnitud. Aunque en esta ocasión son pequeños, la norma general será que, dado que no dispondremos de predicciones tan precisas, las referencias en Energía Almacenada para cada tramo horario serán prácticamente obviadas por el control MPC a fin de evitar penalizaciones económicas provenientes de un potencial incumplimiento de la Energía Suministrada a la Red.

De igual manera, se sacan por la Ventana de Comandos en MATLAB los errores máximos en defecto y en exceso:

```

El máximo defecto producido en Energía Almacenada [MWh] es:

max_error_defecto2 =

    0.0268

El máximo exceso producido en Energía Almacenada [MWh] es:

max_error_exceso2 =

    0.0178

```

Figura 6.18. Errores Máximos de Seguimiento en Energía Almacenada mostrados en la Ventana de Comandos de MATLAB (Situación 1)

Con esta última figura, se da por concluido el análisis de esta primera situación. Dicha simulación, por ser la más idealista, ha servido de ejemplo para entrar más en profundidad en pequeños detalles sobre los que no se volverá en los siguientes casos que se contemplen.

Aunque no es este caso el que mejor justifica la propuesta del Control Predictivo como sistema de gobierno para la gestión de la Planta Fotovoltaica, ha quedado demostrado que, cuanto

menos, con el algoritmo presentado, se logra llevar a cabo un seguimiento fiel de las referencias en Energía Suministrada a la Red en cada franja horaria a lo largo del día de operación en aquellos casos en los que dispongamos de predicciones precisas del perfil de producción energética.

## 6.2.2 Situación Ideal: predicción exacta para un Día Nublado

### 1. Introducción a la Situación Concreta

En este caso, supondremos que a lo largo del día de operación tendremos bajos niveles de radiación debido a la existencia de una constante capa de nubes. En primer lugar, esto implicará que obtendremos una menor producción eléctrica en cada franja horaria. En segundo lugar, una característica típica de las curvas de radiación en días nublados es que son más ruidosas, es decir, debido a los intervalos nublados la radiación incidente sufre variaciones notables en intervalos cortos de tiempo. En la presentación de resultados podrá observarse el aspecto de la curva para el día nublado que se contempla en esta segunda situación.

Asumimos igualmente en esta ocasión que hemos sido capaces de disponer de predicciones del día con gran precisión, lo que, en teoría, hará que los resultados de operación de la Planta sean bastante buenos, ajustándose sin problemas aparentes a la programación fijada.

### 2. Scheduling propuesto por la Fase 1 para el Día de Operación

A continuación, se muestra la programación que se obtiene de la Fase 1 para el día de operación nublado.

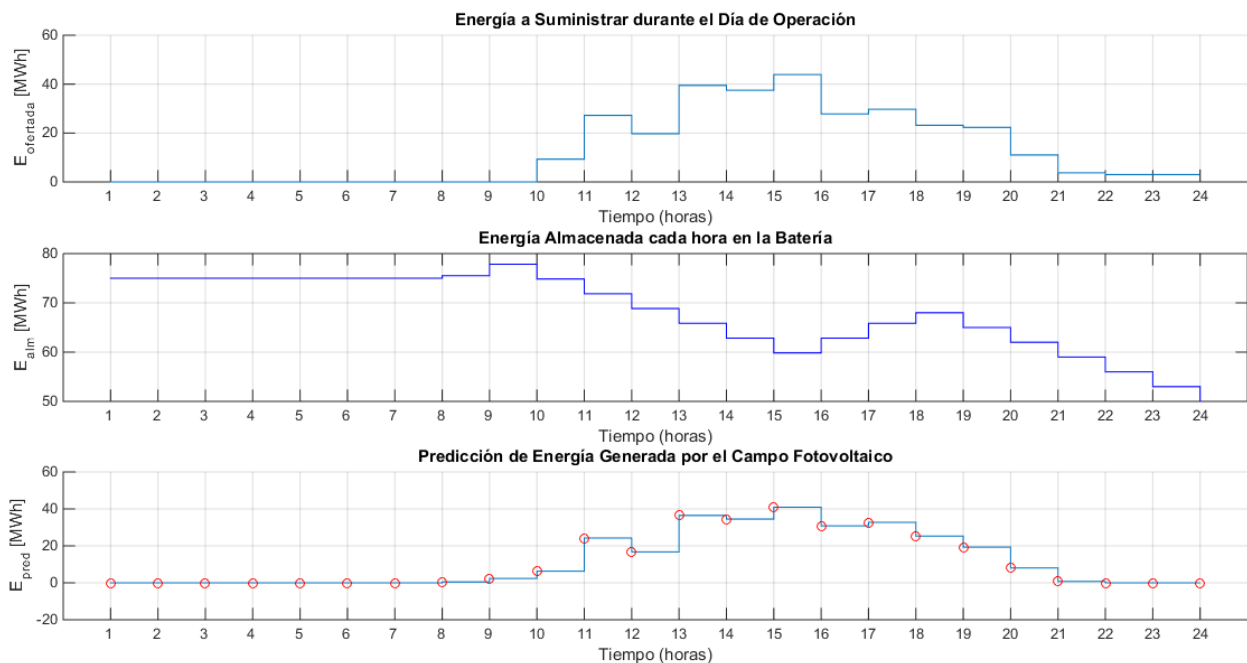


Figura 6.19. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 2)

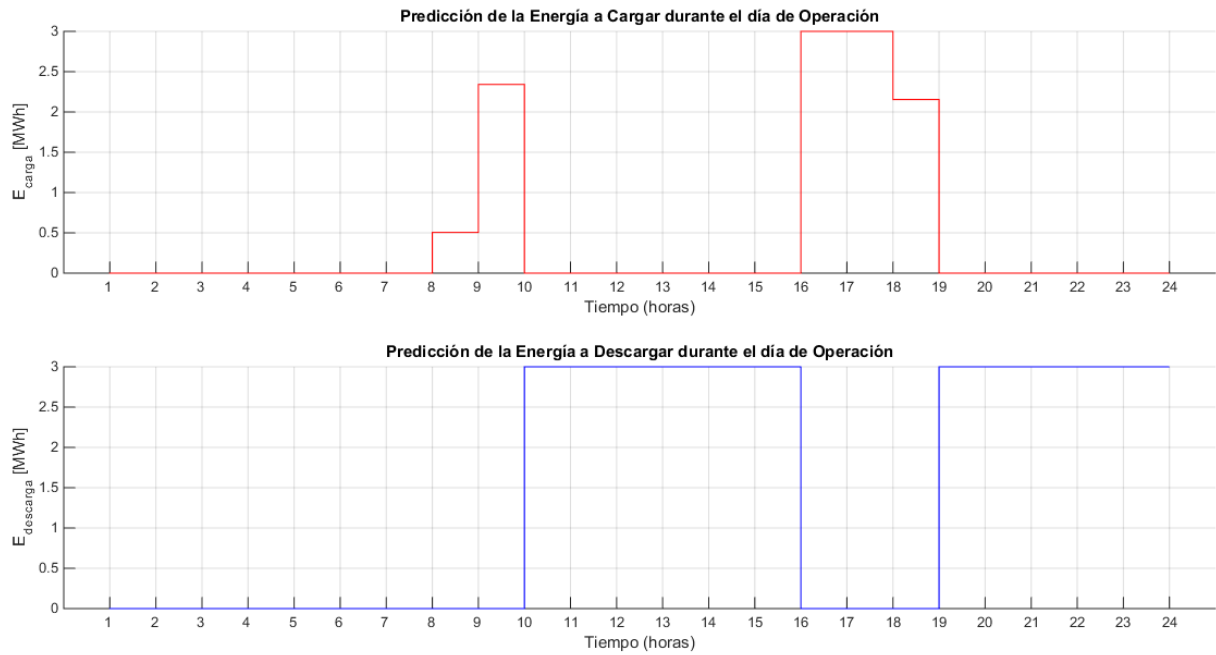


Figura 6.20. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 2)

En la tercera curva de la Figura 6.19 quedan representados los niveles horarios de energía que, se estima, el campo generará durante el día de operación. Puede apreciarse con claridad que no existe una tendencia clara de bajadas y subidas, como sí ocurre en los días soleados. Esto es síntoma de lo ruidoso de la señal en términos de potencia.

Cabe destacar como factor común a la mayoría de programaciones que surgen de la Fase 1 que, se intenta siempre aportar (vender) la máxima energía posible a la Red en aquellas franjas horarias en las que se puede obtener un mayor beneficio económico. Llama la atención en esta ocasión especialmente que, a pesar de lo nublado del día, nuestra Planta debe suministrar algunos MWh en intervalos horarios de oscuridad total, como ocurre en las horas 22:00 y las 23:00. Esto sólo será posible si se dispone de baterías que, además, son gestionadas de manera óptima.

### 3. Simulación del Día de Operación

En esta Simulación, de nuevo, se han activado las opciones de *Solución con Restricciones* y *Seguimiento de Energía Suministrada*. Los resultados obtenidos son los que siguen a continuación.

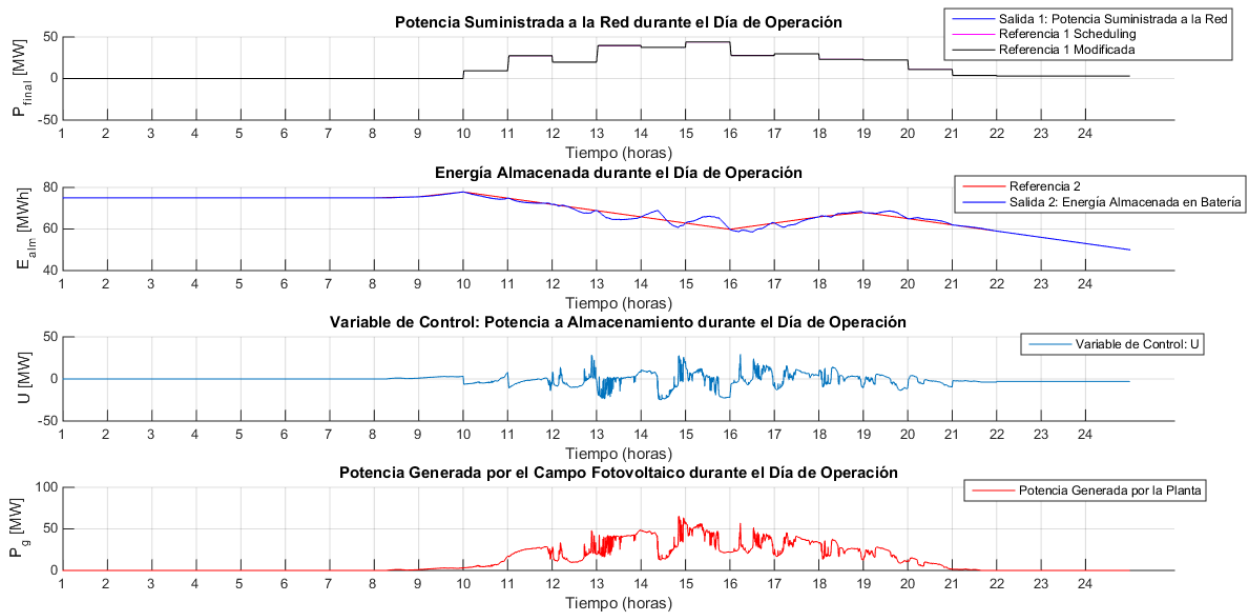


Figura 6.21. Resultados de la Simulación 2, opción a restricciones activa y seguimiento de Energía Suministrada a la Red

Se va a aprovechar este Caso para mostrar las diferencias existentes entre el caso “completo” y el caso en que no activemos el control de energía entregada. La respuesta en este caso sería la que se muestra a continuación.

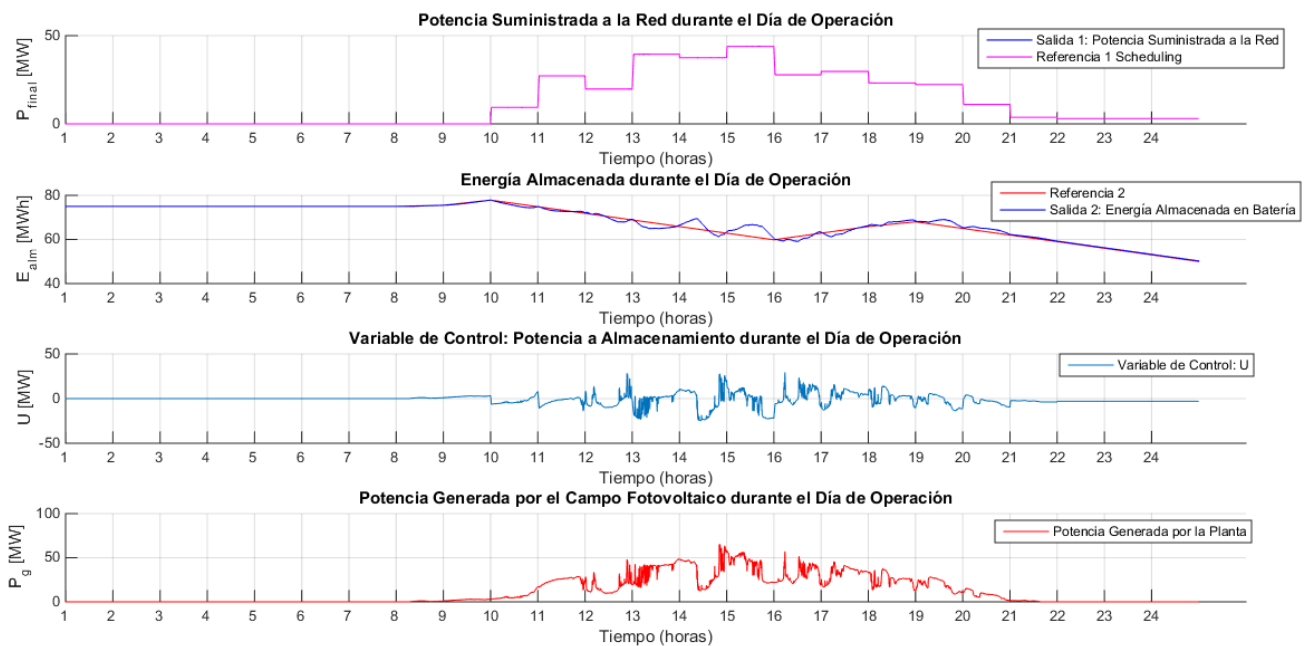


Figura 6.22. Resultados de la Simulación 2, opción a restricciones activa y seguimiento de Energía Suministrada a la Red desactivado

#### 4. Análisis de los Resultados

En el Análisis de los resultados obtenidos en uno y otro caso no se entrará tan en detalle como en la Simulación anterior. Nos limitaremos a presentar y comentar los errores de seguimiento en los que se incurre pues son éstos los que, al fin y al cabo, evalúan realmente la bondad de nuestro control MPC.

Las ventajas del seguimiento en energía quedan demostradas a la luz de las gráficas que se muestran a continuación.

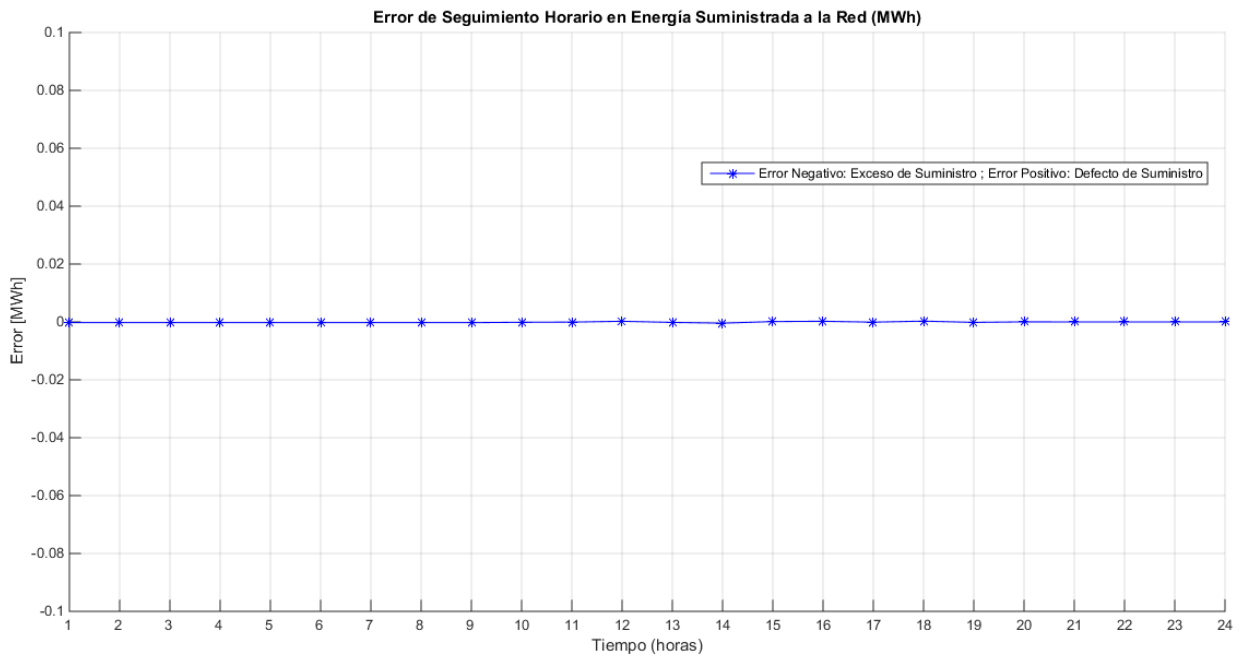


Figura 6.23. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 2)

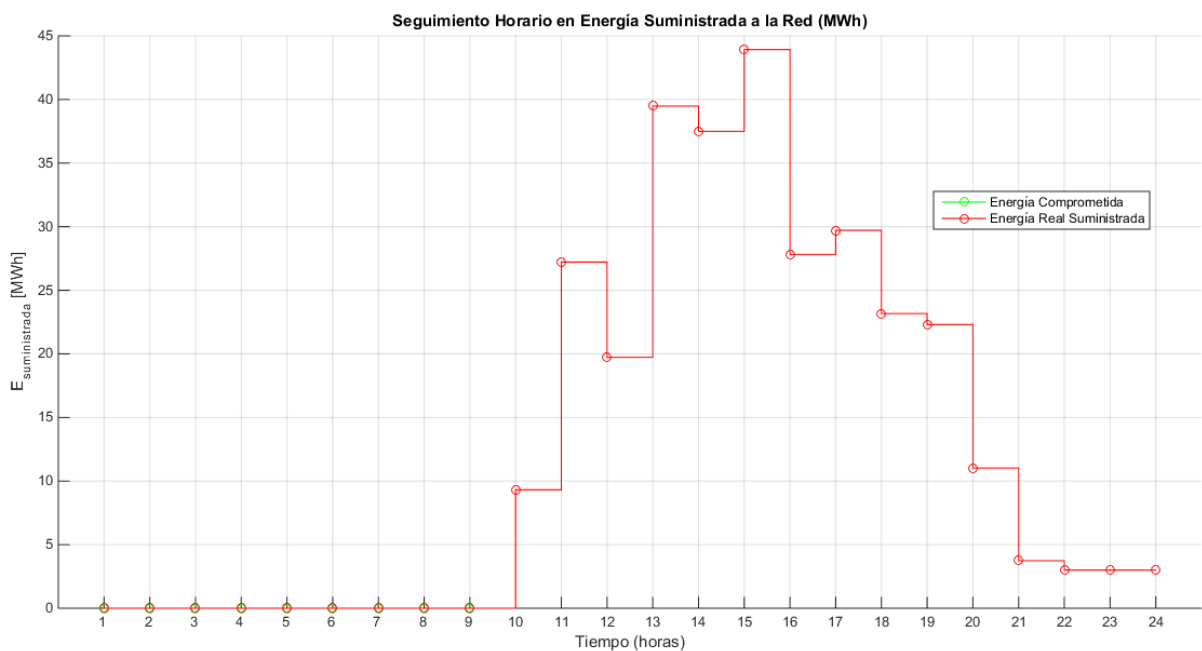


Figura 6.24. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 2)

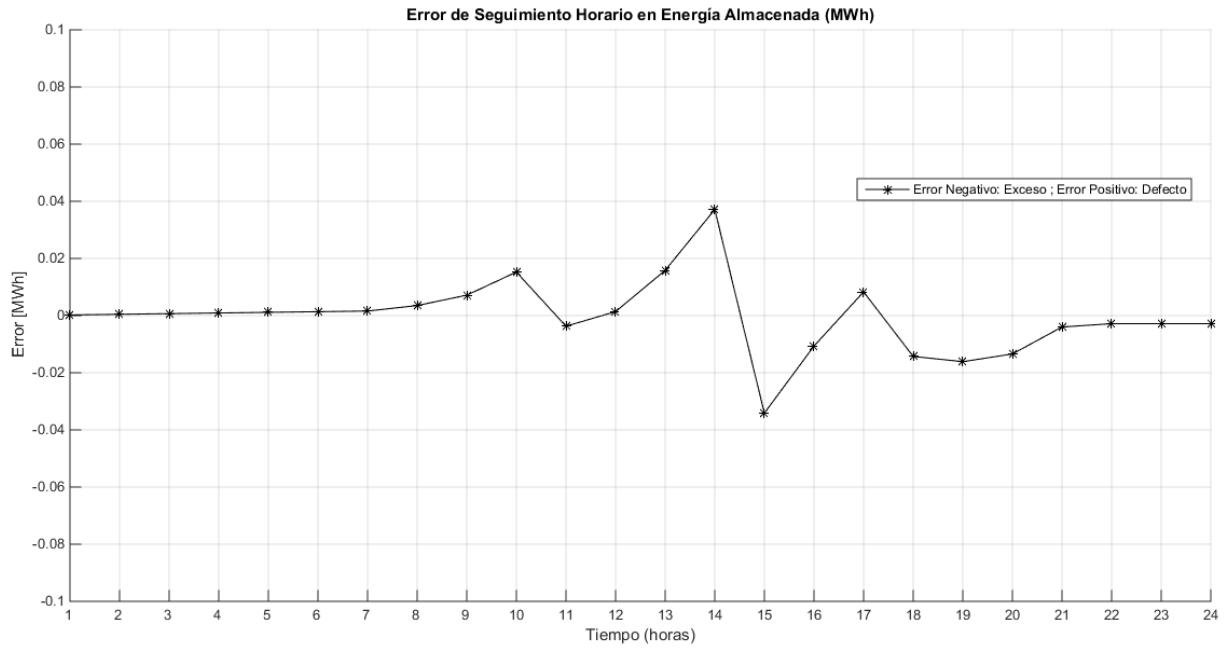


Figura 6.25. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 2)

