



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA  
BARCELONATECH  
Escola d'Enginyeria de Barcelona Est

TRABAJO DE FINAL DE GRADO

**Grado en Ingeniería de la Energía**

# OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA DE UNA RED INTELIGENTE



## **Memoria y Anexos**

**Autor:** Francisco Javier Cifuentes García.

**Director:** Oriol Gomis Bellmunt.

**Departamento:** EE.

**Co-Directores:** Pablo Buenestado Caballero y Leonardo Acho Zuppa.

**Convocatoria:** junio de 2018.



## Resumen

Este proyecto desarrolla e implementa un algoritmo de optimización lineal estocástica para asegurar la mejor operación de una red eléctrica de distribución con penetración de energías renovables, fotovoltaica y eólica, así como con diferentes sistemas de almacenamiento de energía. En esta red de quince buses, se incorporan recursos energéticos distribuidos que, junto con la energía proveniente de la red de transporte, abastecen la demanda eléctrica de una zona rural, industrial y metropolitana con diferentes características de demanda.

La optimización de la operación de la red se formula a partir de una linealización de las ecuaciones de flujo de potencia AC para asegurar que se opera bajo los criterios de seguridad y limitaciones del sistema: tensión en cada bus, corriente máxima, factor de potencia, rampas de los generadores, etc. Además, se modelan los convertidores de potencia de los DER para suministrar energía según sus curvas de operación reales. La estocasticidad se aplica tanto a los recursos meteorológicos a partir de un análisis de datos históricos, como a la demanda eléctrica en base al estudio de valores de predicción y demanda reales. La implementación se realiza en AIMMS® y la aproximación de las ecuaciones de flujo se verifica con MATPOWER en MATLAB®.

## Abstract

This project develops and implements a stochastic linear optimization model to ensure the best operation of an electrical distribution grid with penetration of renewable technologies, photovoltaic and wind turbines, and also with diverse energy storage systems. In this network of fifteen buses, distributed energy resources are incorporated which, together with the energy from the transmission network, supply the electricity demand of a rural, industrial and metropolitan area with different demand characteristics.

The optimization of the network operation is formulated using a linearization of the AC power flow equations to ensure that it operates under safety criteria and system limitations: voltage in each bus, maximum current, power factor, ramp rates, etc. In addition, DER power converters are modeled to supply power according to their actual operating curves. Stochasticity applies both to meteorological resources based on an analysis of historical data and to electricity demand based on the study of real prediction and demand values. The model is implemented in AIMMS<sup>®</sup> and the approximation of the power flow equations is verified with MATPOWER in MATLAB<sup>®</sup>.

## Resum

Aquest projecte desenvolupa i implementa un algorisme d'optimització lineal estocàstica per assegurar la millor operació d'una xarxa elèctrica de distribució amb penetració d'energies renovables, fotovoltaica i eòlica, juntament amb diferents sistemes d'emmagatzematge d'energia. En aquesta xarxa de quinze busos, s'incorporen recursos energètics distribuïts que, amb l'energia provinent de la xarxa de transport, proveeixen la demanda elèctrica d'una zona rural, industrial i metropolitana amb diferents característiques de demanda.

L'optimització de l'operació de la xarxa es formula a partir de la linealització de les equacions de flux de potència AC per assegurar que s'opera sota els criteris de seguretat i limitacions del sistema: tensió en cada bus, corrent màxim, factor de potència, rampes dels generadors, etc. A més, es modelen els convertidors de potència dels DER per subministrar energia segons les seves corbes d'operació reals. L'estocasticitat s'aplica tant als recursos meteorològics després d'una anàlisi de dades històriques, com a la demanda elèctrica sobre la base de l'estudi de valors de predicció i demanda reals. La implementació es realitza en AIMMS® i l'aproximació de les equacions de flux es verifica amb MATPOWER en MATLAB®.

## Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mi familia y amigos que me han apoyado en todos los momentos que lo he necesitado durante la carrera y la realización de este proyecto.