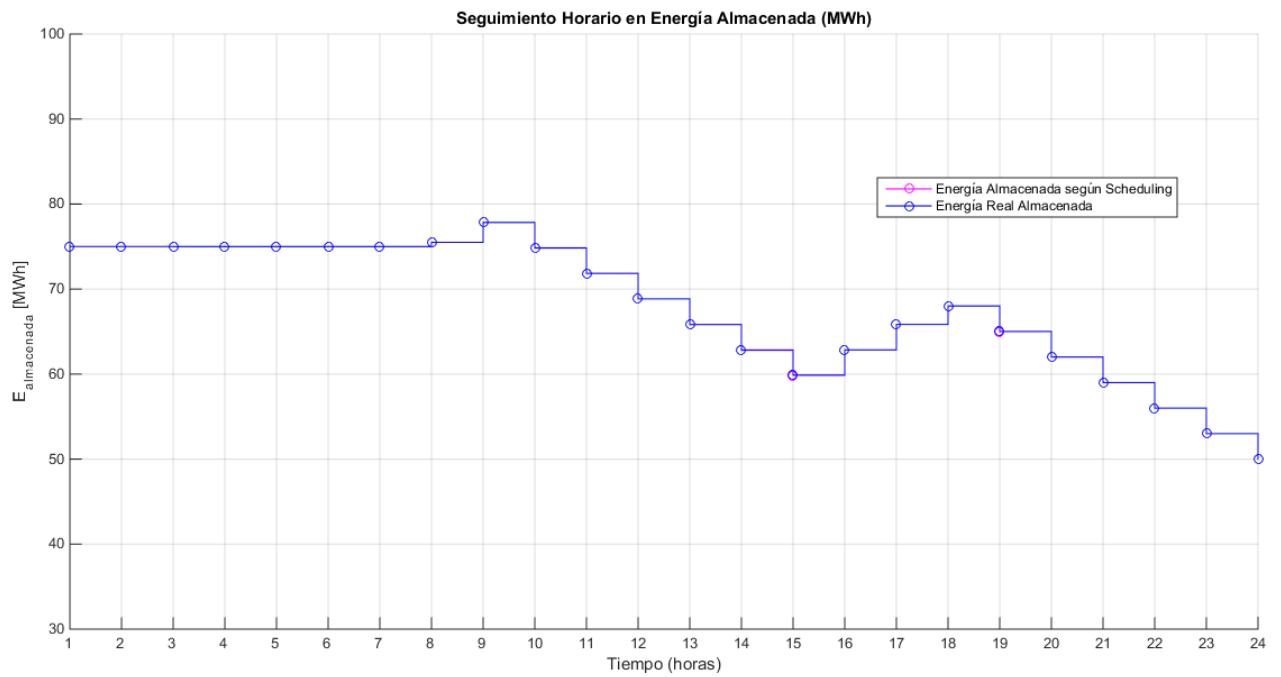


Figura 6.26. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 2)



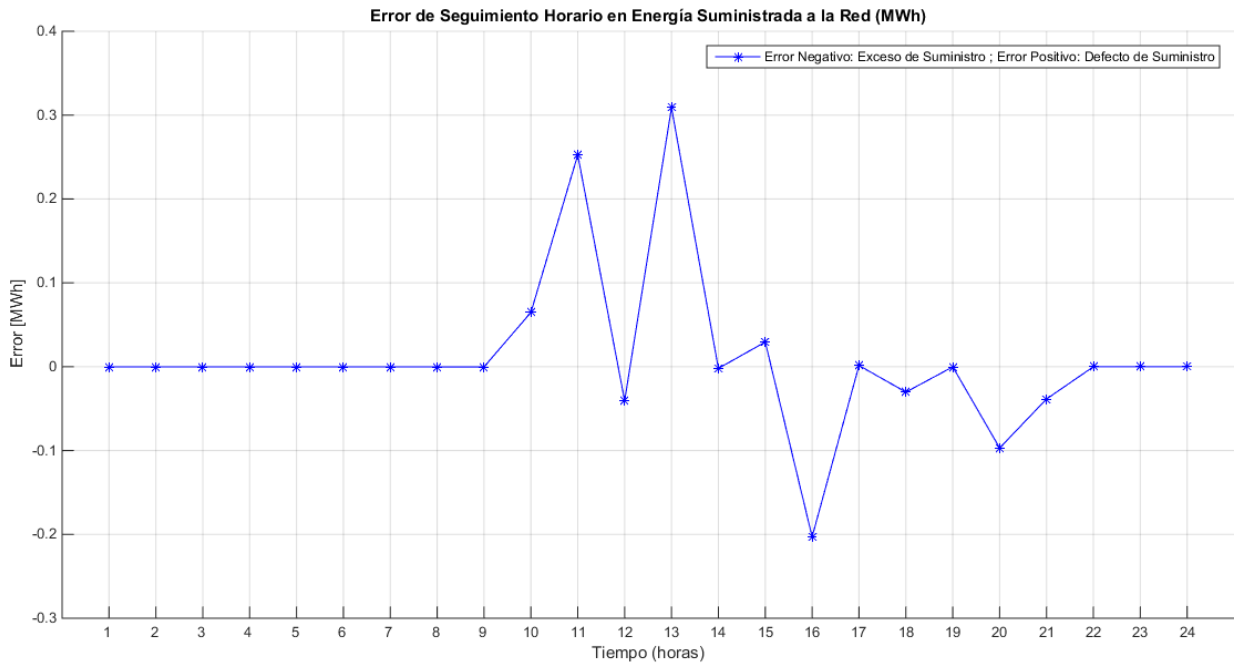


Figura 6.27. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 2, sin seguimiento en Energía Suministrada)

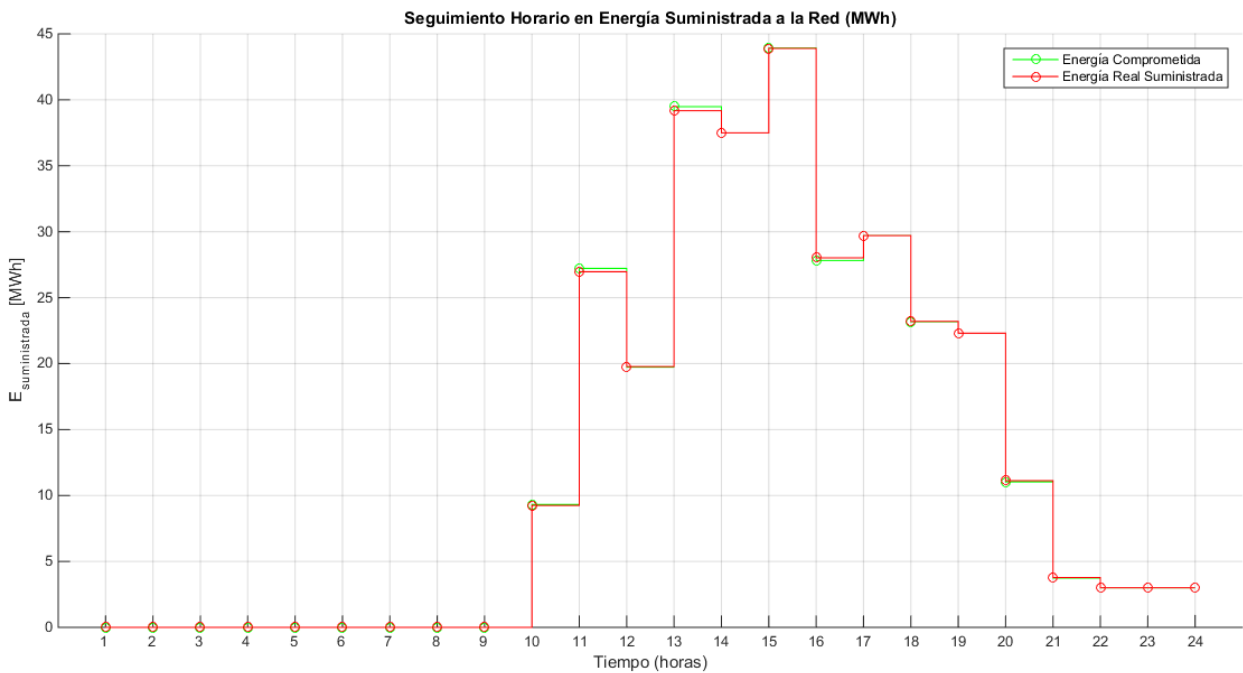


Figura 6.28. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 2, sin seguimiento en Energía Suministrada)

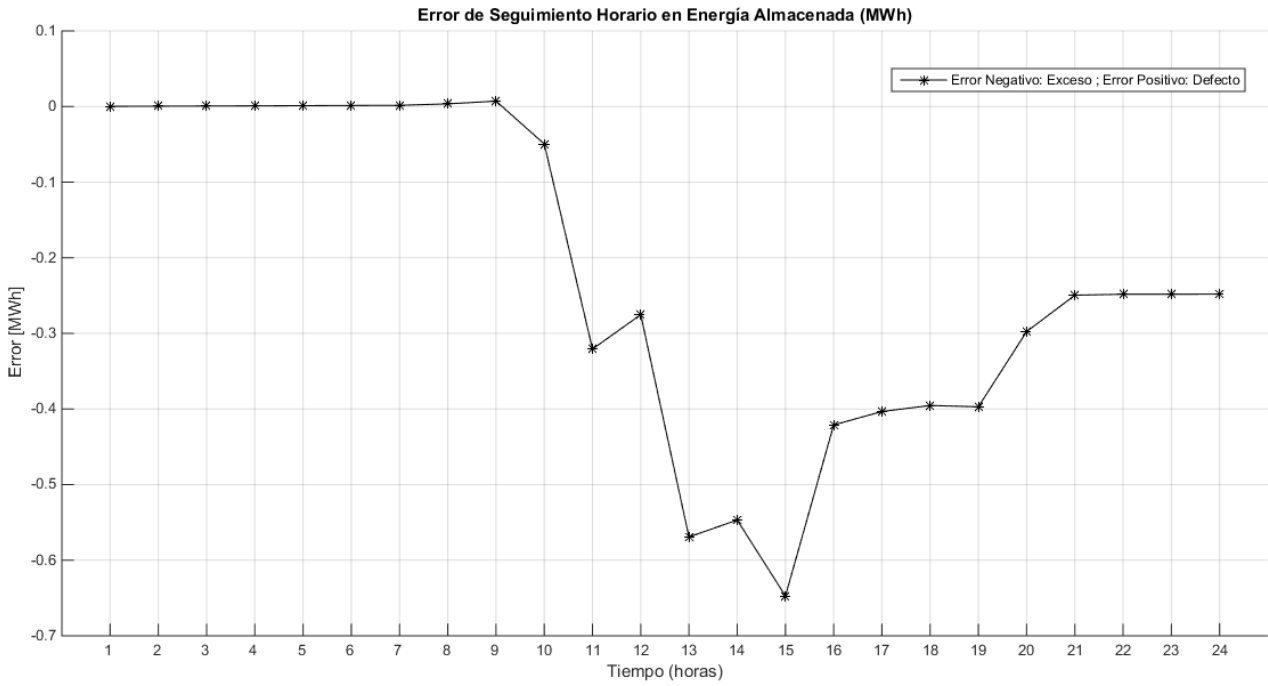


Figura 6.29. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 2, sin seguimiento en Energía Suministrada)

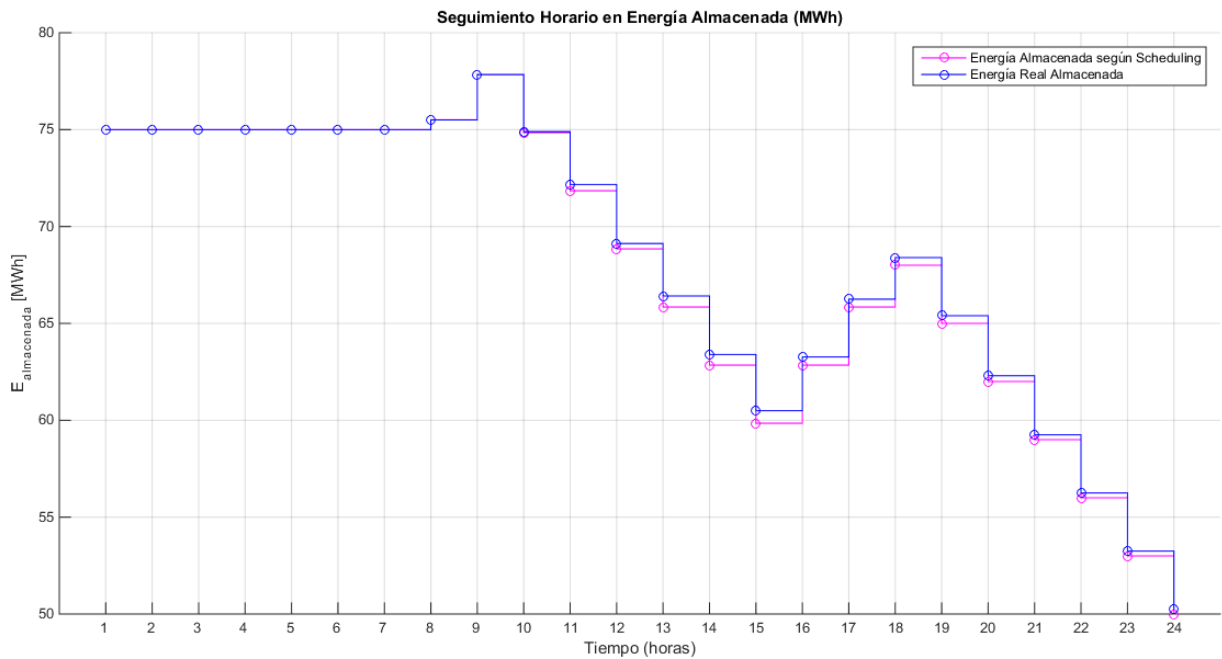


Figura 6.30. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 2, sin seguimiento en Energía Suministrada)

Queda demostrado que, aunque los errores cometidos con la opción de seguimiento desactivada no son, quizás, de gran magnitud en este caso concreto, la mejora conseguida es muy significativa. De hecho, la diferencia entre una respuesta y otra es abismal si pensamos que con el control afinado a través del seguimiento en energía, y aplicando las modificaciones de

referencia pertinentes, no incurrimos en ninguna penalización económica. Por el contrario, si desactivamos esta opción, aún asumiendo predicciones exactas no logramos cumplir con los niveles energéticos comprometidos con el Mercado. Por último, se muestra a continuación una comparativa de errores máximos.

Teniendo en cuenta las condiciones ideales de la Simulación, son inaceptables errores del orden de centenares de *kWh* en defecto y en exceso (más de 300 *kWh* en defecto y más de 200 *kWh* en exceso). Se incurre en estas desviaciones, principalmente, por la limitación de gradiente de subida.

Como puede observarse en la comparativa entre errores que sigue, los errores cometidos con el control MPC realizando además el seguimiento de Energía Suministrada son del orden de las centenas de *Wh*, al igual que ocurría con el perfil soleado de la Simulación 1.

CON	SIN
<p>El máximo defecto producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <p>max_error_defecto1 = 2.8869e-04</p> </div>	<p>El máximo defecto producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:</p> <div style="border: 2px solid red; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <p><b>max_error_defecto1 = 0.3089</b></p> </div>
<p>El máximo exceso producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <p>max_error_exceso1 = 4.3044e-04</p> </div>	<p>El máximo exceso producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:</p> <div style="border: 2px solid red; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <p><b>max_error_exceso1 = 0.2029</b></p> </div>
<p>El máximo defecto producido en Energía Almacenada [MWh] es:</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <p>max_error_defecto2 = 0.0371</p> </div>	<p>El máximo defecto producido en Energía Almacenada [MWh] es:</p> <div style="border: 2px solid red; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <p>max_error_defecto2 = 0.0071</p> </div>
<p>El máximo exceso producido en Energía Almacenada [MWh] es:</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <p>max_error_exceso2 = 0.0341</p> </div>	<p>El máximo exceso producido en Energía Almacenada [MWh] es:</p> <div style="border: 2px solid red; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <p>max_error_exceso2 = 0.6474</p> </div>

### 6.2.3 Situación No Ideal: aparición repentina de un intervalo nuboso no predicho

#### 1. Introducción a la Situación Concreta

En esta ocasión, existe un considerable error de predicción en la Fase 1, de la cual se obtiene la programación del día de operación. Es precisamente en situaciones como estas en las que el control MPC desarrollado debe intentar no incurrir en penalizaciones ni por exceso de Energía Suministrada a la Red ni, sobretodo, por defecto.

Como se muestra en la Figura 6.31, la curva de producción estimada para el día de operación que es empleada en la Fase 1 (la típica de un día soleado), difiere en su tramo central de la que realmente se da.

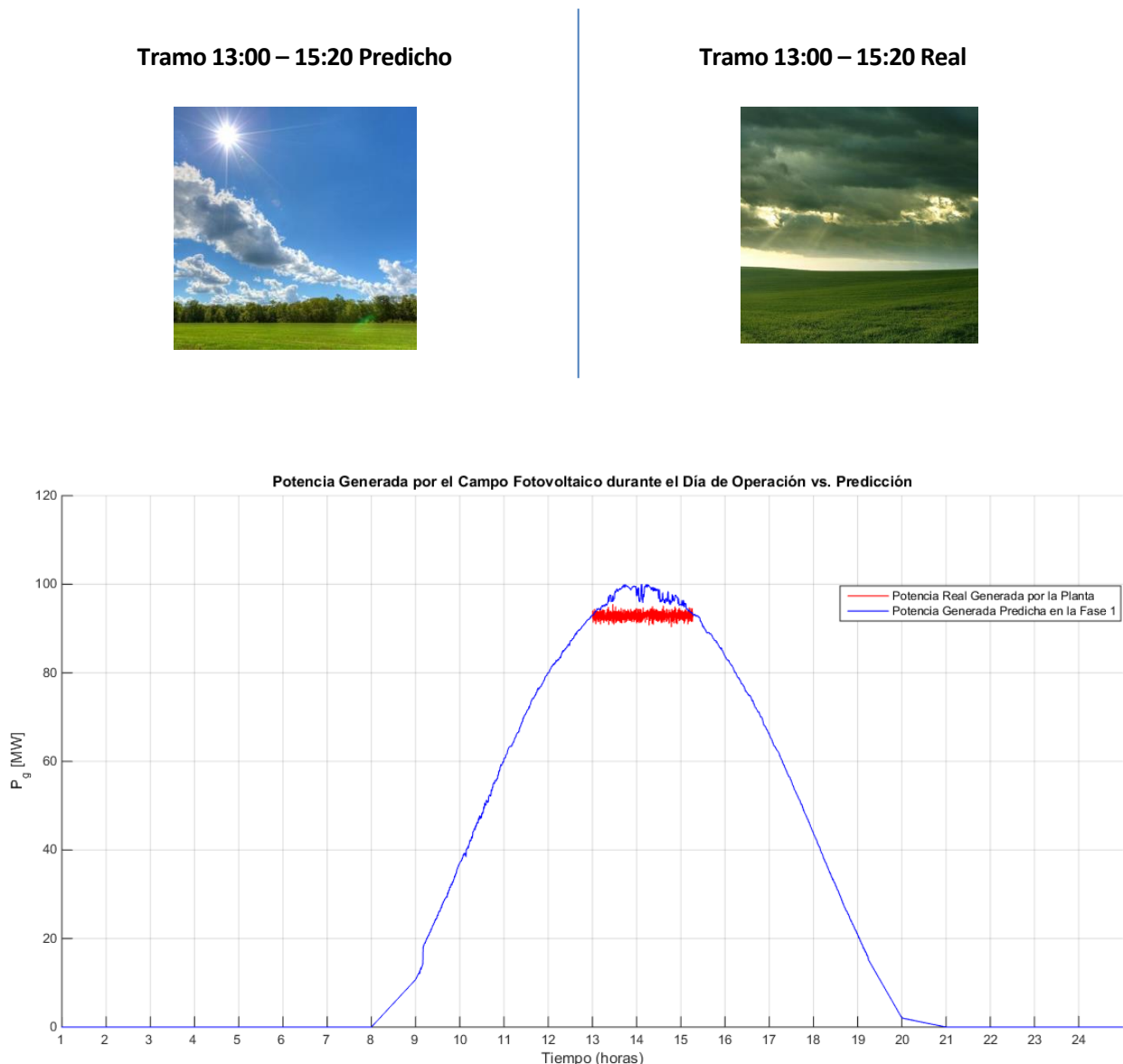


Figura 6.31. Curva de Producción Predicha vs. Curva de Producción Real (Situación 3)

## 2. Scheduling propuesto por la Fase 1 para el Día de Operación

Con las expectativas de radiación que se tenían en la Fase 1, la programación resultante es la que se muestra en la Figura 6.32.

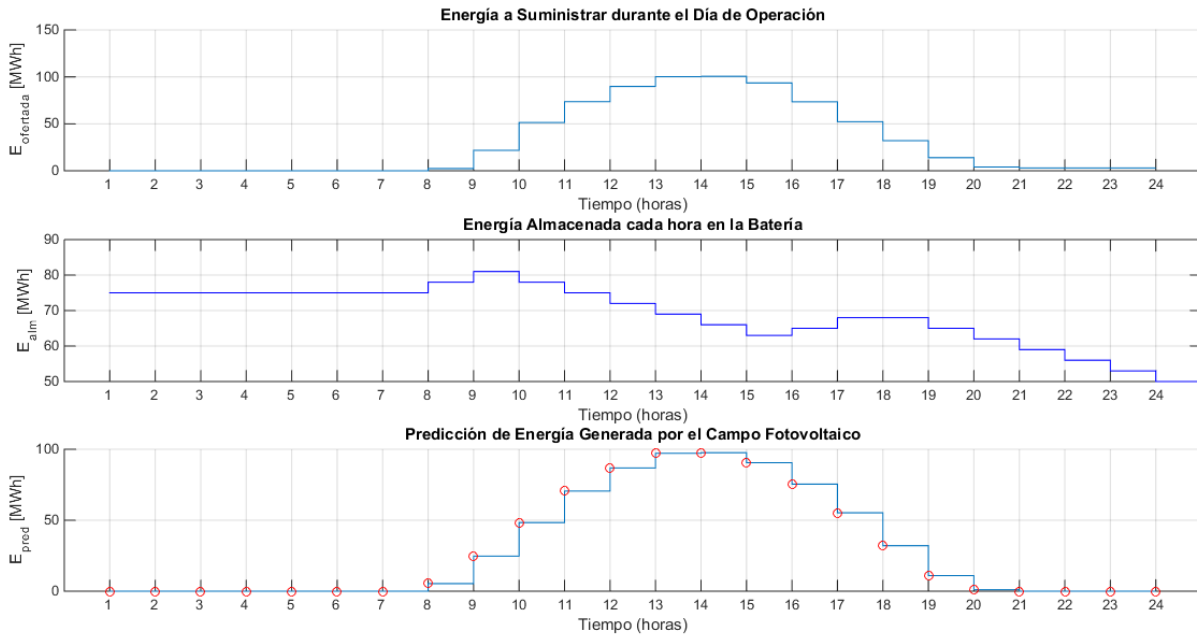


Figura 6.32. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 3)

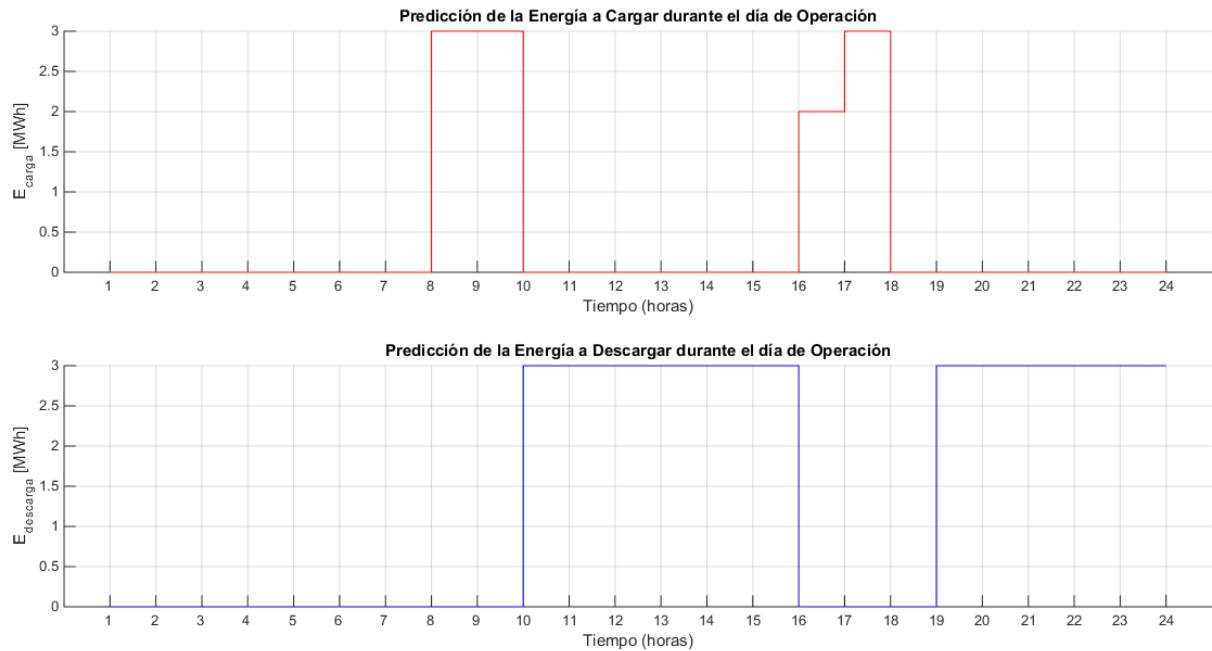


Figura 6.33. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 3)

### 3. Simulación del día de operación.

La respuesta que se obtiene de la Simulación 3 es la siguiente.

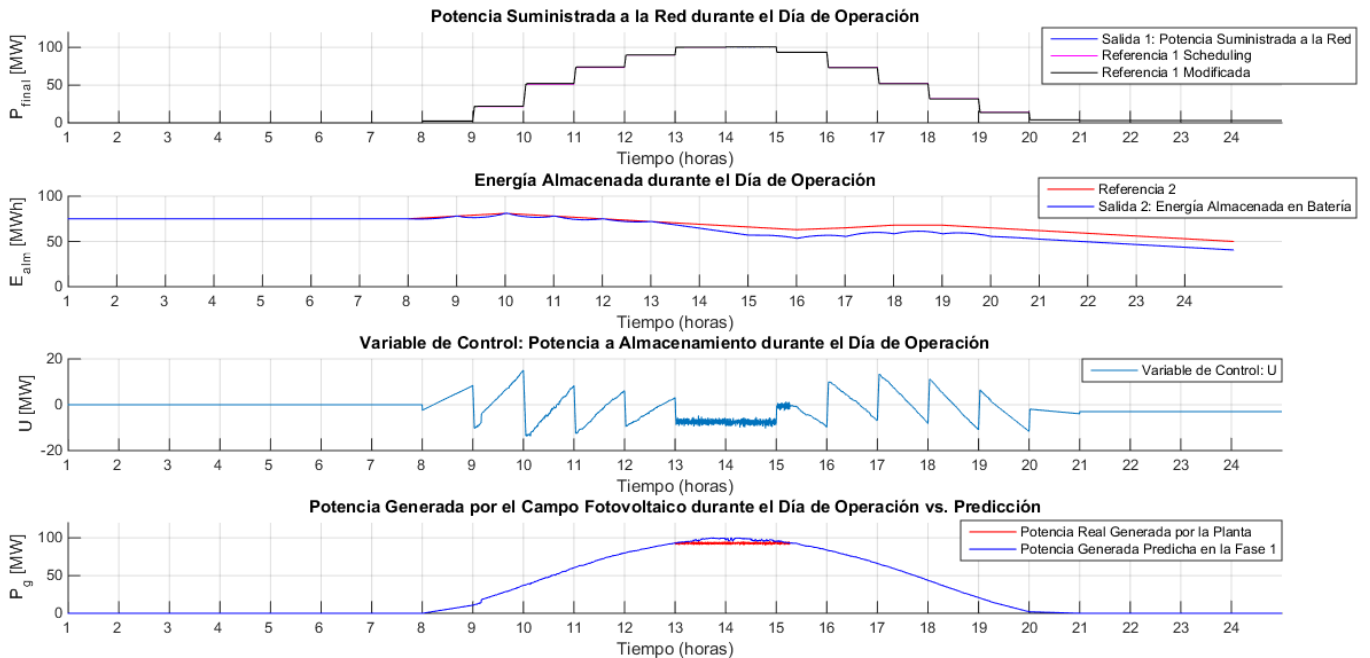


Figura 6.34. Resultados Obtenidos en la Simulación 3

### 4. Análisis de los Resultados

En primer lugar, es preciso recalcar que este tipo de situaciones (o peores) serán las más habituales en el día a día de la operación de la Planta. Como se ha comentado, obtener predicciones meteorológicas, a relativo largo plazo, de excelente precisión es altamente complejo. Por esta razón, se desarrollan controladores como el que en este TFM se presenta, cuya finalidad es lidiar, en la medida de las posibilidades técnicas existentes, con situaciones en que las estimaciones fallen de sobremanera.

Las pérdidas horarias en términos energéticos son las que se detallan a continuación:

- Tramo 13:00 – 14:00 → 4.65 MWh
- Tramo 14:00 – 15:00 → 5.10 MWh
- Tramo 15:00 – 16:00 → 0.60 MWh

TOTAL: 10.35 MWh en pérdidas.

Se puede apreciar en la Figura 6.34 cómo el controlador comienza a descargar energía del Sistema de Almacenamiento en los tramos enumerados, con el objetivo de alcanzar la referencia en Potencia Suministrada a la Red. En la mencionada Figura pueden observarse de igual modo las pequeñas diferencias entre las referencias original y modificada, de forma que se compensan pérdidas/ excesos de energía.

A continuación, se presenta el detalle de la acción de control en los tramos en los que compensa con energía almacenada la falta de producción por parte del Campo Fotovoltaico.

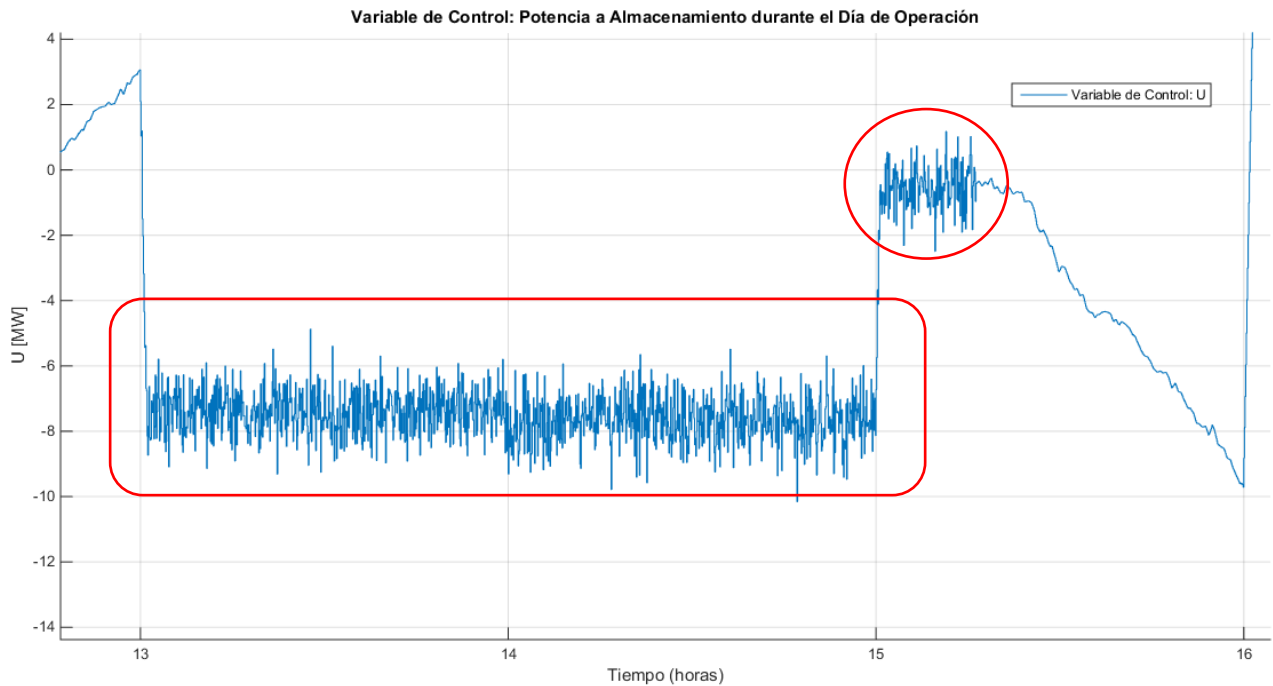


Figura 6.35. Compensación de Energía Suministrada a la Red por parte del Controlador MPC

La evaluación de la bondad en la actuación del control queda reflejada en las siguientes Figuras:

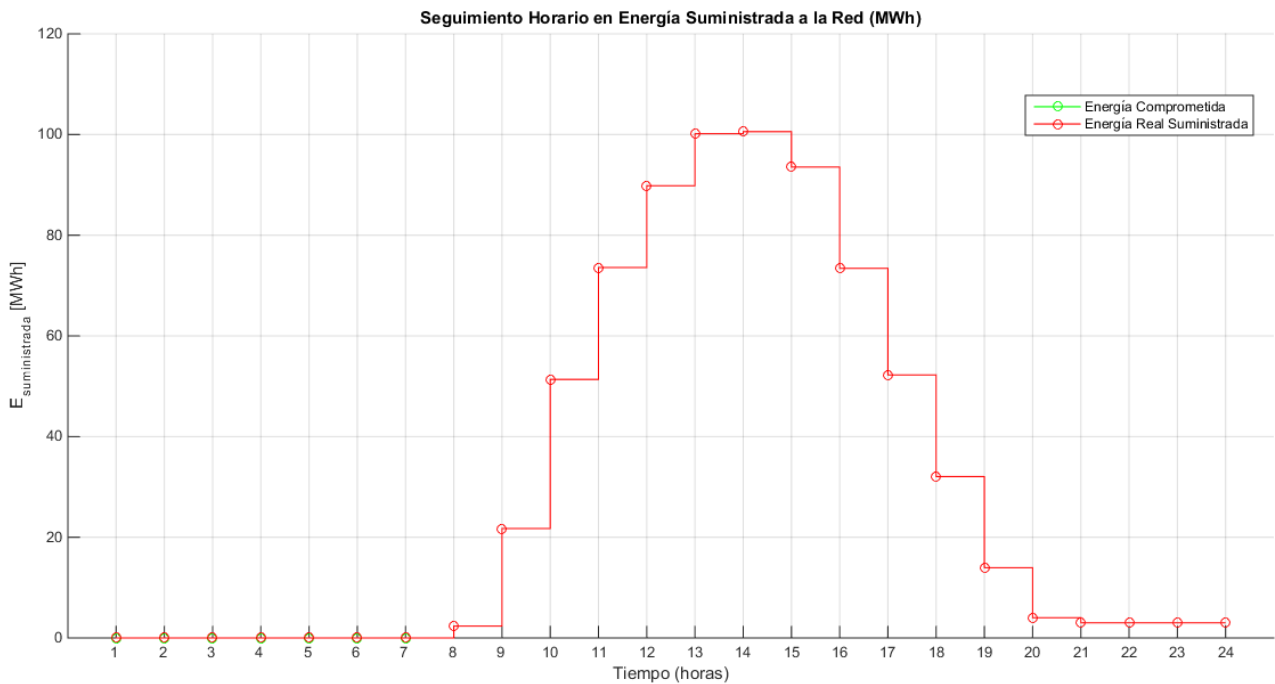


Figura 6.36. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 3)

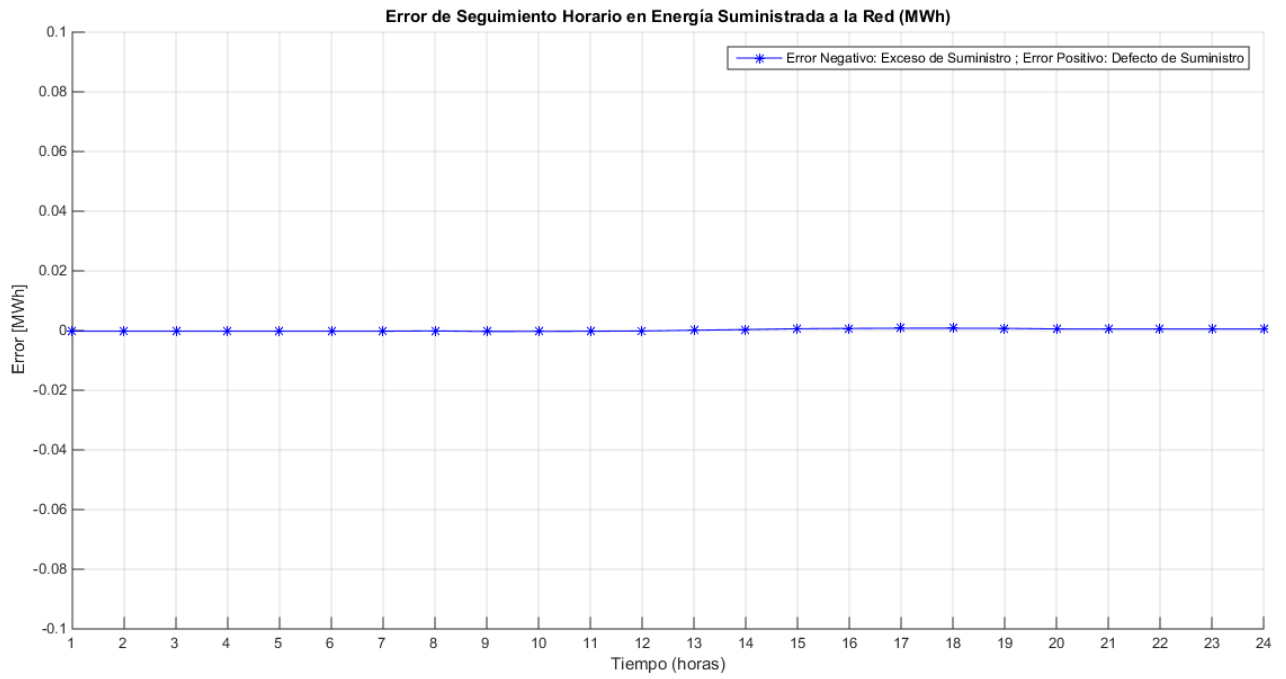


Figura 6.37. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 3)

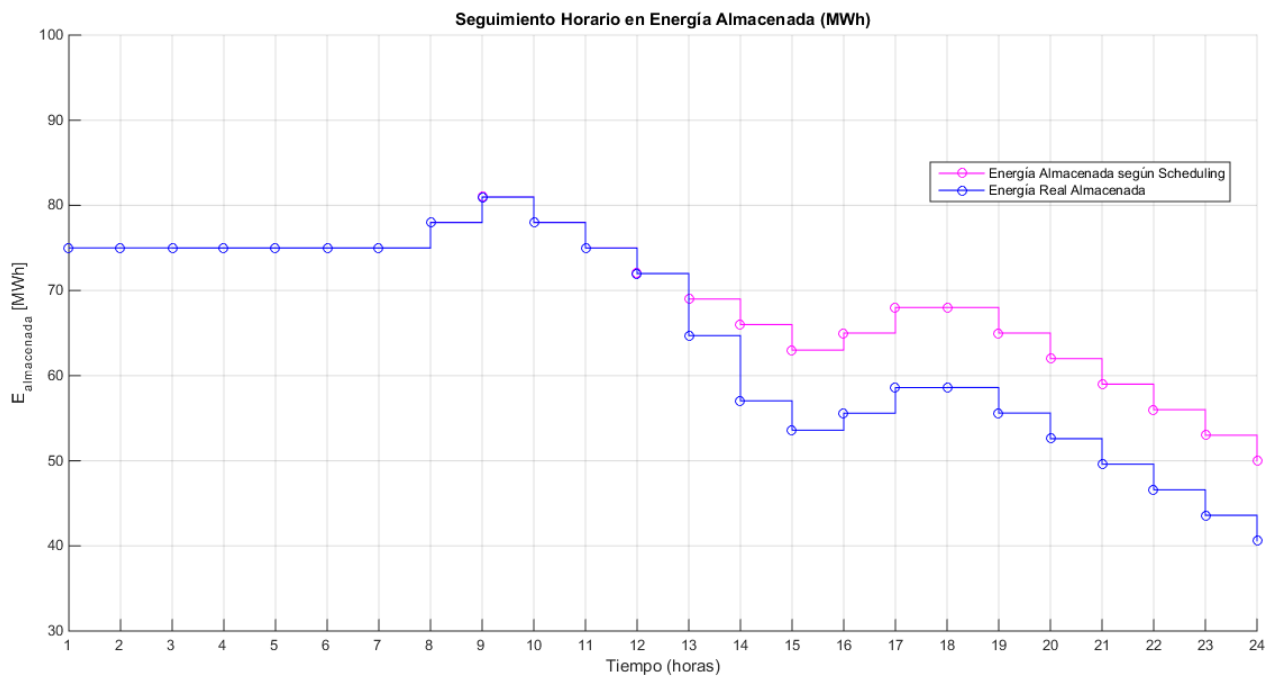


Figura 6.38. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 3)



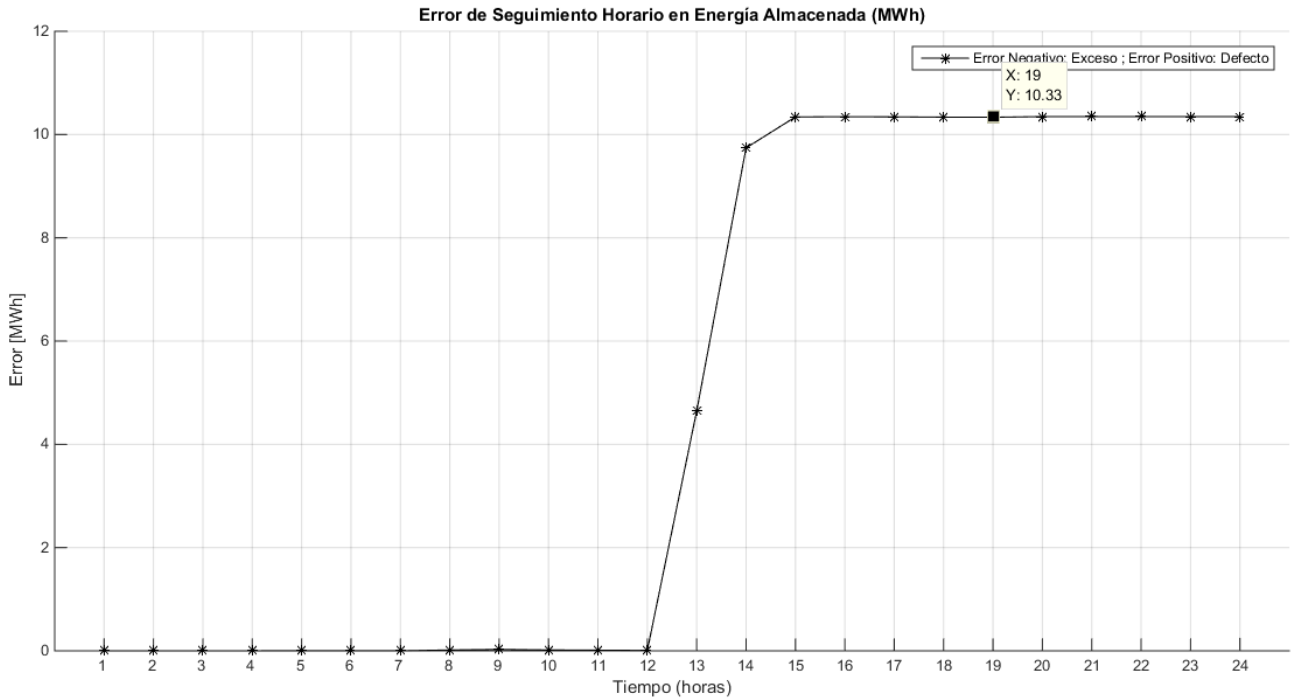


Figura 6.39. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 3)

Los máximos errores presentes en la simulación son los siguientes:

El máximo defecto producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:

max\_error\_defecto1 =  
7.7546e-04

El máximo defecto producido en Energía Almacenada [MWh] es:

max\_error\_defecto2 =  
**10.3482**

El máximo exceso producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:

max\_error\_exceso1 =  
3.1816e-04

El máximo exceso producido en Energía Almacenada [MWh] es:

max\_error\_exceso2 =  
0

Puede apreciarse en los datos presentados cómo, en términos de Energía Suministrada a la Red, seguimos obteniendo muy buenos resultados. Los errores pueden ser considerados despreciables, dado que siguen manteniéndose en el orden de las centenas de Wh. Hay que tener en cuenta que nuestra Planta opera en órdenes de magnitud de decenas/ centenas de MWh.

Por otro lado, se comprueba que en ningún tramo horario tenemos exceso de energía almacenada, situación completamente esperada al tratarse de un caso en que existe un déficit de producción importante. Por último, observamos que existe en uno de los tramos horarios un defecto máximo de más de una decena de *MWh*, valor que concuerda con el defecto energético sufrido a causa de la estimación incorrecta.

A modo de conclusión, podría decirse que el Control MPC ha solventado de forma notable la situación en aquellos tramos horarios en los que ha existido un déficit de producción eléctrica debido a una situación meteorológica inesperada. Es importante resaltar que, el paliar el defecto de producción ha sido posible debido a que se disponía de suficiente energía almacenada en las Baterías. Podrán darse casos en los que físicamente no sea posible suministrar la Energía comprometida a la Red, como veremos en próximas Simulaciones.

## 6.2.4 Situación No Ideal: niveles superiores de radiación no predichos

### 1. Introducción a la Situación Concreta

En este caso la curva de predicción con la que se trabaja en la Fase 1 tampoco es precisa. Sin embargo, existe una notable diferencia: el día de operación presenta mayores niveles de radiación que los que se esperaban.

A continuación, se muestra la diferencia entre ambas curvas de Potencia Generada.