También es digno de aprecio el esfuerzo de los profesores y maestros que siempre han enseñado con pasión, motivándome a dar lo mejor de mí mismo y continuar aprendiendo.

Al director de este proyecto, Oriol Gomis, por ofrecerme la libertad de desarrollar una idea propia en este trabajo, resolver las dudas surgidas y corregirme cuando era necesario. También al CITCEA por brindar un entorno de trabajo donde desarrollar esta obra.

Al codirector del proyecto, Pablo Buenestado, por aclararme sin dilación las cuestiones planteadas.

A todos los compañeros de estudios que han hecho más liviana esta etapa.

Por último, quiero reconocer la labor de Marcel Hunting y el resto del equipo de soporte de AIMMS que me han ayudado a resolver las complicaciones surgidas durante la implementación del algoritmo.

## Glosario

### Siglas

AC	Corriente alterna
ACS	Agua caliente sanitaria
AIMMS	Advanced Interactive Multidimensional Modeling System
CPLEX	IBM ILOG CPLEX Optimization
DC	Corriente continua
DER	Recursos energéticos distribuidos
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado
DG	Generación distribuida
DOD	Profundidad de descarga
ESS	Sistemas de almacenamiento de energía
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IGBT	Transistor bipolar de puerta aislada
IP	Programación entera
LLC	Line Commutated Converters
LP	Programación lineal
MCS	Simulación de Monte Carlo
MIP, MILP	Programación entera mixta lineal
MPP	Punto de máxima potencia
MPPT	Seguidor del punto de máxima potencia
NLP	Programación no lineal
PC	Ordenador personal
PDF	Función de densidad de probabilidad
PV	Sistema fotovoltaico
REE	Red Eléctrica de España
RMS	Valor eficaz o raíz cuadrada de la media de los cuadrados, también <i>rms</i>
RMSE	Raíz cuadrada del error cuadrático medio
RTC	Real time clock
SD	Desviación típica
SLP	Programación estocástica lineal
SOC	Estado de carga de un sistema de almacenamiento
SP	Programación estocástica
THD	Tasa de distorsión armónica total
VRFB	Batería de flujo de vanadio redox, también VRB
WT	Aerogenerador

## Conjuntos indexados

E	Etapas o estadio del árbol de escenarios
ESS	Conjunto de todas las tecnologías de almacenamiento
H	Instantes de tiempo, de tamaño T
L	Conjunto de lados para aproximar la circunferencia, tamaño $k$
N	Conjunto de buses de la red, de tamaño $N$
PV	Conjunto de sistemas fotovoltaicos, tamaño $n_{PV}$
S	Conjunto de escenarios estocásticos, tamaño S
WT	Conjunto de aerogeneradores, tamaño $n_{WT}$

## Índices

$e$	Índice de estadios o etapas estocásticas
ESS	Cada elemento del conjunto ESS
$l$	Lado de la circunferencia
$n, m$	Índices de los buses
$pv$	Índice de sistemas fotovoltaicos
$s$	Índice de los escenarios estocásticos
$t$	Tiempo
$wt$	Índice de aerogeneradores

## Parámetros

$B_{nm}$	Elemento $nm$ de la matriz de susceptancias
$b_{nm}$	Susceptancia de la línea $nm$
$c$	Velocidad del viento en m/s
cap	Capacitivo
$D$	Superíndice que indica demanda de energía
$fp$	Factor de potencia
G	Irradiancia solar global
$G$	Superíndice que indica generación de energía
$G_{nm}$	Elemento $nm$ de la matriz de conductancias
$g_{nm}$	Conductancia de la línea $nm$
I	Intensidad de corriente
$ind$	Inductivo
$indus$	Industrial
$j$	Unidad imaginaria, $\sqrt{-1}$
$k$	Parámetro de forma de la distribución de Weibull
$máx$	Máximo