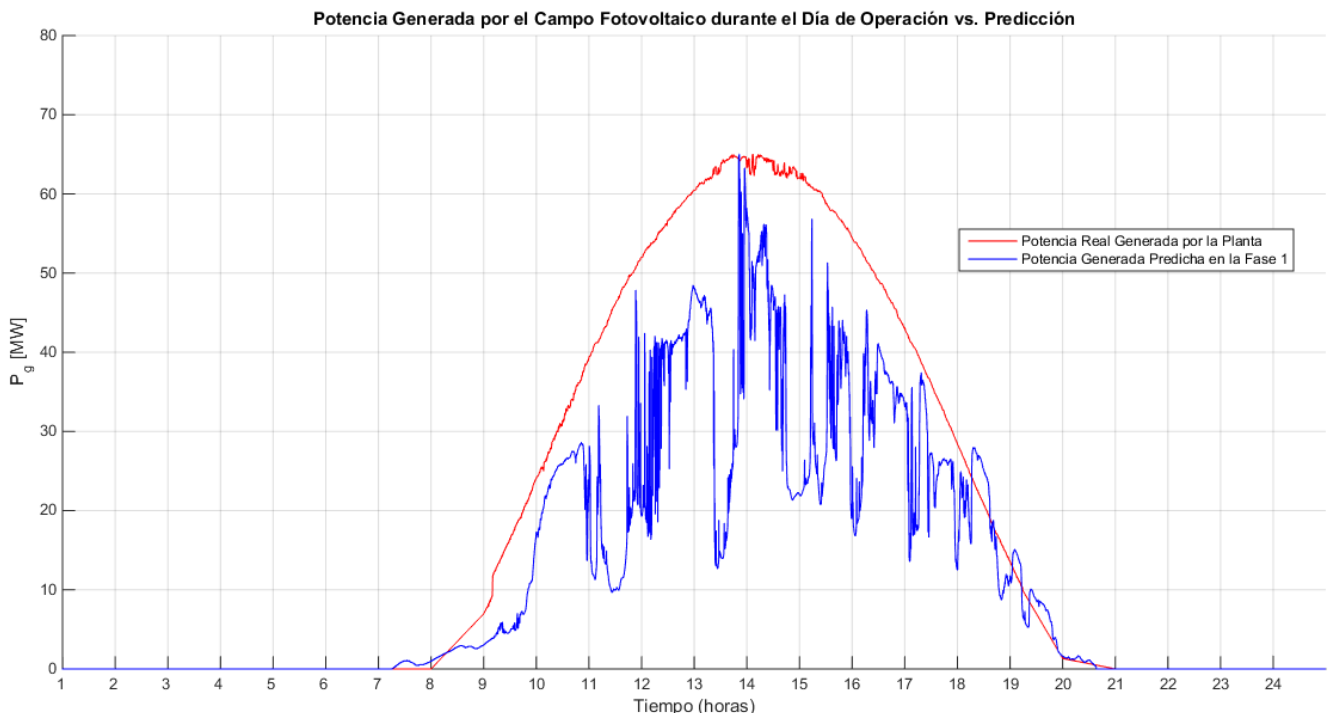


Figura 6.40. Curva de Producción Predicha vs. Curva de Producción Real en la Situación 4

Como se puede apreciar, la producción que se tiene en esta simulación (curva en rojo) es muy superior a la que se había estimado en la Fase 1. Es posible, al igual que se hizo en el apartado anterior, calcular el excedente, en este caso, en términos energéticos a lo largo de todo el día.

En la Tabla que sigue se presentan las diferencias existentes por tramos horarios.

Tramo Horario	Producción Energética Estimada	Producción Energética Real	Diferencia
8 – 9 am	0.50 MWh	0 MWh	-0.5 MWh
9 – 10 am	2.34 MWh	3.48 MWh	+1.14 MWh
10 – 11 am	6.31 MWh	16.07 MWh	+9.76 MWh
11 – 12 am	24.22 MWh	31.43 MWh	+7.21 MWh
12 – 13 pm	16.73 MWh	45.87 MWh	+29.14 MWh
13 – 14 pm	36.48 MWh	56.44 MWh	+19.96 MWh
14 – 15 pm	34.50 MWh	63.15 MWh	+28.65 MWh
15 – 16 pm	40.92 MWh	63.42 MWh	+32.60 MWh
16 – 17 pm	30.82 MWh	58.85 MWh	+28.03 MWh
17 – 18 pm	37.71 MWh	49.02 MWh	+11.31 MWh
18 – 19 pm	25.32 MWh	35.91 MWh	+10.59 MWh
19 - 20 pm	19.30 MWh	20.84 MWh	+1.54 MWh
20 – 21 pm	8.03 MWh	7.12 MWh	-0.91 MWh

Tabla 5. Comparación entre la Producción Energética estimada y la real (Situación 4)

Rellenados en naranja se encuentran los tramos con defecto y en verde aquellos en los que se produce un exceso, que son mayoría. Los datos presentados son aproximados, ya que han sido redondeados. A continuación, se presenta la producción total en cada supuesto.

- Producción Energética Estimada: 278.93 MWh
- Producción Energética Real: 452.29 MWh
- **EXCEDENTE: 173.36 MWh**

Se comprueba que el caso que se propone es un tanto extremo, pues, si bien es habitual tener pequeñas desviaciones en la predicción de la producción, no lo será tanto como para que el error sea de tal alta magnitud.

Por último, se añade un error más a esta simulación que, curiosamente, hará que el resultado no sea tan malo como se espera. Al ejecutar la Fase 1, se tuvo en cuenta que la Batería se encontraba con un estado de carga inicial de 75 MWh, como viene siendo habitual en nuestras simulaciones. La realidad es que, el día anterior al de Simulación, hubo que descargar el Sistema de Almacenamiento más de lo previsto, por circunstancias parecidas a las dadas en la Situación 3. Por tanto, el estado de carga de la Batería al iniciar el día es de solamente 10 MWh, como se comprobará en las gráficas que se muestran en los puntos que siguen.

## 2. Scheduling propuesto por la Fase 1 para el Día de Operación

Considerando la curva estimada de producción y un estado inicial de carga del Sistema de Almacenamiento de 75 MWh la Fase 1 genera la siguiente programación para el día de operación.

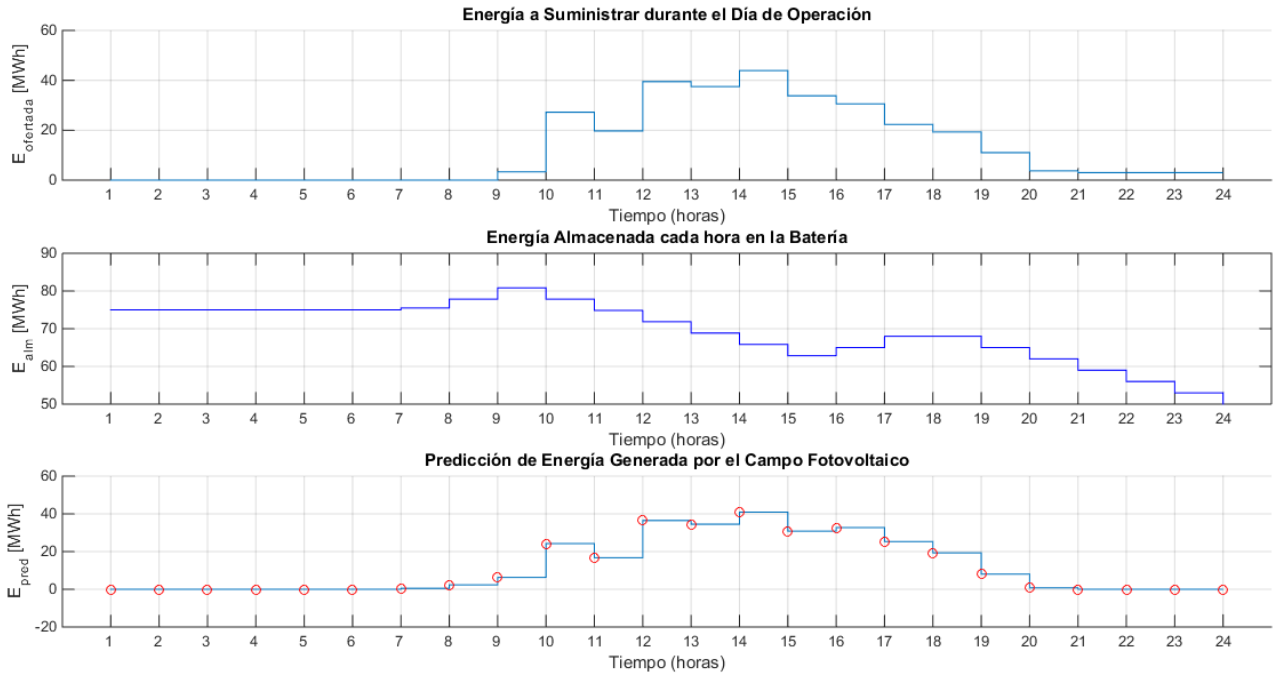


Figura 6.41. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 4)

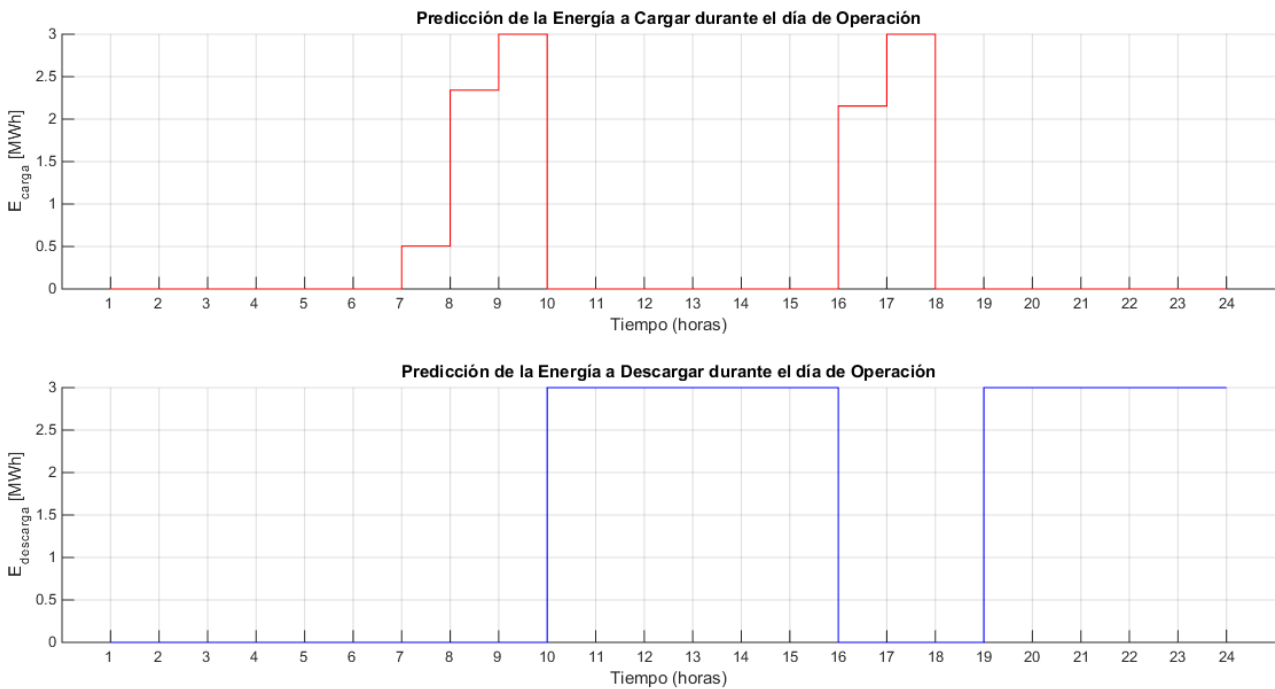


Figura 6.42. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 4)

### 3. Simulación del Día de Operación

La respuesta obtenida, considerando como estado inicial de carga del Sistema de Almacenamiento 10 MWh y la curva real de producción eléctrica, es la siguiente:

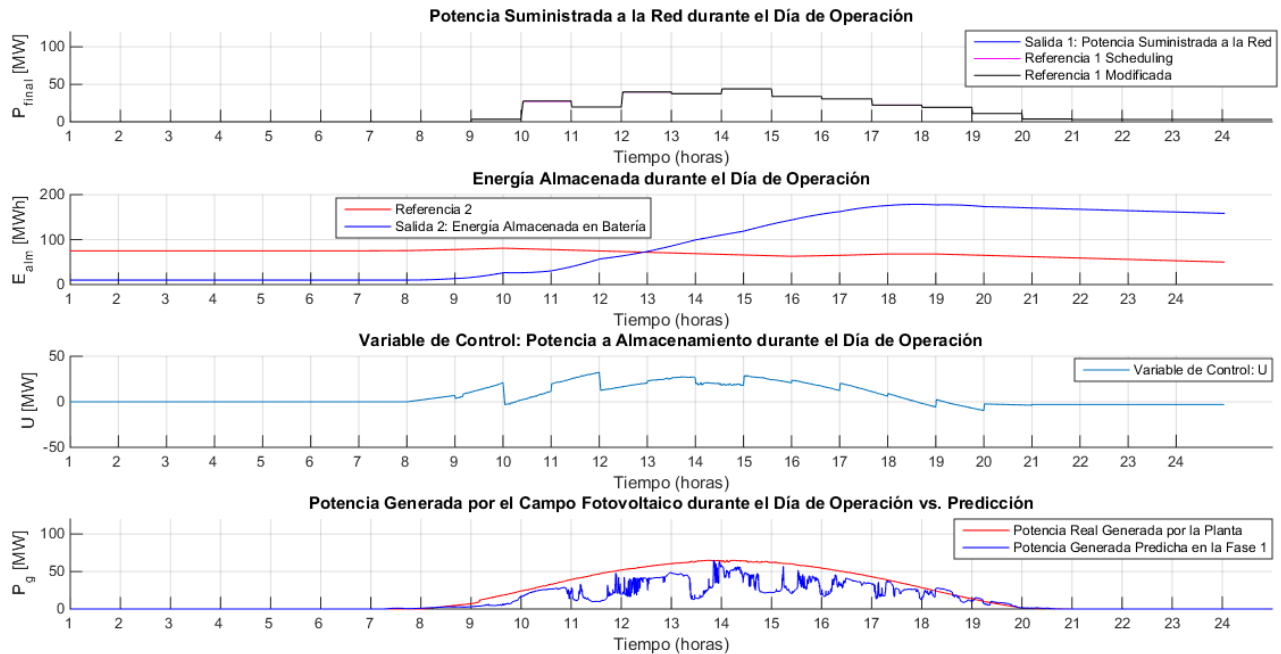


Figura 6.43. Resultados Obtenidos en la Simulación 4

Aparentemente, la referencia modificada (curva negra, gráfica 1 de la Figura 6.43), es seguida con bastante precisión, por lo que pueden esperarse buenos resultados finales. En el siguiente punto se analiza en detalle la respuesta obtenida.

### 4. Análisis de los Resultados

Antes de presentar el análisis de errores, es preciso resaltar la gran carga que sufre, a lo largo del día de operación, el Sistema de Almacenamiento. Este hecho no debe sorprendernos a la luz del enorme excedente energético que se contempla en esta situación. Nótese que la Salida 2 tiene su inicio en 10 MWh tal y como se ha comentado.

En el tramo horario 18 – 19 pm el Sistema de Almacenamiento se encuentra lleno casi en su totalidad, pero no alcanza su límite superior que hemos establecido en 200 MWh. En puntos posteriores, se simularán casos en que se lleva el Sistema al límite, situaciones en las cuales el control MPC con restricciones que se ha programado debe intentar seguir las referencias sin violar ninguna de las fronteras que han sido fijadas para las variables principales.

Por último, haremos notar que la acción de control toma valores positivos de cierta magnitud, lo que denota que está ordenando que gran parte de la energía que se produce se almacene en las Baterías de la Planta, ya que ninguna restricción se lo impide.

La bondad de nuestro controlador en este caso puede ser evaluada en base a las siguientes Figuras.

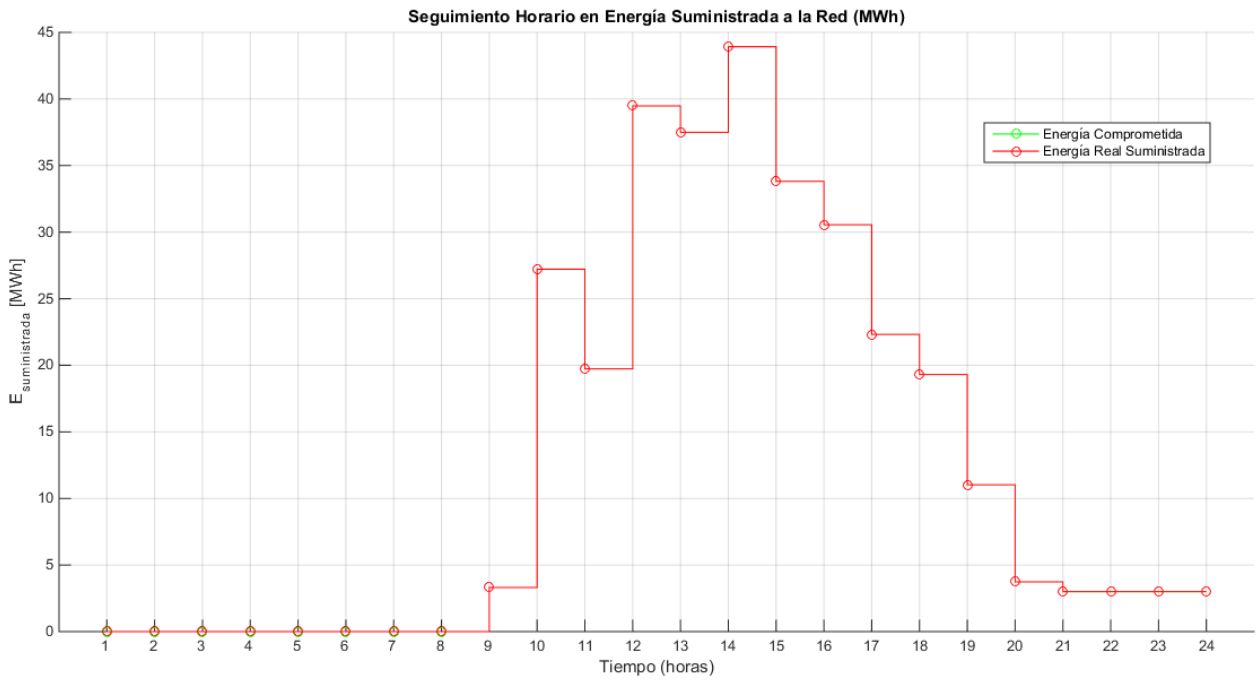


Figura 6.44. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 4)

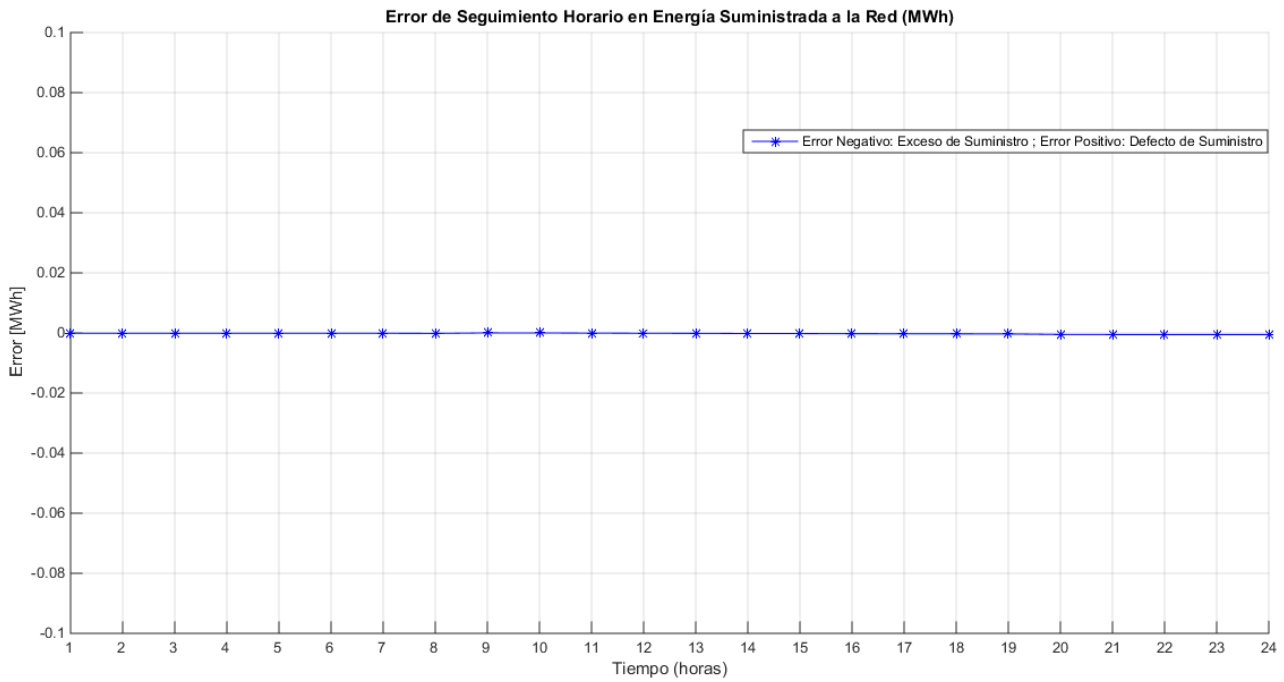


Figura 6.45. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 4)

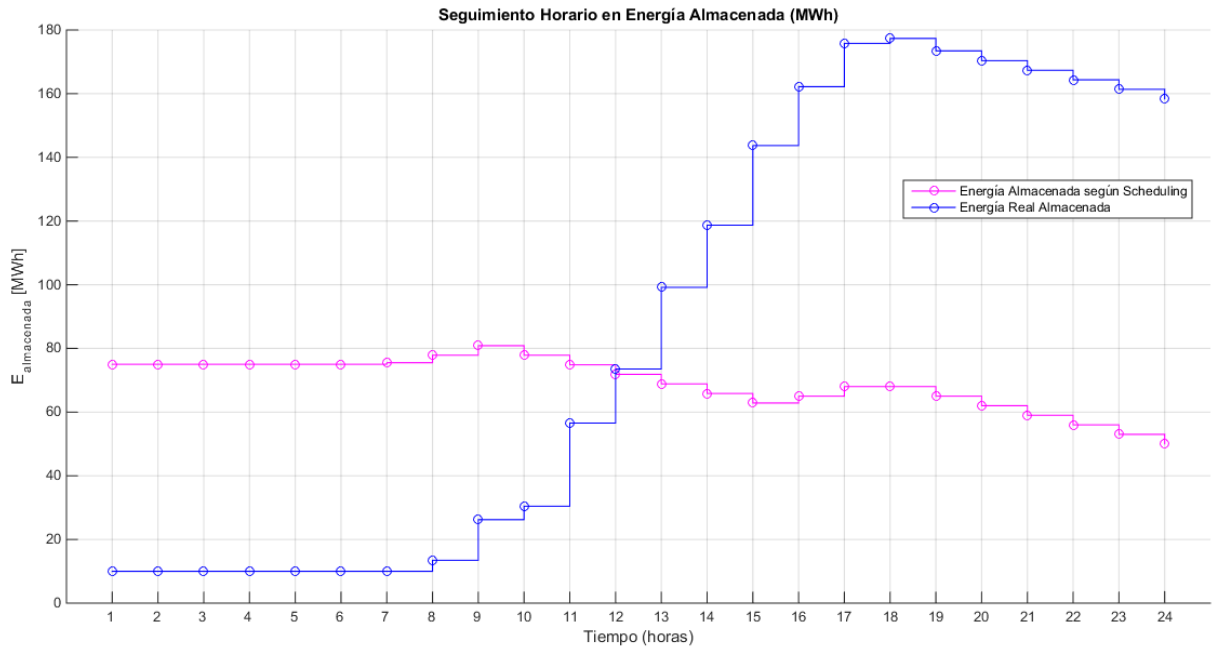


Figura 6.46. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 4)

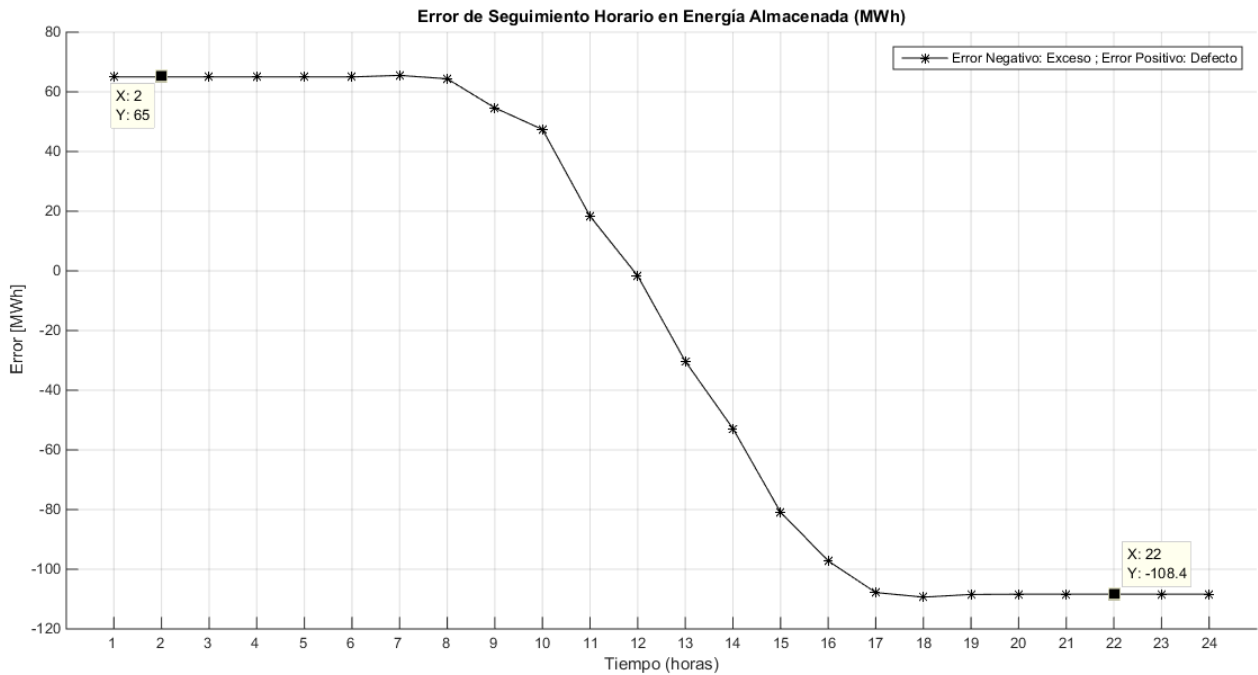


Figura 6.47. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 4)

Véase en las Figuras 6.46 y 6.47 que el seguimiento de la Referencia 2 ha sido obviado por completo por el control MPC, a fin de ajustarse a la programación comprometida con el Mercado, en términos de Energía Suministrada a la Red.

Los enormes errores en la Salida 2 contrastan con los errores de magnitud despreciable en el seguimiento de la Referencia 1. A continuación se muestran los errores máximos en exceso y defecto cometidos en todo el día:

El máximo defecto producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:

**max\_error\_defecto1 =**  
**1.8736e-05**

El máximo defecto producido en Energía Almacenada [MWh] es:

**max\_error\_defecto2 =**  
**65.5053**

El máximo exceso producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:

**max\_error\_exceso1 =**  
**5.4001e-04**

El máximo exceso producido en Energía Almacenada [MWh] es:

**max\_error\_exceso2 =**  
**109.3495**

Curiosamente, el controlador ofrece los menores errores de todas las simulaciones expuestas. Esto es debido a que, ciertamente, se dispone de mucha más energía de la precisa, por ello se dan exactamente los valores a los que nos hemos comprometido.

El máximo de energía no aportada a la Red es de 18.7 Wh, mientras que el máximo excedente se sitúa en 540 Wh. Ambos errores son, lógicamente, asumidos como nulos, lo que hace que, una vez más, gracias a la correcta gestión de la Planta, se hayan evitado las penalizaciones que vendrían impuestas por el Operador del Sistema.

Sin embargo, el error en la batería es considerable. Nótese que el error en defecto máximo se debe a la situación inicial de carga de la batería, que se encuentra 65 MWh por debajo de lo estimado por la Fase 1. Por otro lado, el máximo error en exceso es de 109.35 MWh, lo que sitúa a la batería prácticamente llena al final del día de operación. Además, la diferencia entre el punto máximo de carga y el mínimo es de aproximadamente 170 MWh, valor coincidente con el excedente de energía generada por el campo fotovoltaico.

## 6.2.5 Situación No Ideal: saturación del Sistema de Almacenamiento

### 1. Introducción a la Situación Concreta

Este caso está basado en la situación anterior. Para la elaboración del *Scheduling* del día de operación se ha tomado en cuenta una predicción demasiado pesimista en términos de radiación. Asimismo, se ha supuesto un estado inicial de carga del Sistema de Almacenamiento de 75 MWh.

El día de operación, sin embargo, presenta unos niveles muy superiores de producción energética, por lo que se almacena constantemente excedentes en las baterías. Al contrario de lo ocurrido en la Situación descrita en 6.1.4, en esta ocasión el almacenamiento sí se encuentra en 75 MWh al inicio del día.



A continuación, se muestra la diferencia entre ambas curvas de Potencia Generada.

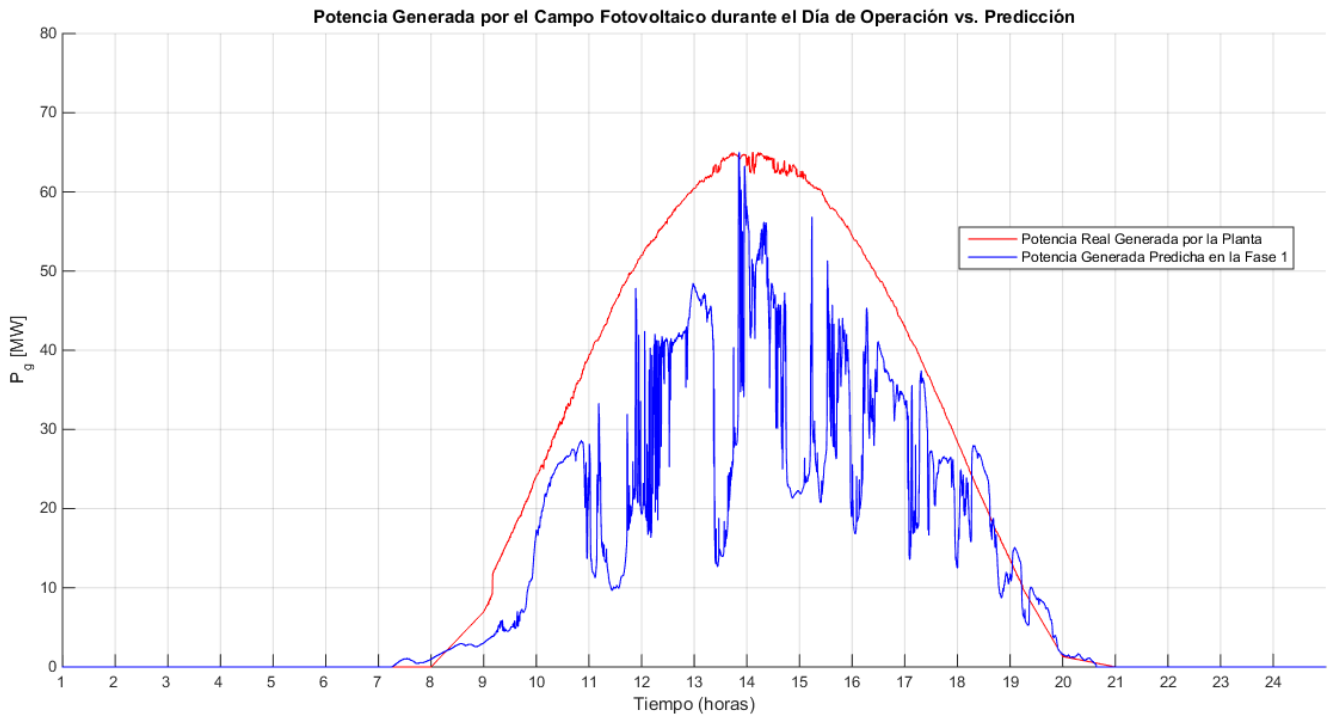


Figura 6.48. Curva de Producción Predicha vs. Curva de Producción Real en la Situación 5

## 2. Scheduling propuesto por la Fase 1 para el Día de Operación

Considerando la curva estimada de producción y un estado inicial de carga del Sistema de Almacenamiento de 75 MWh la Fase 1 genera la siguiente programación para el día de operación.

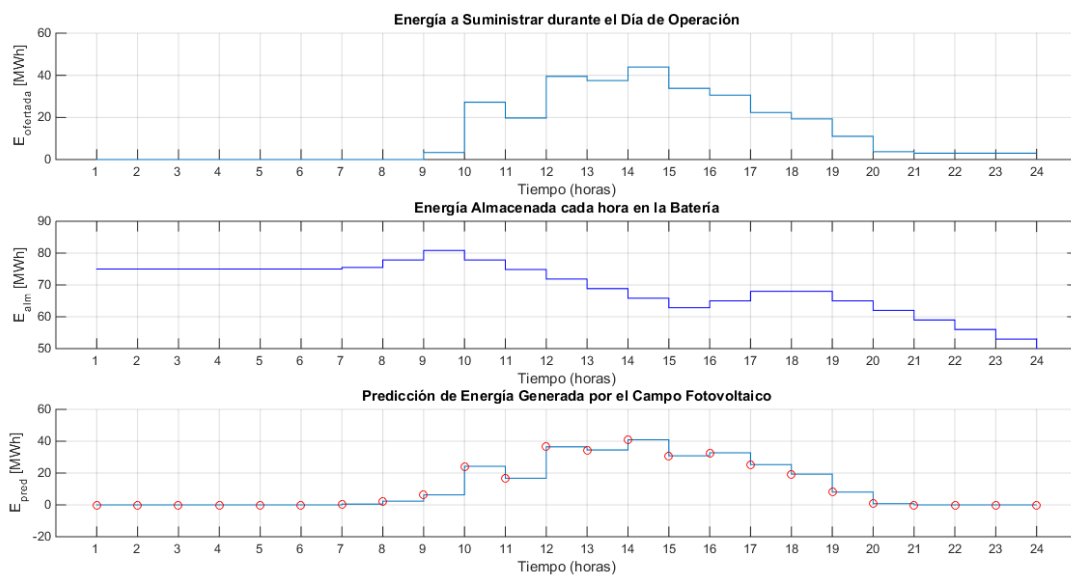


Figura 6.49. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 5)

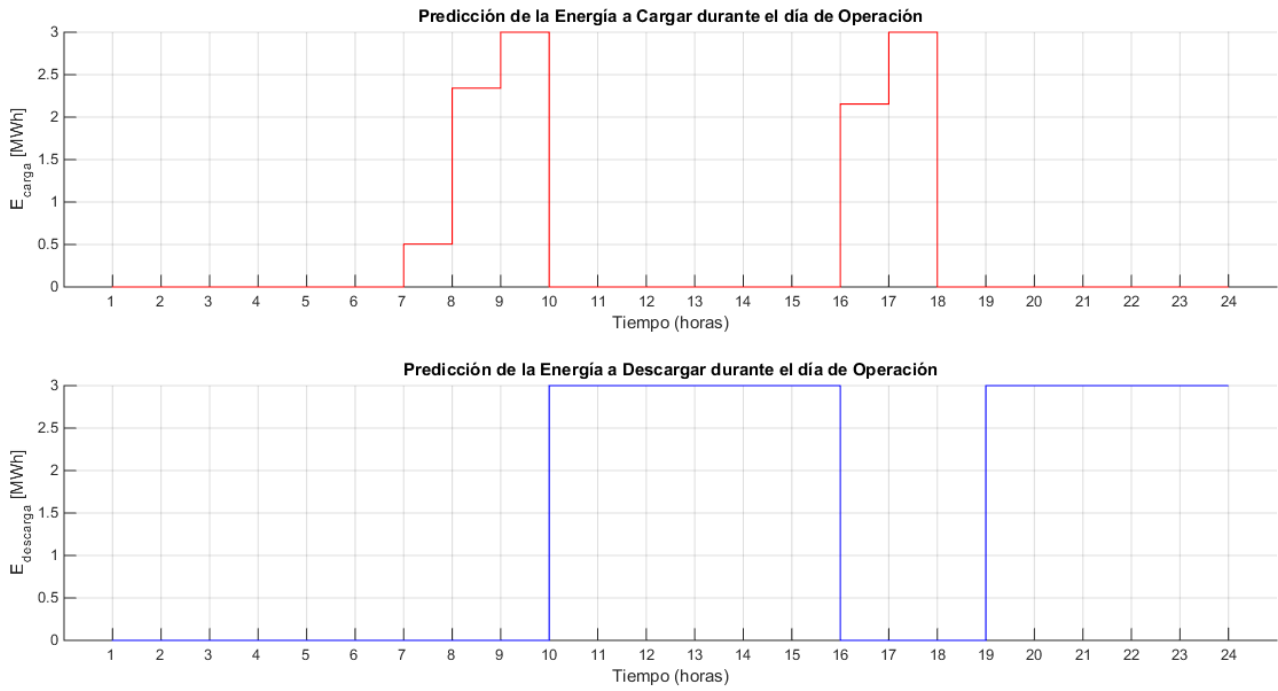


Figura 6.50. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 5)

Como puede comprobarse, es un *Scheduling* idéntico al presentado en la Situación 4, ya que se parte de la misma predicción.

### 3. Simulación del Día de Operación

La respuesta obtenida es la que se muestra a continuación.

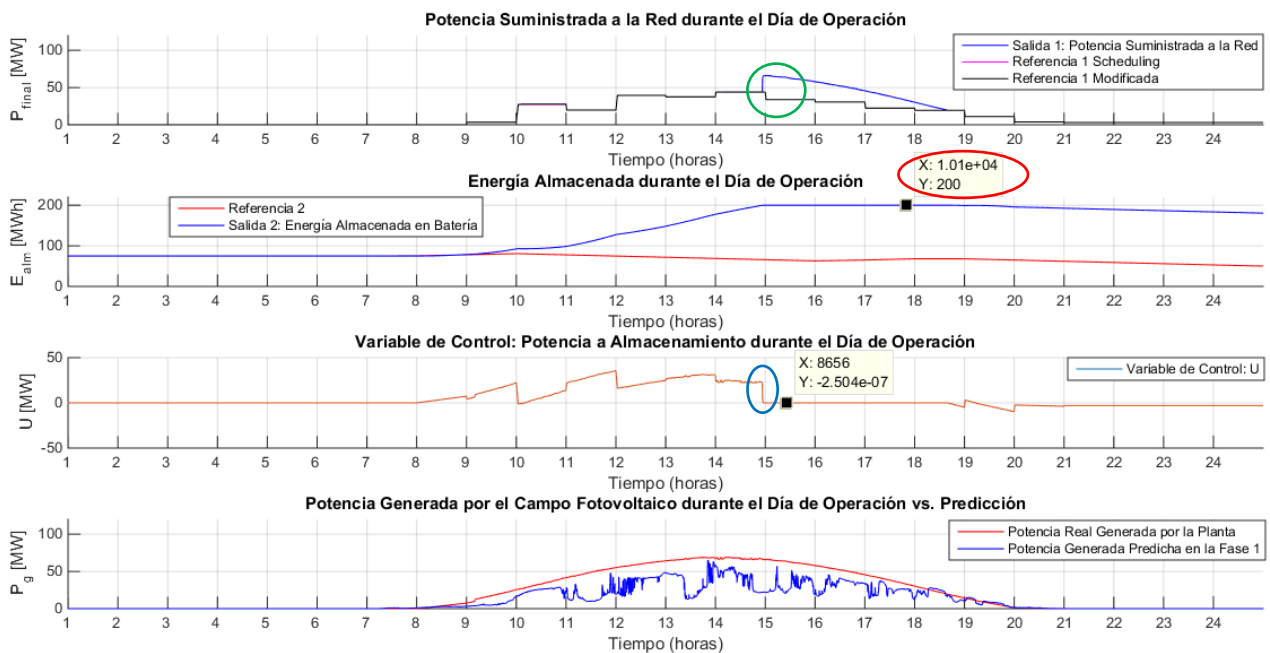


Figura 6.51. Resultados Obtenidos en la Simulación 5

En la Figura 6.51 aparecen resaltados los compartimientos que es necesario remarcar sobre esta Simulación. En rojo, se señala el cumplimiento estricto de la restricción impuesta sobre el Sistema de Almacenamiento, en lo referente a su capacidad máxima. En verde, hacemos notar el salto de potencia que es necesario inducir en la Potencia Final a fin de no violar los límites del almacenamiento, y en azul se ubica la acción de control que provoca la mencionada variación en Potencia Suministrada a la Red.

A continuación se muestra en detalle la gráfica correspondiente al suministro energético a la Red a lo largo del día de operación.

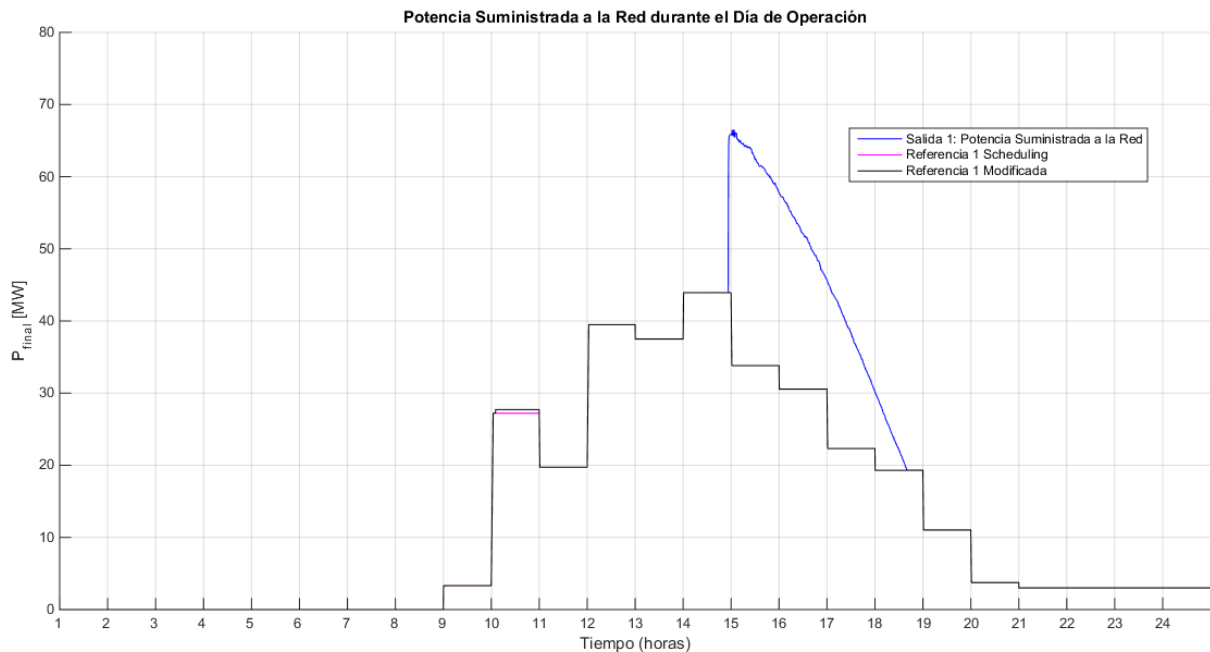


Figura 6.52. Detalle del Suministro Energético a la Red en la Simulación 5

Como se ha comentado con anterioridad, el Operador del Sistema no permitiría un escalón de potencia de casi 20 MW en un intervalo de tiempo tan pequeño. Esto quiere decir que, en estos casos límite será necesario desviar parte o total de esta potencia a algún otro Sistema, a fin de entregar al Mercado una potencia adecuada al compromiso horario. Este control se realizará a un nivel inferior al nivel en que se lleva a cabo este control MPC, y tiene por objetivo adicional el intentar no incurrir en una penalización por exceso a *coste de desvío por exceso*, que es inferior al *desvío por defecto*.

Otra opción que podría plantearse es la de desconectar, llegados a este punto, los paneles fotovoltaicos a fin de frenar en seco la producción eléctrica. En esta situación, el suministro se llevaría a cabo enteramente con energía almacenada. Por último, una salida más adecuada sería adecuar perfectamente la producción a la Referencia 1, aunque técnicamente esta operación puede resultar compleja. Estos aspectos deben ser debatidos, como corresponda, por parte de la Dirección de la compañía operadora de la Planta.

#### 4. Análisis de los Resultados

Como cabe esperar, los resultados en esta ocasión no serán en absoluto ideales. Sin embargo, como queda demostrado a la luz de los puntos 1, 2 y 3 de este subapartado, el control MPC no tiene, en este caso, más alternativa que operar según se muestra en las gráficas, pues no existe mayor margen físico de maniobra en la Planta. Evidentemente, eliminando los excesos de generación eléctrica, de la forma que sea, se dispondría de la energía adecuada para cumplir perfectamente con el Mercado.

A continuación, se muestran los seguimientos en términos de energía a lo largo del día de operación, así como los errores cometidos.