<i>mín</i>	Mínimo
<i>nom</i>	Nominal, cuando se indique <i>n</i> también
P	Potencia activa
$P_{nom}$	Valor nominal de potencia activa
pu	Por unidad
Q	Potencia reactiva
$R^2$	Coefficiente de determinación o correlación, también como $r^2$
<i>res</i>	Residencial
<i>s</i>	Potencia aparente en pu
$S_{base}$	Potencia base
<i>sh</i>	Superíndice que indica el elemento <i>shunt</i>
<i>slack</i>	Del bus slack o de referencia
T	Temperatura
V	Diferencia de potencial
$V_{base}$	Tensión base
$Y_{bus}$	Matriz de admitancias
$y_{nm}$	Admitancia de la unión de dos nudos <i>nm</i>
$Y_{nm}$	Elemento <i>nm</i> de la matriz de admitancias
Z	Impedancia
$\alpha$	Parámetro del cambio del rendimiento con la temperatura
$\eta$	Rendimiento
$\lambda$	Parámetro de escala de la distribución de Weibull
$\mu$	Media
$\sigma$	Desviación típica

### Variables

<i>v</i>	Tensión en pu
<i>carga</i>	Subíndice de carga del ESS
<i>desc</i>	Subíndice de descarga del ESS
<i>ESS2red</i>	Superíndice de flujo desde el ESS hacia la red
<i>p</i>	Potencia activa en pu
<i>P</i>	Potencia activa en unidades del SI
<i>q</i>	Potencia reactiva en pu
<i>Q</i>	Potencia reactiva en unidades del SI
<i>red2ESS</i>	Superíndice de flujo desde la red al ESS
<i>SOC</i>	Estado de carga
$\theta_{nm}$	Diferencia del ángulo de fase de la tensión, entre el bus <i>n</i> y el bus <i>m</i>

# Índice

Resumen .....	1
Abstract .....	2
Resum .....	3
Agradecimientos.....	4
Glosario .....	5
<b>1.- Introducción .....</b>	<b>10</b>
1.1.- Motivación.....	10
1.2.- Objetivos del trabajo.....	11
1.3.- Metodología.....	12
<b>2.- Estado del arte de las <i>smart grids</i> .....</b>	<b>13</b>
2.1.- Concepto.....	13
2.2.- Generación de energía eléctrica.....	14
2.3.- Almacenamiento de energía .....	16
2.4.- Convertidores estáticos de energía .....	22
2.5.- Control de la red .....	22
<b>3.- Descripción del sistema a estudiar .....</b>	<b>23</b>
3.1.- Componentes del sistema .....	24
3.1.1.- Módulos fotovoltaicos.....	26
3.1.2.- Aerogeneradores.....	27
3.1.3.- Almacenamiento de energía.....	29
3.1.4.- Convertidores estáticos de potencia .....	30
3.1.5.- Topología de la red.....	33
3.2.- Datos históricos .....	34
3.3.- Estudio de los datos históricos.....	36
3.3.1.- Datos de demanda eléctrica.....	36
3.3.2.- Datos de irradiancia.....	43
3.3.3.- Datos de viento.....	46
<b>4.- Formulación del problema de optimización estocástica .....</b>	<b>50</b>
4.1.- Fundamentos de programación matemática .....	50
4.2.- Optimización lineal estocástica .....	52
4.3.- Descripción matemática del problema.....	55
4.3.1.- Ecuaciones de flujo de potencia .....	56
4.3.2.- Generación de energía eléctrica.....	63
4.3.3.- Almacenamiento de energía eléctrica.....	63
4.3.4.- Convertidores de potencia .....	65
4.3.5.- Consumo de energía .....	67