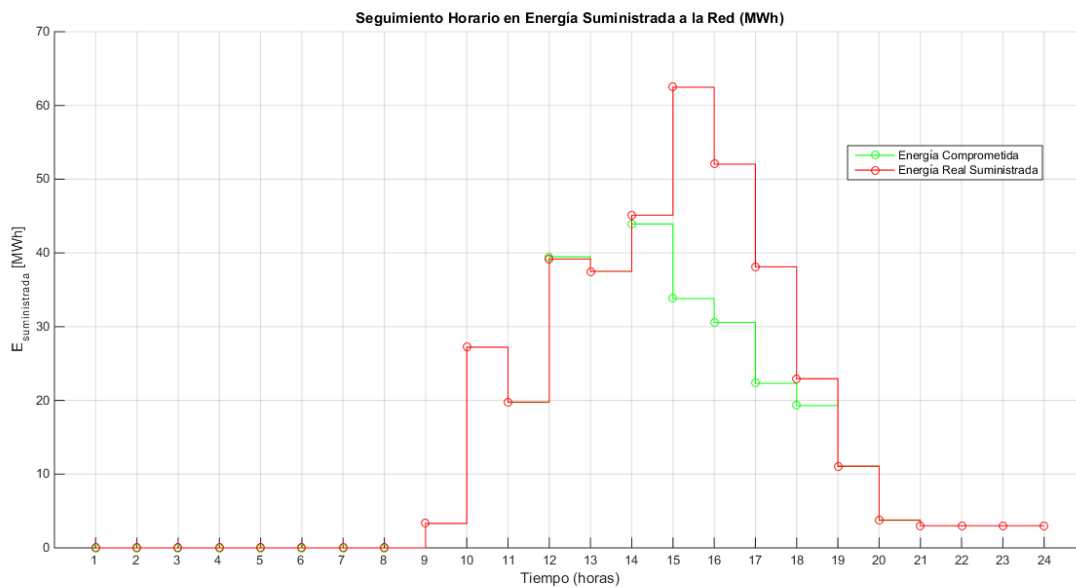


Figura 6.53. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 5)

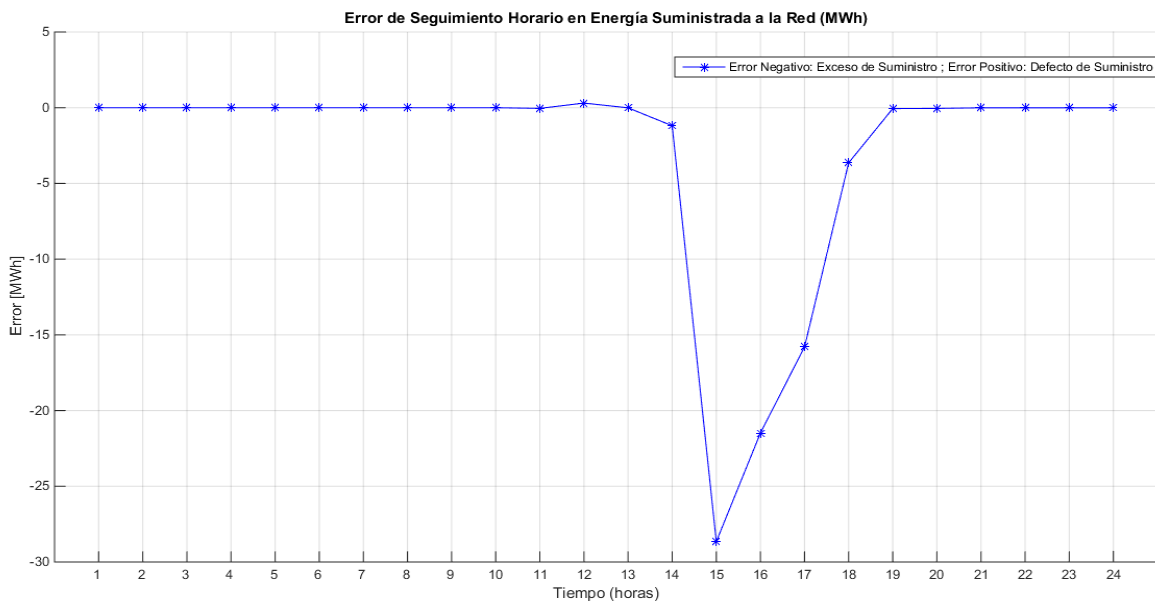


Figura 6.54. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 5)

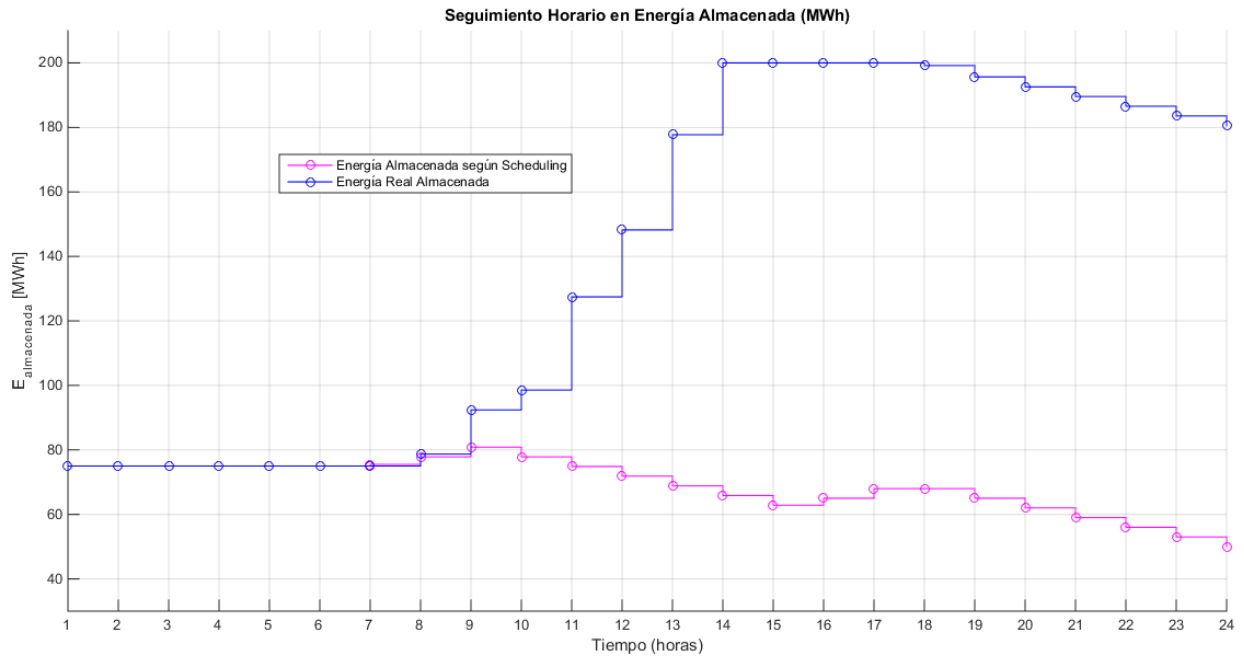


Figura 6.55. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 5)

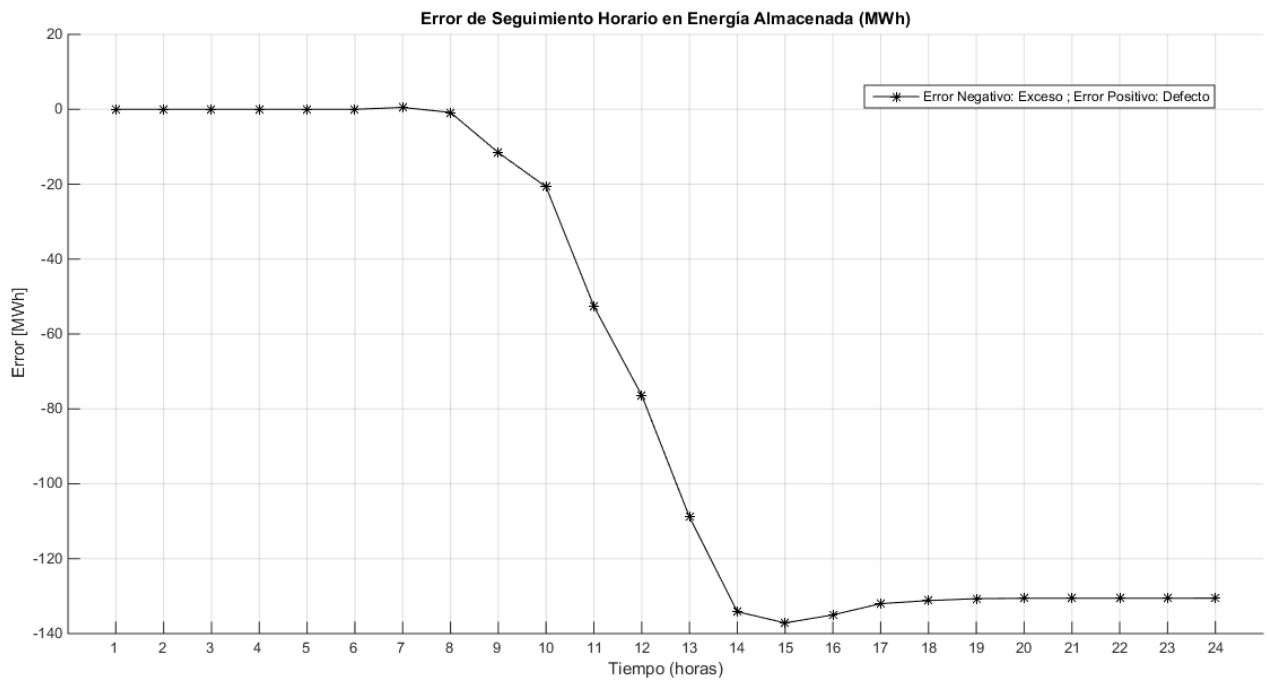


Figura 6.56. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 5)

Nótese que el error inicial en la Figura 6.56 no es de 65 MWh, como ocurría en la Situación 4. En esta ocasión aparecen errores nulos, pues el estado de carga del Sistema de Almacenamiento coincide con el esperado (75 MWh).

Los resultados del análisis de los errores arrojan los siguientes valores numéricos en lo referente a errores máximos y mínimos:

El máximo defecto producido en  
Energía Suministrada a la Red  
[MWh] es:

max\_error\_defecto1 =  
0.3058

El máximo defecto producido en Energía  
Almacenada [MWh] es:

max\_error\_defecto2 =  
0.5062

El máximo exceso producido en  
Energía Suministrada a la Red  
[MWh] es:

max\_error\_exceso1 =  
28.6564

El máximo exceso producido en  
Energía Almacenada [MWh] es:

max\_error\_exceso2 =  
137.1545

Se comprueba que los valores corresponden con lo esperado, a la vista de las gráficas mostradas en el apartado.

## 6.2.6 Situación No Ideal: descarga completa del Sistema de Almacenamiento

### 1. Introducción a la Situación Concreta

Este caso está basado en la Simulación 3 presentada en este Capítulo. En aquella simulación aparecía un intervalo nuboso no predicho, que duraba algo más de dos horas, y que tenía como consecuencia una descarga imprevista de la batería, a fin de suministrar los niveles de potencia que se requerían. El estado de carga inicial de la batería coincidía con el predicho (75 MWh).

En esta Simulación 6, a diferencia de lo que ocurría en el caso 3, el estado inicial de carga es de 15 MWh, por lo que no coincide con lo estimado en la programación del día de operación.

### 2. Scheduling propuesto por la Fase 1 para el Día de Operación

Considerando la curva estimada de producción para un día soleado, al igual que en la Simulación 3, y un estado inicial de carga del Sistema de Almacenamiento de 75 MWh la Fase 1 genera la siguiente programación para el día de operación.

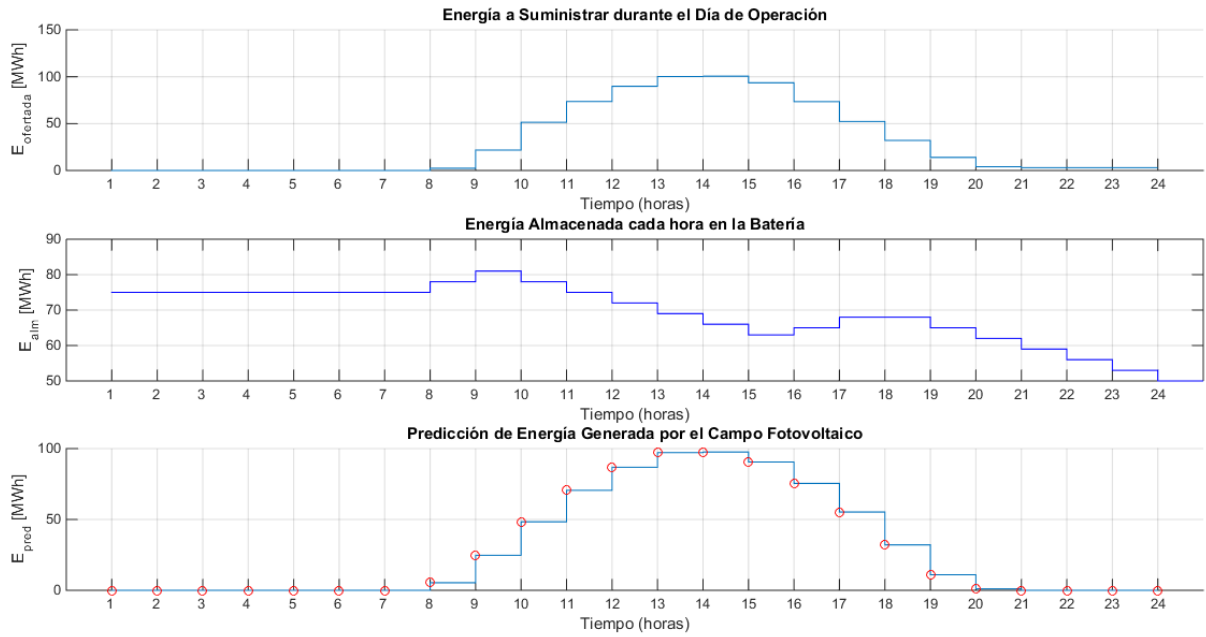


Figura 6.57. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 6)

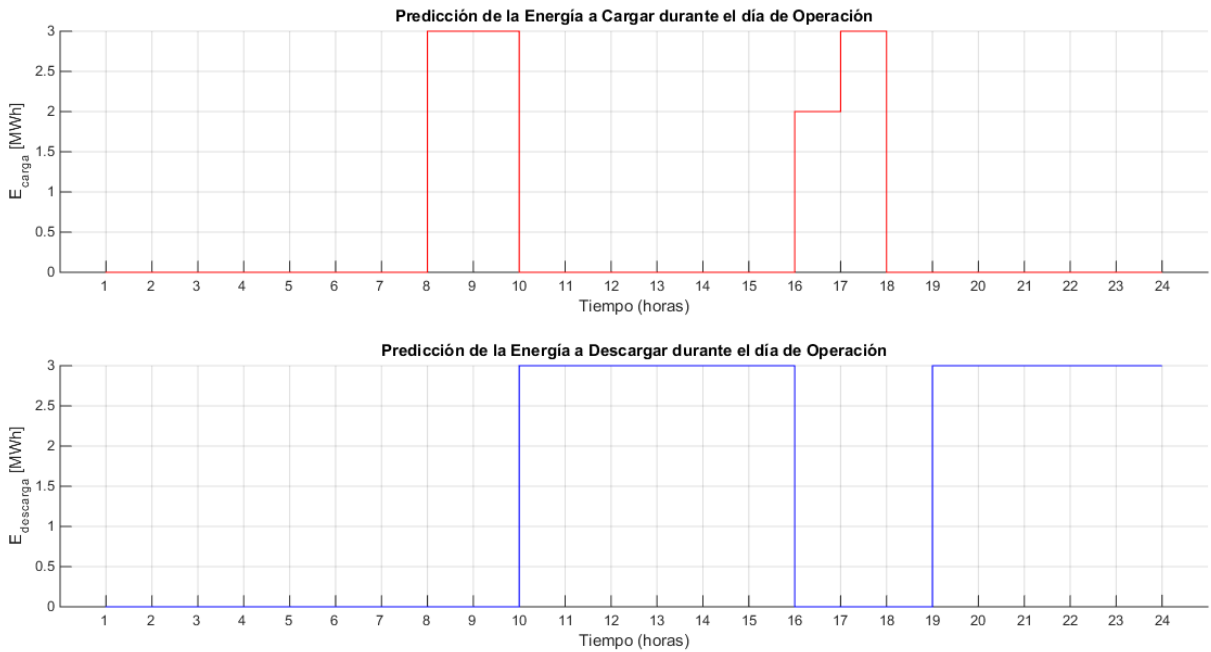


Figura 6.58. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 5)

Como puede comprobarse, es un *Scheduling* idéntico al presentado en la Situación 3, ya que se parte del mismo perfil de producción, el típico del día soleado.

### 3. Simulación del Día de Operación

La respuesta obtenida es la que se muestra a continuación.

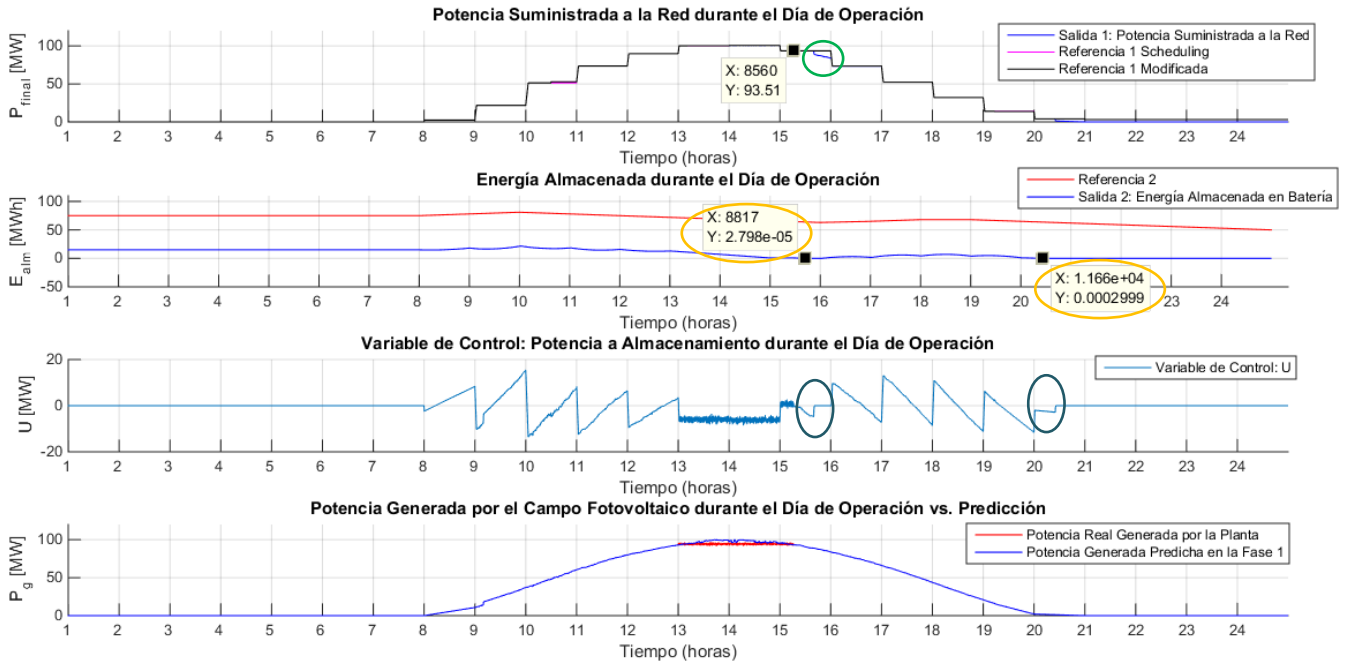


Figura 6.59. Resultados Obtenidos en la Simulación 6

En la Figura 6.59 aparecen resaltados los compartimentos que es necesario remarcar sobre esta Simulación. En amarillo, se señalan algunos tramos en que se observa el cumplimiento estricto de la restricción impuesta sobre el Sistema de Almacenamiento, en lo referente a su capacidad mínima. En verde, hacemos notar la consecuencia que tiene sobre la Potencia Suministrada el hecho de no disponer de más energía almacenada, y en azul se ubican los diferentes tramos en que la acción de control evita que se intente extraer más energía almacenada, devolviendo la acción al valor 0 inmediatamente.

A continuación se muestra en detalle la gráfica correspondiente al suministro energético a la Red a lo largo del día de operación y a la Energía Almacenada.



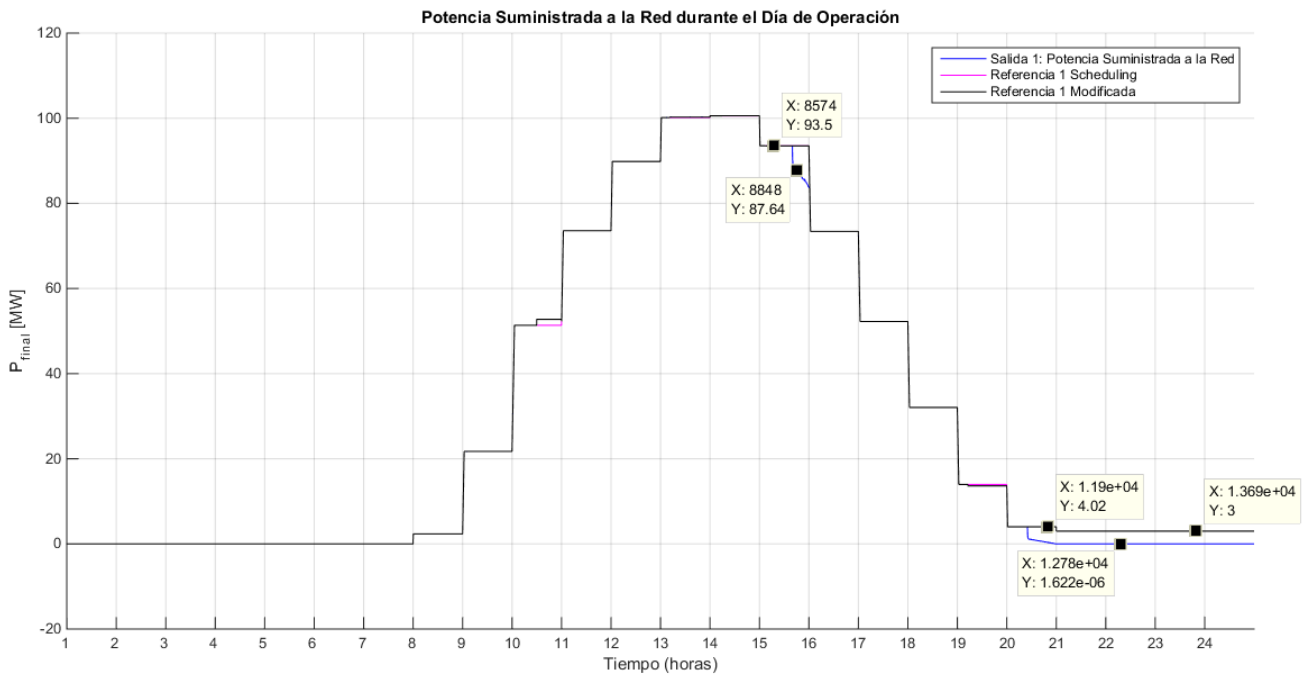


Figura 6.60. Detalle del Suministro Energético a la Red en la Simulación 6

Sobre la Figura 6.60 se han resaltado algunos valores a fin de ilustrar las diferencias que aparecen entre Potencia Suministrada y Referencia 1. La programación que se genera en la Fase 1 para el día de operación suele tener un factor común: intentar dar algo de energía, aunque sean bajos niveles de suministro, en los intervalos horarios de 21 a 24. Se entiende que esta decisión maximiza el beneficio económico, por lo que en el *Scheduling* se reservan niveles de energía en el almacenamiento de cara a que sean suministrados en las horas de *radiación cero*.

A este respecto, puede comprobarse que, como era de esperar, no es posible cumplir con la demanda en los tramos horarios mencionados ya que sobre las 20:30, el control MPC deja de aportar energía proveniente del Sistema de Almacenamiento, que se encuentra para entonces completamente vacío.

A continuación, se muestra la evolución de la Energía Almacenada a lo largo del día de operación.

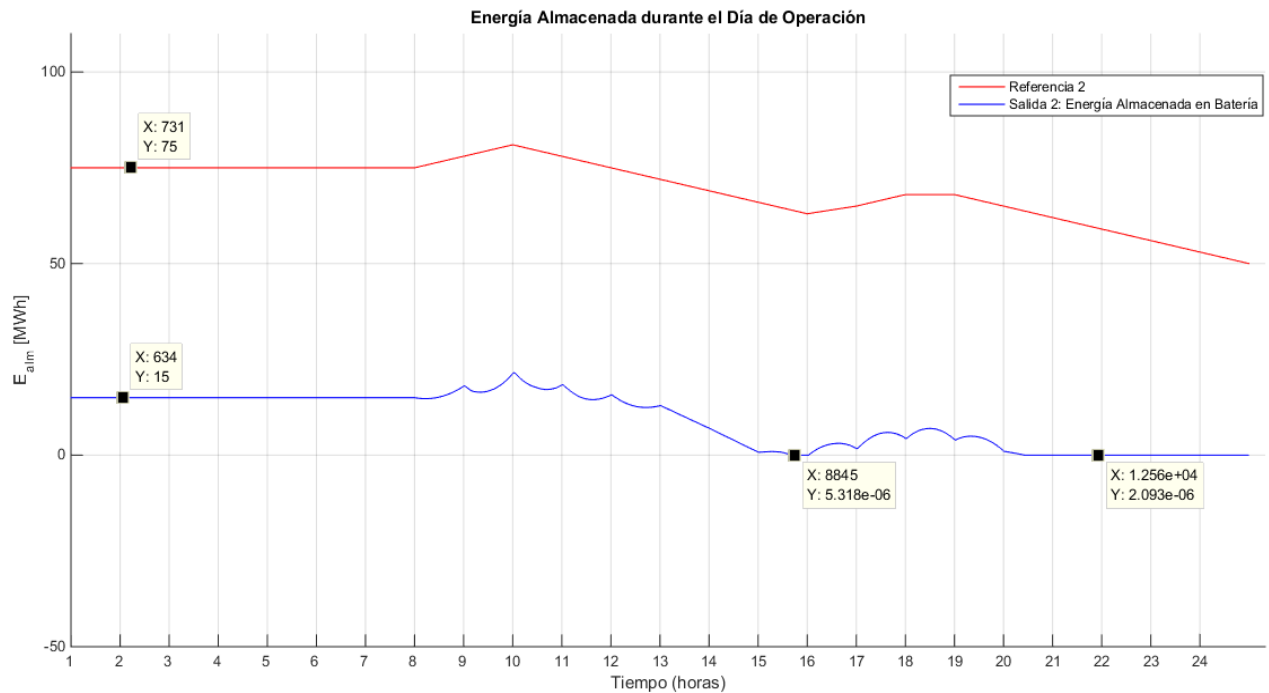


Figura 6.61. Evolución de la Energía Almacenada a lo largo del día de Operación (Simulación 6)

En la Figura se marcan varios puntos. De izquierda a derecha, el primero ilustra el error cometido en la estimación del estado inicial de carga del Sistema de Almacenamiento. Los otros dos puntos marcados, muestran dos situaciones en que se vacían por completo las baterías.

Por último, es preciso señalar que, como se ha comentado en Capítulos anteriores, llevar a cabo descargas profundas en baterías de tecnología electroquímica, puede resultar en gravísimos daños y una consecuente reducción de su ciclo de vida.

#### 4. Análisis de los Resultados

Como cabe esperar, los resultados en esta ocasión no serán tampoco ideales. Sin embargo, como queda demostrado a la luz de los puntos 1, 2 y 3 de este subapartado, el control MPC no tiene, en este caso, más alternativa que operar según se muestra en las gráficas, pues no existe mayor margen físico de maniobra en la Planta.

Además, el caso concreto que nos ocupa puede calificarse de *insalvable*, dado que no es posible cumplir de ninguna manera con los niveles energéticos programados. Este hecho se aprecia fácilmente si pensamos que, a nivel de balance energético global, la energía requerida a suministrar a la Red es inferior a la que produce el Campo Fotovoltaico sumada a la Almacenada. En esta Simulación no existe posibilidad física de cumplir con la demanda, por lo que se incurrirá en una penalización económica impuesta por el Operador del Sistema a *coste de desvío por defecto de suministro*.

A continuación, se muestran los seguimientos en términos de energía a lo largo del día de operación, así como los errores cometidos.

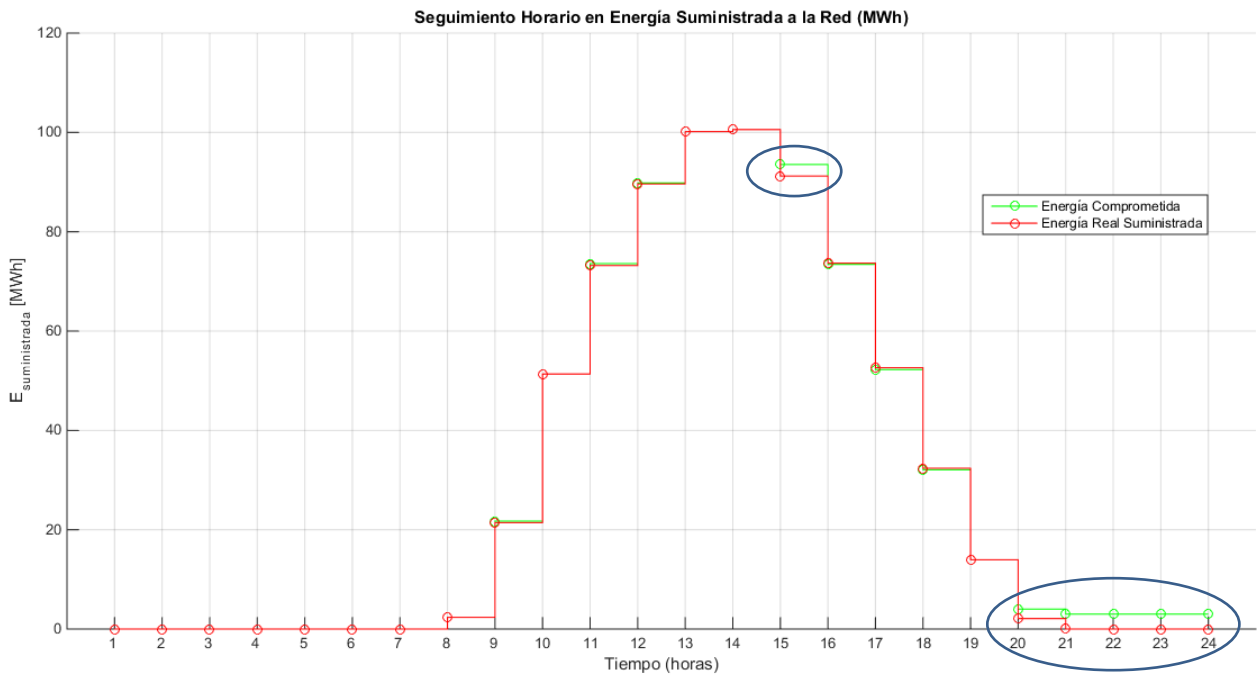


Figura 6.62. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 6)

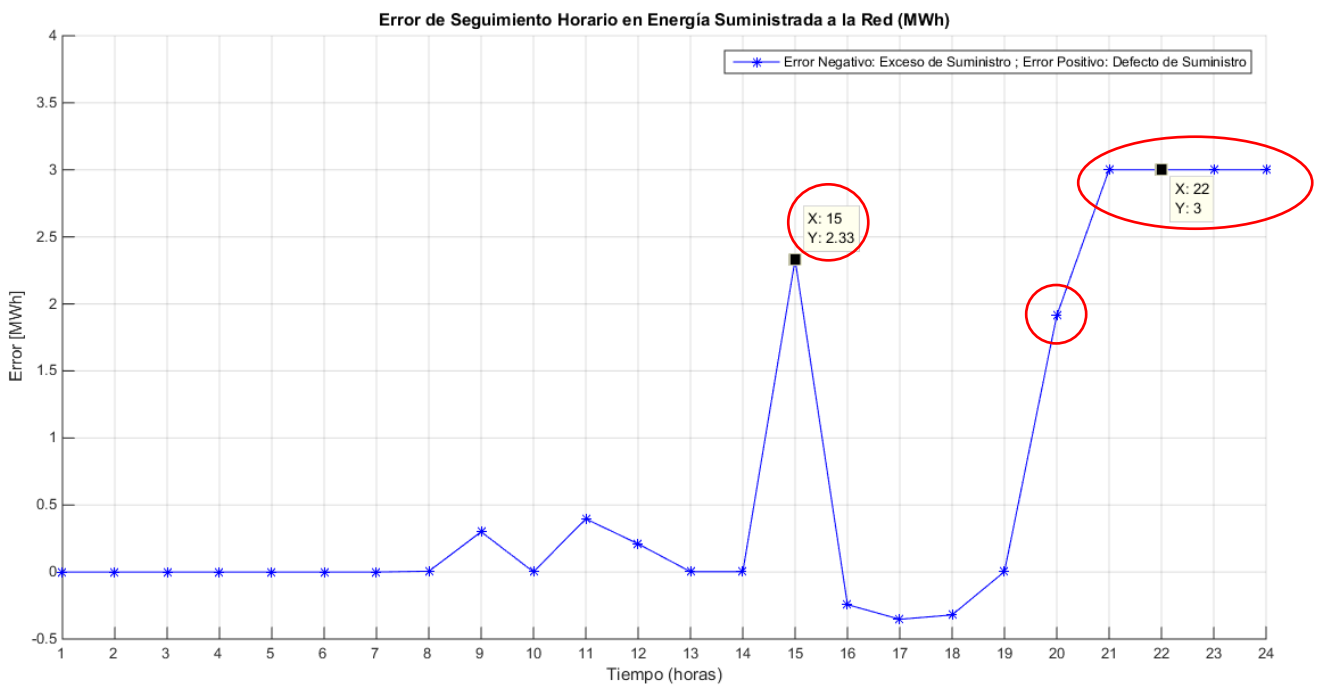


Figura 6.63. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 6)

En las gráficas se han señalado los puntos de mayor incumplimiento, con los valores por los que la compañía operadora de la Planta será penalizada. Los costos derivados de este día de operación son variables y dependen fundamentalmente del Mercado. A este respecto se dedica un breve análisis económico al final de este apartado.

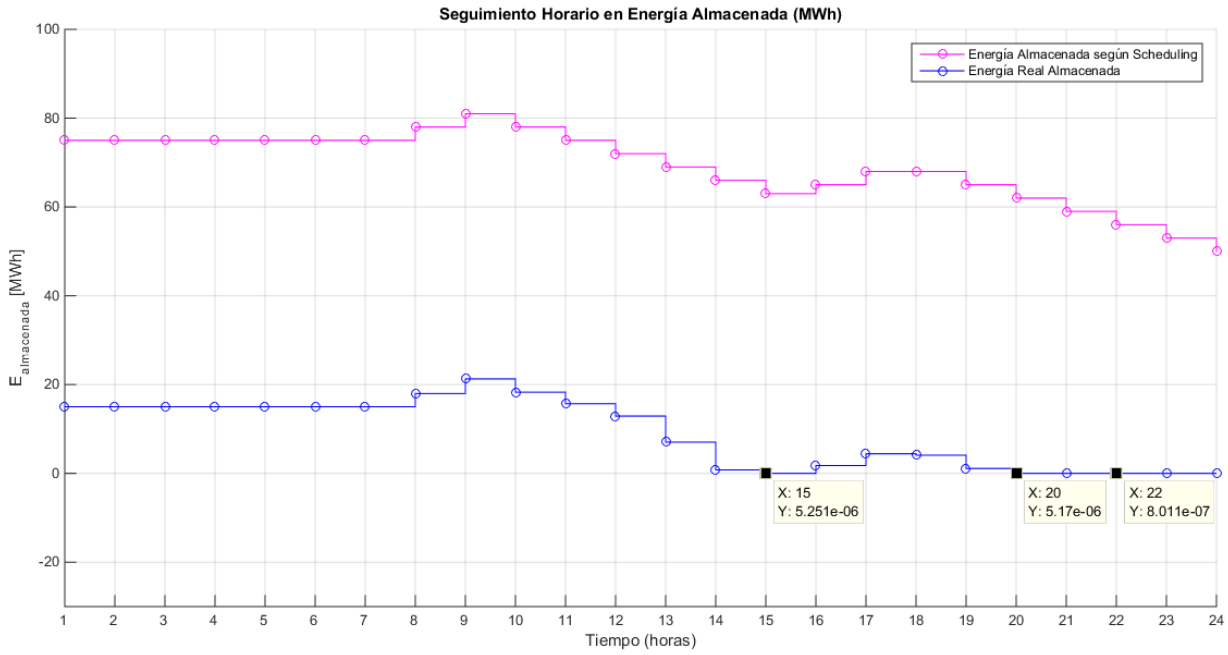


Figura 6.64. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 6)

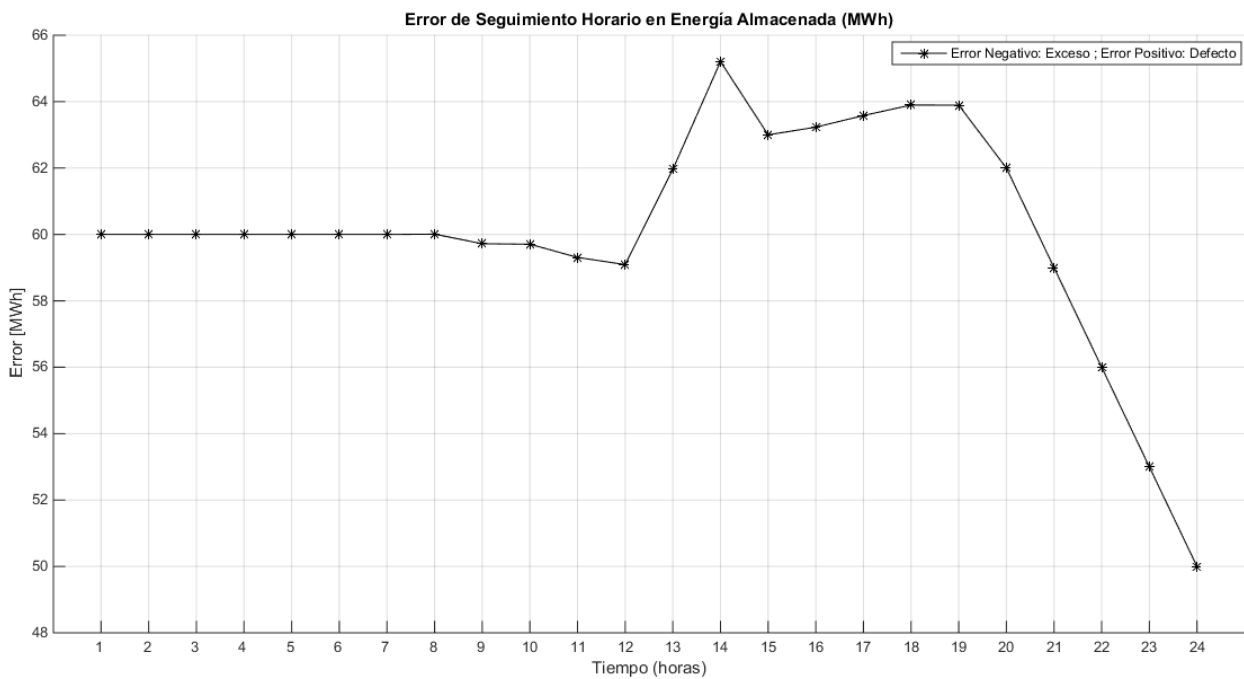


Figura 6.65. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 6)

Nótese que el error inicial en la Figura 6.65 es de 60 MWh, dada la mala estimación con la que se trabajó desde la Fase 1. Además, a lo largo del día de operación, se dan errores aún mayores a ese valor, debido al error de predicción en el intervalo 13:00 – 15:20.

Los resultados del análisis de los errores arrojan los siguientes valores numéricos en lo referente a errores máximos y mínimos:

El máximo defecto producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:

**max\_error\_defecto1 =**

**3.0000**

El máximo defecto producido en Energía Almacenada [MWh] es:

**max\_error\_defecto2 =**

**65.2071**

El máximo exceso producido en Energía Suministrada a la Red [MWh] es:

**max\_error\_exceso1 =**

**0.3527**

El máximo exceso producido en Energía Almacenada [MWh] es:

**max\_error\_exceso2 =**

**0**

Se comprueba que los valores corresponden con lo esperado, a la vista de las gráficas mostradas en el apartado, resultando en esta ocasión el mayor error de defecto de Suministro en que se ha incurrido en las 6 simulaciones ejecutadas.

A fin de aportar una solución a este defecto, podría disponerse en la Planta de una reserva de emergencia de almacenamiento. Asimismo, podría plantearse el ser más previsores con la estimación de energía disponible en las baterías al inicio del día de operación. De este modo, la compañía operadora de la Planta correrá menos riesgos en la presentación de ofertas al Mercado.

▪ **Breve análisis de penalizaciones económicas por parte del Operador del Mercado (OMEL, en el Sistema Eléctrico Español) para la Situación 6**

El Operador del Mercado lleva a cabo penalizaciones económicas en aquellos casos en que, por las razones que sea, una Central Eléctrica no cumpla con sus compromisos horarios de suministro de energía. En este breve análisis económico se cuantificarán dichas penalizaciones para la situación concreta que nos ocupa.

Centrándonos en los errores señalados en la Figura 6.63 podemos distinguir lo siguiente:

- Error 1: en la franja 15:00 - 16:00 se da un error de defecto de 2.33 MWh.
- Error 2: en la franja 20:00 – 21:00 se da un error de defecto de 1.82 MWh.
- Error 3: en la franja 21:00 – 22:00 se da un error de defecto de 3 MWh.
- Error 4: en la franja 22:00 – 23:00 se da un error de defecto de 3 MWh.
- Error 5: en la franja 23:00 – 24:00 se da un error de defecto de 3 MWh.

Estos errores serán penalizados al precio de desvío que el mercado estipule en cada franja. Al no ser el objetivo de este apartado, ni de esta Memoria, el entrar en detalles profundos de tipo económicos en lo referente al funcionamiento del Mercado Eléctrico Español, se tomará como penalización de referencia la indicada un valor medio de los presentados en [23] para diversas franjas horarias.

**Precio Medio de Penalización por Desvíos Negativos: 30 €/ MWh.**

**Penalizaciones por Hora:**

- Penalización por la franja 15:00 – 16:00..... **69.9 €**
- Penalización por la franja 20:00 – 21:00..... **54.6 €**
- Penalización por la franja 21:00 – 22:00..... **90.0 €**
- Penalización por la franja 22:00 – 23:00..... **90.0 €**
- Penalización por la franja 23:00 – 24:00..... **90.0 €**

**Penalización Total: 394.5 €**

Precio Medio de Venta: 50 €/MWh

Energía Comprometida para esas franjas horarias: **106.54 MWh**

Ingresos Predichos para esas franjas horarias: **4795.2 €**

**Pérdidas (%) = 8.24 %**

**\*\* Nota: Definiciones de los Desvíos que se contemplan (Fuente: Red Eléctrica de España, Web)**

**Desvíos medidos a bajar (o Desvío Negativo en este documento)**

Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

**Desvíos medidos a subir (o Desvío Positivo en este documento)**

Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

## 7. Conclusiones y Líneas Futuras

---

El objetivo de este Capítulo es exponer de manera concisa una serie de conclusiones y reflexiones extraídas durante la realización de este TFM. Asimismo, se desea comentar algunas de las potenciales líneas de continuación del trabajo iniciado en este proyecto.

### 7.1 Conclusiones

La primera idea que se extrae tras haber leído extensamente acerca de las instalaciones generadoras basadas en fuentes de energía renovable conectadas a la Red es que existe un inmenso potencial de progreso. Son numerosas las vías de investigación que se han iniciado a lo largo de la última década en busca de incrementar la eficiencia de instalaciones *de energía limpia*.

El concepto de *microrred* constituye una de las soluciones de mejora de eficiencia energética sobre las que más se ha venido trabajando en los últimos años. Una *microrred* se ha conceptualizado como una red eléctrica integrada que utiliza diversas fuentes de energía, en su mayoría renovables, apoyadas por sistemas de almacenamiento para abastecer una demanda de forma local o a un Sistema Eléctrico. [49]

Sin embargo, son, bajo el punto de vista del autor, las líneas de investigación encaminadas a la mejora de los Sistemas de Almacenamiento (ESS) las que necesitan reunir los mayores esfuerzos y la mayor cantidad de recursos, pues la eficiencia del sistema en su conjunto, su viabilidad económica y la capacidad de maniobra de la Planta a lo largo del día de operación, dependen fundamentalmente de las prestaciones de las baterías.

Un gran número de centros investigadores y Universidades en todo el mundo están centrando su trabajo en intentar solventar los problemas técnicos que se derivan de la integración de este tipo de equipos en Plantas como la nuestra. Entre otros, como se comentó en el Capítulo 2, destacan las auto-descargas, los precios elevados, los problemas de espacio si se desean grandes densidades energéticas, las rampas de carga/ descarga o la reducción de ciclos de vida debido a altas temperaturas y a la ejecución de descargas profundas.

La mejor opción de abordar las mejoras necesarias coincide con la vía que los países líderes en esta línea de investigación, China y Estados Unidos, han tomado. Ésta consiste en encabezar el desarrollo de los sistemas de almacenamiento del futuro desde empresas tecnológicas de prestigio internacional, como TESLA, TOSHIBA, BYD o ABB, recibiendo estas soporte desde el punto de vista tanto financiero como administrativo por parte de las diversas instituciones estatales. Siguiendo este modelo, mediante la unión de BYD y la Red Eléctrica de China, se ha

creado el mayor almacenamiento eléctrico del planeta, a manos de una compañía famosa por sus vehículos eléctricos (BYD Auto).

A la luz del presente trabajo y de sus resultados en simulación, junto con el conjunto de artículos consultados para su redacción, se pueden destacar algunas ideas que se consideran importantes.

- a) La integración de plantas generadoras de tipo fotovoltaico con sistemas de almacenamiento de tipo electroquímico, tiene consecuencias muy positivas de cara a la operación en el mercado eléctrico. En concreto, uno de los principales inconvenientes de la energía fotovoltaica, su variabilidad, puede verse notablemente paliada gracias al soporte que ofrecen las baterías. [23]
- b) El desarrollo de una estrategia de control de la operación en tiempo real de este tipo de plantas se hace prácticamente imprescindible en caso de que exista participación en el mercado eléctrico nacional. El hecho principal que obliga a ello es que, en estos mercados, como se ha comentado a lo largo de esta Memoria, se establecen compromisos formales entre el operador del mercado (*OMEL* en el caso de España) y la planta a fin de garantizar el suministro con cierta antelación al periodo de operación. En concreto, en España las condiciones son especialmente complejas para las instalaciones generadoras renovables, dado que las ofertas se presentan con un día de antelación.
- c) La elección del control MPC en la gestión del día de operación de la planta fotovoltaica presenta algunas ventajas respecto a otros métodos que procedemos a enumerar:
  - La formulación de nuestro modelo multivariable (MIMO) es realmente sencilla haciendo uso de un desarrollo matricial fácilmente sistematizable.
  - El control de  $n$  salidas mediante  $m$  entradas es sintonizable, dada la posibilidad de adjudicar pesos por separado a cada una de las salidas del sistema y a cada esfuerzo de control.
  - Las restricciones presentes en nuestro modelo, que son imprescindibles de cara a la obtención de simulaciones cercanas a la realidad, son fácilmente incluidas en la formulación del MPC, como queda demostrado en el Capítulo 5 de esta Memoria.
  - La resolución del problema de optimización cuadrático para la obtención de la acción de control incremental se lleva a cabo en Matlab de forma rápida y cómoda gracias al comando incluido a tal efecto (*quadprog*).
  - Es posible el empleo por parte del control MPC de aquellas perturbaciones que afecten al sistema, y que pueden ser *conocidas* a lo largo del horizonte de predicción. Con *conocidas* debe entenderse *predichas*.

Asimismo, como principales desventajas de este tipo de control aplicados en el área que nos ocupa puede destacarse la necesidad de disponer de un modelo fiel del Sistema, lo cual no siempre será sencillo o posible, y la dificultad que, de igual modo, entraña el disponer de predicciones precisas de generación de los paneles fotovoltaicos



extendidas a lo largo del horizonte. En lo referente al esfuerzo computacional, que es alto en comparación con otras estrategias, se puede decir que se ha demostrado aplicable al caso concreto que nos ocupa con el tiempo de muestreo escogido. Sin embargo, el control MPC puede resultar demasiado lento en aplicaciones excesivamente rápidas.

- d) En cuanto a los criterios seguidos de cara a la gestión en tiempo real de la Planta, se ha creído imprescindible respetar, en la medida de lo físicamente posible, los compromisos de suministro adquiridos con el Mercado para el día de operación. Asimismo, en la visión general del Proyecto Matriz, se hace necesaria una visión de optimización económica con el objetivo de hacer más competitivas a este tipo de instalaciones generadoras conectadas a la Red. El criterio de maximización de beneficios en la solución propuesta se tiene en cuenta fundamentalmente en la Fase 1 del Proyecto.

En definitiva, desde el área del control automático de la operación de las centrales renovables con almacenamiento, y en concreto fotovoltaicas, existen ya estrategias que están sobradamente preparadas para recibir las futuras mejoras en las materias recién comentadas, por ejemplo, en los Sistemas de Almacenamiento. Prueba de ello es el Control MPC presentado en este documento, ya que, pese a lo simple del modelo, refleja de forma adecuada los comportamientos que podrían darse, frente a un amplio abanico de situaciones, en una hipotética Planta Fotovoltaica real.