4.3.6.- Emisiones de CO <sub>2</sub> y otros factores .....	68
<b>5.- Suposiciones y simplificaciones del problema .....</b>	<b>69</b>
<b>6.- Resolución del problema en AIMMS .....</b>	<b>71</b>
6.1.- Sobre el tiempo de resolución.....	73
6.2.- Interfaz de usuario .....	74
<b>7.- Resultados.....</b>	<b>75</b>
7.1.- Estudio determinista del día tipo en diferentes topologías .....	75
7.1.1.- Sin almacenamiento de energía.....	75
7.1.2.- Con almacenamiento de energía.....	79
7.1.3.- Verificación del flujo de potencia para el caso de topología mallada .....	83
7.2.- Influencia de los límites de tensión .....	84
7.2.1.- Verificación del flujo de potencia con MATPOWER.....	86
7.3.- Influencia del intercambio bidireccional con la red de transporte .....	88
7.4.- Influencia de la limitación del ritmo de variación de tensión.....	89
7.5.- Influencia de la limitación en las rampas de los generadores .....	90
7.6.- Efecto del factor de potencia de la energía importada.....	91
7.7.- Influencia del factor de emisiones de CO <sub>2</sub> asociado a la generación.....	92
7.8.- Análisis del incremento en la instalación de energías renovables .....	94
7.9.- Estudio estocástico bajo los errores en la predicción de la demanda .....	96
7.10.- Estudio completo bajo los errores de predicción de las tres variables.....	98
7.11.- Estudio horario durante una semana con tres variables estocásticas .....	100
<b>8.- Análisis del impacto ambiental .....</b>	<b>109</b>
8.1.- Metodología para la estimación de las emisiones de CO <sub>2</sub> asociadas .....	109
8.2.- Implementación del método .....	109
8.2.1.- Medida de las variables eléctricas .....	110
8.2.2.- Medida del tiempo y almacenamiento de los datos.....	113
8.2.3.- Estrategia de registro y medida de las variables.....	114
8.3.- Obtención de los datos históricos de generación eléctrica en España .....	115
8.4.- Tratamiento, adecuación de los datos y cálculos .....	116
8.5.- Huella de carbono del proyecto .....	118
<b>Conclusiones .....</b>	<b>121</b>
<b>Trabajos futuros.....</b>	<b>122</b>
<b>Presupuesto .....</b>	<b>123</b>
Referencias .....	125
Anexos.....	131

## 1.- Introducción

Históricamente, el ser humano ha empleado la energía para desarrollar sus comunidades y potenciar su dominio sobre el entorno. Hace unos 790.000 años los homínidos se hicieron con el control del fuego y comenzaron a emplearlo para cocinar, cazar, hacer herramientas mejores, iluminarse y calentarse. La primera fuente de energía dominada permitió a los seres antiguos expandirse por todo el mundo. Miles de años más tarde, los recursos renovables como el viento y los ríos se utilizaron de forma minoritaria para labores agrícolas y, con la mejora de la técnica, durante la primera revolución industrial, el ser humano continuó empleando combustibles fósiles para dar respuesta a sus necesidades energéticas cada vez más exigentes: fábricas, ferrocarriles, barcos de vapor, etc. El carbón que alimentaba la máquina de vapor permitía convertir energía mecánica en eléctrica mediante un generador. Pero a finales del siglo XIX una nueva forma de combustible se integraba en la tecnología: el petróleo. Aunque existían centrales hidroeléctricas, el recurso mayoritario era el petróleo. A principios del siglo XX el automóvil eléctrico fue dejado atrás por el vehículo de combustión de bajo coste. Comenzó entonces el despegue del vehículo de combustión y la proliferación de centrales de energía eléctrica basadas en combustibles fósiles. Grandes líneas de transporte llevaban la energía eléctrica entre ciudades y hasta áreas rurales. El coste de producción de energía disminuyó con el tiempo sin prestar atención a la eficiencia. Después de la Segunda Guerra Mundial, las centrales nucleares permitieron generar electricidad a partir de combustible nuclear. Las sociedades de consumo han permitido desarrollar la industria automovilística basada en la combustión hasta el punto de que, por ejemplo, en España existen 480 vehículos por cada 1000 personas. El transporte aéreo emplea combustibles fósiles y, aunque muchos ferrocarriles están electrificados, la energía eléctrica producida es en su mayoría a partir de fuentes contaminantes. De hecho, se prevé que, aún en el mejor escenario posible, en 2020 el 78% de la energía consumida a nivel mundial será de origen fósil. [1] Por otro lado, el continuo aumento de la población y el consumo de energía, con el actual uso de los recursos energéticos no renovables, tiene consecuencias medioambientales terribles ya inevitables.