### ***Breve reflexión acerca de la situación actual de las Energías Renovables en Europa***

Es una realidad que, en términos meramente de balance energético, el Sistema Eléctrico Español, a día de hoy, podría prescindir, por ejemplo, del 21% de producción nuclear, sustituyendo esta producción por la proveniente de fuentes renovables. Sin embargo, esta afirmación es engañosa si no se matiza que, no podemos asegurar que esta generación esté disponible en el momento en que se necesite.

En este sentido, vivimos un momento de continuos hitos históricos desde finales de 2015 hasta la actualidad, destacando algunos hechos puntuales que arrojan esperanza al camino de las energías renovables.

Por ejemplo, el Sistema Eléctrico de Reino Unido ha sido históricamente abastecido por centrales de carbón. El 9 de Abril de 2016 se registró, por primera vez en la historia de este país, una producción solar superior a la del carbón. Esta tendencia se afianzó durante la semana completa del 3 al 9 de Mayo de 2016. Cabe destacar que Reino Unido dispone de 9,500 MW de potencia solar fotovoltaica instalada. [50]

De igual modo, Alemania confirmó que durante el año 2015 ha generado más energía renovable, sumando eólica y solar, que nuclear. Pero en el primer puesto de países europeos se encontraría Portugal que, recientemente, desde el sábado 7 de mayo de 2016 a las 7:00 am hasta el miércoles 11 de mayo de 2016 a las 17:45 estuvo abasteciendo a todo el país sólo con energía proveniente de fuentes renovables. En total, 107 horas de energía con emisión cero. Es,

sin lugar a dudas, curioso que en 2013 Portugal produjera el 50% con nuclear, el 27 % con fósiles y el 23 % con renovables. [51] Las palabras del director general de Solar Power Europe, James Watson, reflejan bien la situación actual de las energías limpias en el continente:

*"Este es un logro significativo para un país europeo, pero lo que parece extraordinario hoy será algo común en Europa en pocos años. El proceso de transición energética está cobrando impulso y registros como este se seguirán produciendo en Europa".*

Para concluir con este apartado de conclusiones destacaremos la futura central de S.A.G. en Extremadura como potencial cliente de propuestas de estrategias avanzadas de gestión, como la que se propone en este TFM, ya que pretenden llevar a cabo su operación de suministro a la Red Eléctrica española en régimen ordinario, prescindiendo así de cualquier clase de subvención, incentivo o prima por parte del Gobierno de España.

La planta fotovoltaica de Cestas, en Burdeos, en Francia es el máximo exponente de la fotovoltaica en Europa.



Figura 6.66. Planta Fotovoltaica de Cestas (Burdeos, Francia) de 300 MW

## 7.2 Líneas Futuras

Existen numerosas opciones de cara a continuar con el Trabajo que se inicia en este Proyecto, sin embargo, se presenta a continuación una serie concreta de propuestas.

En primer lugar, se sugiere desde la autoría del TFM el desarrollo un control MPC, semejante al que se propone, pero aumentando el grado de complejidad de los modelos que se contemplan. Esto afectaría principalmente a la Batería.

Como se ha comentado en Capítulos anteriores, el modelo considerado es el de un integrador, ya que cumple con las especificaciones básicas que se pretendían en un primer momento. Sin embargo, las dinámicas de las baterías se ven afectadas por un gran número de factores que no

han sido tenidos en cuenta en el modelo de nuestro almacenamiento: temperatura, auto-descargas, rendimientos de carga y descarga, que además suelen ser distintos, entre otros. En [16, pedro] se aborda, como parte del trabajo, el modelado de una Batería de almacenamiento masivo de la tecnología *lead-acid* (plomo-ácido). Mediante la incorporación de un modelo más complejo del almacenamiento, lograremos llevar a cabo, no sólo simulaciones de mayor realismo, sino desarrollar un control más óptimo, ya que la bondad de éste depende en gran medida de la concordancia del modelo con el sistema original.

En segundo lugar, desde el Grupo de Investigación encargado de este Proyecto, se ha planteado la posibilidad de realizar algunas pruebas en una *microrred* experimental existente en las instalaciones de laboratorios del Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática de la Escuela Superior de Ingeniería de Sevilla. Los resultados de estas pruebas servirían como evaluación a escala reducida de nuestro control MPC. Es conveniente resaltar que no tiene sentido pensar en probar este control en una planta real, pues el coste y el riesgo que habría que asumir son desmesurados.

Para concluir con este apartado de Líneas Futuras de trabajo, sería conveniente, antes de llevar a cabo los experimentos en la microrred, trabajar sobre una línea a más alto nivel, con el objetivo de llevar a cabo una revisión global de las dos fases que componen el Proyecto Matiz. Dada la diferencia de escalas temporales existente entre ambos algoritmos, es complejo establecer las mismas restricciones, tal cual, en los dos programas, aunque sería positivo apuntar a un aumento del grado de homogeneización en el conjunto del Proyecto. Esto no requeriría un trabajo excesivo y, desde la autoría de este TFM, se considera que aún puede existir cierto margen de mejora en los resultados.

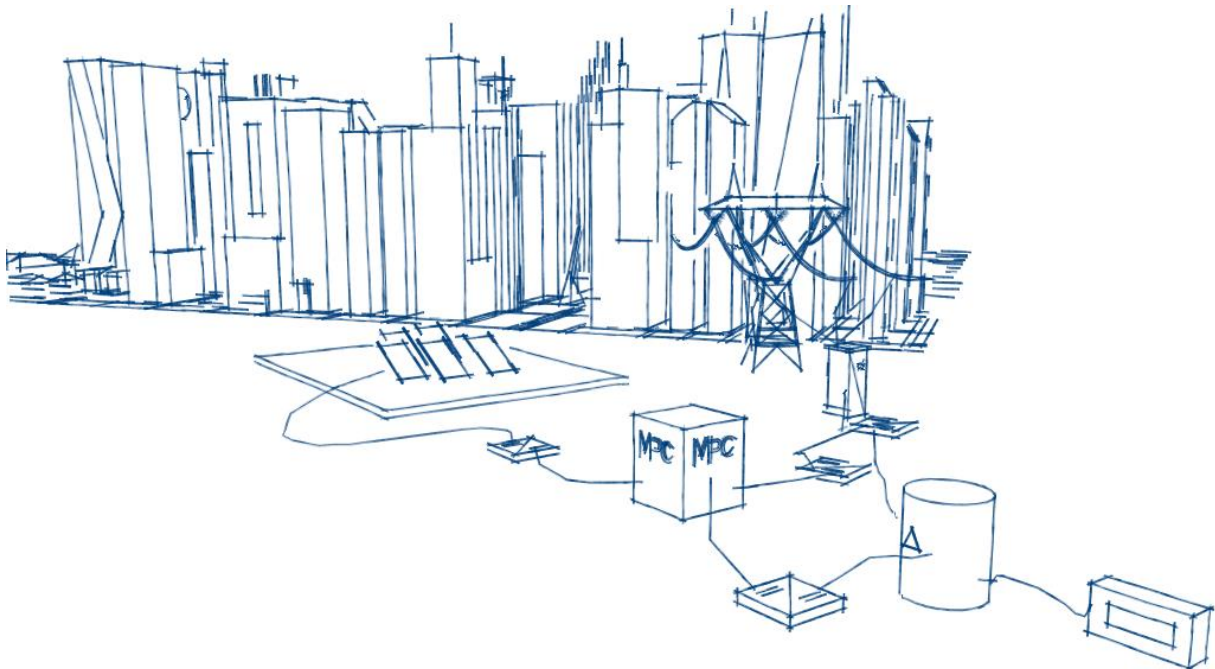


Figura 6.67. Modelo 3D de la Solución Propuesta

# Índice de Figuras

---

## CAPÍTULO 1

<i>Figura 1.1. Modelo 3D del Sistema, diseñado en SketchUp.</i>	4
---	---

## CAPÍTULO 2

<i>Figura 2.1. Célula Fotovoltaica Monocristalina durante su fabricación</i>	6
<i>Figura 2.2. Evolución de Precios de las Células Fotovoltaicas de Silicio Cristalino</i>	6
<i>Figura 2.3. Evolución de la Potencia Fotovoltaica mundial instalada entre 2006 y 2014</i>	7
<i>Figura 2.4. Previsiones de Crecimiento de la Potencia Fotovoltaica mundial instalada hasta 2019</i>	7
<i>Figura 2.5. Planta Fotovoltaica de S.A.G. Solar en Alemania</i>	10
<i>Figura 2.6. Sistema de Almacenamiento de la Planta Eólica de Grand Ridge en la localidad de Marseilles, Condado de La Salle (Illinois, USA)</i>	14
<i>Figura 2.7. Sistema de Almacenamiento más grande del Mundo basado exclusivamente en Baterías (Zhangbei, China)</i>	17

## CAPÍTULO 3

<i>Figura 3.1. Esquema del Proyecto Matriz</i>	18
<i>Figura 3.2. Esquema del Sistema</i>	19
<i>Figura 3.3. Datos de Radiación en Isla Mayor (Sevilla) durante el 17 de Agosto de 2015</i>	21
<i>Figura 3.4. Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico durante un día soleado</i>	22
<i>Figura 3.5. Datos de Radiación en Isla Mayor (Sevilla) durante el 19 de Diciembre de 2015</i>	23
<i>Figura 3.6. Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico durante un día nublado</i>	23
<i>Figura 3.7. Modelo de un Integrador</i>	26
<i>Figura 3.8. Proceso de Carga sin contemplar valor_ajuste en la Ecuación (II)</i>	28
<i>Figura 3.9. Proceso de Carga del Sistema de Almacenamiento</i>	28

<i>Figura 3.10. Proceso de Descarga del Sistema de Almacenamiento</i>	29
---	----

## **CAPÍTULO 4**

<i>Figura 4.1. Resultados del Scheduling: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de Energía Generada por el Campo Fotovoltaico</i>	32
<i>Figura 4.2. Resultados del Scheduling: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento</i>	33
<i>Figura 4.3. Energía Horaria Almacenada en la Batería</i>	36
<i>Figura 4.4. Referencia 2</i>	37
<i>Figura 4.5. Referencia de Potencia a suministrar a la Red para dos franjas horarias</i>	40
<i>Figura 4.6. Referencia Modificada cumpliendo el límite de Gradiente de Carga</i>	40
<i>Figura 4.7. Efecto del Gradiente de Carga hasta alcanzar el setpoint en potencia</i>	44
<i>Figura 4.8. Modificación de la Referencia en Potencia para compensación del defecto de Energía Suministrada a la Red</i>	45

## **CAPÍTULO 6**

<i>Figura 6.1. Equipo de Simulación</i>	66
<i>Figura 6.2. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 1)</i>	67
<i>Figura 6.3. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 1)</i>	68
<i>Figura 6.4. Resultados Obtenidos en la Simulación 1</i>	70
<i>Figura 6.5. Respuesta en Potencia Suministrada a la Red</i>	71
<i>Figura 6.6. Aumento del Setpoint en Potencia</i>	72
<i>Figura 6.7. Disminución del Setpoint en Potencia</i>	72
<i>Figura 6.8. Energía Almacenada a lo largo del Día de Operación</i>	73
<i>Figura 6.9. Primera Dinámica Intrahoraria de los Procesos de Carga y Descarga del Sistema de Almacenamiento</i>	73
<i>Figura 6.10. Segunda Dinámica Intrahoraria de los Procesos de Carga y Descarga del Sistema de Almacenamiento</i>	75
<i>Figura 6.11. Acción de Control de la Simulación 1</i>	76
<i>Figura 6.12. Acción de Control de la Simulación 1 en el tramo horario 16:00 - 17:00</i>	76
<i>Figura 6.13. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados</i>	77
<i>Figura 6.14. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 1)</i>	77
<i>Figura 6.15. Errores Máximos de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red mostrados en la Ventana de Comandos de MATLAB (Situación 1)</i>	78
<i>Figura 6.16. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 1)</i>	78

<i>Figura 6.17. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 1)</i>	79
<i>Figura 6.18. Errores Máximos de Seguimiento en Energía Almacenada mostrados en la Ventana de Comandos de MATLAB (Situación 1)</i>	79
<i>Figura 6.19. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 2)</i>	80
<i>Figura 6.20. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 2)</i>	81
<i>Figura 6.21. Resultados de la Simulación 2, opción a restricciones activa y seguimiento de Energía Suministrada a la Red</i>	82
<i>Figura 6.22. Resultados de la Simulación 2, opción a restricciones activa y seguimiento de Energía Suministrada a la Red desactivado</i>	82
<i>Figura 6.23. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 2)</i>	83
<i>Figura 6.24. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 2)</i>	83
<i>Figura 6.25. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 2)</i>	84
<i>Figura 6.26. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 2)</i>	84
<i>Figura 6.27. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 2, sin seguimiento en Energía Suministrada)</i>	85
<i>Figura 6.28. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 2, sin seguimiento en Energía Suministrada)</i>	85
<i>Figura 6.29. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 2 sin seguimiento en Energía Suministrada)</i>	86
<i>Figura 6.30. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 2 sin seguimiento en Energía Suministrada)</i>	86
<i>Figura 6.31. Curva de Producción Predicha vs. Curva de Producción Real (Situación 3)</i>	88
<i>Figura 6.32. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 3)</i>	89
<i>Figura 6.33. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 3)</i>	89
<i>Figura 6.34. Resultados Obtenidos en la Simulación 3</i>	90
<i>Figura 6.35. Compensación de Energía Suministrada a la Red por parte del Controlador MPC</i>	91
<i>Figura 6.36. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 3)</i>	91
<i>Figura 6.37. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 3)</i>	91
<i>Figura 6.38. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 3)</i>	92
<i>Figura 6.39. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 3)</i>	93
<i>Figura 6.40. Curva de Producción Predicha vs. Curva de Producción Real en la Situación 4</i>	94
<i>Figura 6.41. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 4)</i>	96
<i>Figura 6.42. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 4)</i>	96

<i>Figura 6.43. Resultados Obtenidos en la Simulación 4</i>	97
<i>Figura 6.44 Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 4)</i>	98
<i>Figura 6.45. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 4)</i>	98
<i>Figura 6.46. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 4)</i>	99
<i>Figura 6.47. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 4)</i>	99
<i>Figura 6.48. Curva de Producción Predicha vs. Curva de Producción Real en la Situación 5</i>	101
<i>Figura 6.49. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 5)</i>	101
<i>Figura 6.50. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 5)</i>	102
<i>Figura 6.51. Resultados Obtenidos en la Simulación 5</i>	102
<i>Figura 6.52. Detalle del Suministro Energético a la Red en la Simulación 5</i>	103
<i>Figura 6.53. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 5)</i>	104
<i>Figura 6.54. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 5)</i>	104
<i>Figura 6.55. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 5)</i>	105
<i>Figura 6.56. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 5)</i>	105
<i>Figura 6.57. Programación del Día de Operación: Energía Comprometida, Energía Almacenada y Predicción de la Energía Generada por el Campo Fotovoltaico (Situación 6)</i>	107
<i>Figura 6.58. Programación del Día de Operación: carga y descarga del Sistema de Almacenamiento (Situación 6)</i>	107
<i>Figura 6.59. Resultados Obtenidos en la Simulación 6</i>	108
<i>Figura 6.60. Detalle del Suministro Energético a la Red en la Simulación 6</i>	109
<i>Figura 6.61. Evolución de la Energía Almacenada a lo largo del día de Operación (Simulación 6)</i>	110
<i>Figura 6.62. Comparación entre Niveles de Energía Comprometidos y Suministrados (Situación 6)</i>	111
<i>Figura 6.63. Error de Seguimiento en Energía Suministrada a la Red (Situación 6)</i>	111
<i>Figura 6.64. Comparación entre Niveles de Energía Almacenada y su Referencia (Situación 6)</i>	112
<i>Figura 6.65. Error de Seguimiento en Energía Almacenada (Situación 6)</i>	112
<i>Figura 6.66. Planta Fotovoltaica de Cestas (Burdeos, Francia) de 300 MW</i>	118
<i>Figura 6.67. Modelo 3D de la Solución Propuesta</i>	119

# Índice de Tablas

---

<i>Tabla 1. Ranking de las cinco Plantas Fotovoltaicas de mayor potencia del mundo</i>	10
<i>Tabla 2. Variables Principales del Sistema</i>	10
<i>Tabla 3. Variables de Predicción de la Potencia Generada por el Campo Fotovoltaico</i>	10
<i>Tabla 4. Restricciones y Valores Numéricos</i>	10
<i>Tabla 5. Comparación entre la Producción Energética estimada y la real (Situación 4)</i>	10



# Referencias y Bibliografía

---

- [1] Joshua Pearce, "*Photovoltaics - A Path to Sustainable Futures*", 663-674, 2002.
- [2] «*New world record for solar cell efficiency at 46% French-German cooperation confirms competitive advantage of European photovoltaic industry*». Fraunhofer Institute, 1 de diciembre de 2014.
- [3] Roper, L. David (24 de agosto de 2011). «*World Photovoltaic Energy*»
- [4] Fuente: New Energy Finance, de la compañía estadounidense Bloomberg L.P.
- [5] Snapshot of Global PV Markets (IEA)  
[http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS\\_report\\_-\\_A\\_Snapshot\\_of\\_Global\\_PV\\_-\\_1992-2014.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf)
- [6] SPE, Global Market Outlook 2015.
- [7] *EuroSun 2016 Conference, Palma de Mallorca.*
- [8] REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [9] *El reto energético*, Valeriano Ruiz, ALMUZARA 2006. ISBN: 9788488586346
- [10] *Guía Completa de la Energía Solar Fotovoltaica y Térmica*, José M<sup>a</sup> Fernández Salgado, Editor Antonio Madrid Vicente, 2008. ISBN: 9788496709515
- [11] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [12] "*Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*", Ed. CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas). Madrid (2000). ISBN 84-7834-371-7
- [13] Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- [14] Real Decreto-ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución en las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- [15] «*La fotovoltaica en España representa el 2,9% en 2011*». Quenergia.com. 3 de enero de 2012.
- [16] «*Informe del Sistema Eléctrico español (2012)*». Red Eléctrica de España. 12 de junio de 2013.
- [17] «*Energías renovables en España en 2013: termosolar generó el 1,8%, fotovoltaica el 3,1% y eólica el 21,2%*». REVE. Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. 7 de enero de 2014.
- [18] <http://sagsolar.com/en>
- [19] B. Bose, “*Global warming: Energy, environmental pollution, and the impact of power electronics*”, IEEE Ind. Electron. Mag., vol. 4, no. 1, pp. 6–17, Mar. 2010.
- [20] D. A. Halamay, T. K. A. Brekken, A. Simmons, and S. McArthur, “*Reserve requirement impacts of large-scale integration of wind, solar, and ocean wave power generation*”, IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 2, no. 3, pp. 321–328, Jul. 2011.
- [21] T. Muneer, S. Younes, and S. Munawwar, “*Discourses on solar radiation modeling*”, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 11, pp. 551–602, May 2007.
- [22] C. A. Gueymard, “*The sun’s total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models*”, Solar Energy, vol. 76, pp. 423–453, Apr. 2004.
- [23] P. Rodríguez, E. Perez, H. Beltran and N. Aparicio, “*Predictive Power Control for PV Plants with Energy Storage*”, Energy Storage (ES), Photovoltaic (PV), IEE, 2012.
- [24] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, and M. García, “*Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion*”, Prog. Photovoltaics: Res. Applicat., vol. 20, pp. 226–237, Mar. 2012.
- [25] P. Denholm and R. M. Margolis, “*Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies*”, Energy Policy, vol. 35, pp. 4424–4433, Sep. 2007.
- [26] R. Sioshansi and P. Denholm, “*The value of concentrating solar power and thermal energy storage*”, IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 1, no.3, pp. 173–183, Oct. 2010.
- [27] R. Hara, H. Kita, T. Tanabe, H. Sugihara, A. Kuwayama, and S. Miwa, “*Testing the technologies*”, IEEE Power Energy Mag., vol. 7, no. 3, pp. 77–85, May/Jun. 2009.
- [28] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, and S. Ploix, “*Optimal power flow management for grid connected pv systems with batteries*”, IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 2, no. 3, pp. 309–320, Jul. 2011.
- [29] H. Beltran, M. Swierczynski, A. Luna, G. Vazquez, and E. Belenguer, “*Photovoltaic plants generation improvement using Li-ion batteries as energy buffer*”, in Proc. IEEE Int. Symp. Industrial Electronics, Gdansk, Poland, 2011, pp. 2063–2069.
- [30] J. P. Barton and D. G. Infield, “*Energy storage and its use with intermittent renewable energy*”, IEEE Trans. Energy Convers., vol. 19, no.2, pp. 441–448, Jun. 2004.

- [31] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, "Energy storage systems for transport and grid applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, Dec. 2010.
- [32] <http://www.invenesa.com/proyectos-extranjero/index.html>
- [33] <https://www.inveneryllc.com/ProjectsbyCountry/UnitedStates/GrandRidgeEnergyStorage.aspx>
- [34] <http://elperiodicodelaenergia.com/los-mayores-proyectos-de-almacenamiento-energetico-realizados-en-2015-en-el-mundo/>
- [35] Bruce Dunn, Haresh Kamath, Jean-Marie Tarascon, "Electrical Energy Storage for the Grid: a battery of choices", *SCIENCE*.
- [36] M. Zalani Daud, A. Mohamed, M.A. Hannan, "An improved control method of battery energy storage system for hourly dispatch of photovoltaic power sources". *Energy Conversion and Management*, ELSEVIER.
- [37] G. Wang, M. Ciobatarau, V. G. Adelidis, "Optimal capacity design for hybrid energy storage system supporting dispatch of large-scale photovoltaic power plant", *Journal of Energy Storage*, ELSEVIER, August 2015.
- [38] "Battery Energy Storage Technology for power systems- An overview", Jacob Ostergaard, Technical University of Denmark
- [39] <http://www.eleconomista.es/energia/noticias/7350902/02/16/Las-baterias-de-ionlitio-arrasan-en-el-mercado-de-almacenamiento-electrico.html>
- [40] <http://www.guinnessworldrecords.com/world-records/most-powerful-battery>
- [41] <http://www.businesswire.com/news/home/20111230005239/en/China%E2%80%99s-State-Grid-BYD-Launch-World%E2%80%99s-Largest>
- [42] <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/>
- [43] R. Van Haaren, M. Morjaria, V. Fthenakis, "An energy storage algorithm for ramp rate control of utility scale PV Plants", *Energy*, ELSEVIER, 2015.
- [44] *El sector eléctrico, de monopolio a mercado competitivo*, <http://energiaadebate.com/>
- [45] J.I. Pérez Arriaga, C. Batlle, C. Vázquez, *Los mercados eléctricos en Europa*, Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas, Madrid.
- [46] «BOE» núm. 184, de 2 de agosto de 2012, páginas 55144 a 55274 BOE-A-2012-10386
- [47] Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-3.1, P.O.-3.2, P.O. 3.8 y P.O. 3.9, para su adaptación al cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 CET.
- [48] E.F. Camacho, C. Bordons, "Model Predictive Control", Second Edition, 2004, SPRINGER. ISBN: 978-1-85233-694-3.

[49] <http://www.iie.org.mx/boletin032010/tenden.pdf>

[50] <http://elperiodicodelaenergia.com/las-renovables-britanicas-encadenan-varios-hitos-historicos-de-generacion-en-2016/>

[51] [http://www.playgroundmag.net/noticias/actualidad/Portugal-dias-viviendo-energias-renovables\\_0\\_1757824204.html](http://www.playgroundmag.net/noticias/actualidad/Portugal-dias-viviendo-energias-renovables_0_1757824204.html)