El aumento de la temperatura media global y otros daños naturales derivados de las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes, producto de una generación de energía eléctrica tradicional, hacen que el uso de las energías renovables sea incuestionable para mitigar el cambio climático y los niveles de contaminación. Pero no solamente un cambio de paradigma energético es urgente, sino que ya es posible gracias al rápido desarrollo de las tecnologías más competitivas: energía fotovoltaica y energía eólica. La instalación de potencia renovable aumenta año tras año en una carrera contra el tiempo, y la eficiencia está recuperando importancia que merece. [1] Aun así, el modelo energético global no ha cambiado todavía: la energía eléctrica se produce en grandes plantas alejadas de la población y se transporta hasta el consumidor. Es necesaria una modernización de este concepto para mejorar la fiabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico, dotar a los consumidores de mayor soberanía y aumentar la integración de las energías renovables.

### 1.1.- Motivación

La integración de recursos energéticos distribuidos proporciona al sistema eléctrico de potencia seguridad adicional, aumenta su eficiencia y permite explotar el potencial energético renovable de cada zona. Cuanto mayor sea la dispersión de los generadores, mayor la continuidad de suministro de estas fuentes a nivel conjunto. El desarrollo tecnológico con la aparición de nuevos agentes y técnicas (vehículo eléctrico, microrredes, polígonos inteligentes, gestión de la demanda, telecomunicaciones, telecontadores, etc.) y el envejecimiento del sistema actual, fuerzan la evolución de las redes eléctricas. Por ello es de interés estudiar un caso de integración de recursos energéticos distribuidos en una red eléctrica de distribución.

La predicció de la meteorologia i la demanda elèctrica presenten sempre cert error en relació a los valors reals, es per ello que realitzar una estimació del comportament de un sistema exclusivament considerant estas previsions como los valors que realmente tendran lugar, puede incurrir en modos de operació subóptimos en el momento que realmente se manifesten las variables predichas y difieran de las consideradas en los cálculos. Por ello se debe plantear una optimización desde el punto de vista probabilístico que tenga en cuenta estas posibles desviaciones y asegure la mejor operació aun cuando la predicció no coincida con la realidad.

Los estudios que más abundan en el ámbito de la optimización de la operació de redes eléctricas están enfocados desde el punto de vista de la potencia activa, despreciando todos los fenómenos relacionados con la tensión, la potencia reactiva y los límites de funcionamiento de las líneas eléctricas. Esto puede dar lugar a soluciones que en la práctica no son posibles porque violan las condiciones normales de operació del sistema eléctrico. Es por ello que deben realizarse trabajos que mejoren este flujo de potencia activa mediante un análisis que acerque más los modelos a la realidad.

## 1.2.- Objetivos del trabajo

La finalidad de este trabajo es el estudio la optimización de la operació de una red eléctrica de distribución con recursos distribuidos (DER). La operació de una red eléctrica depende variados sistemas de control y gestión de sus agentes, pero este proyecto se enfoca en el sistema de gestión de la energía o *Energy Management System* (EMS). Existen diferentes escenarios bajo los que estudiar el funcionamiento de una red eléctrica: distintos tipos de generación, topología, tipos de demanda, herramientas de gestión, etc. En este proyecto se analiza el funcionamiento de un modelo de red de distribución en media tensión para el estudio de la integración de DER, propuesto por CIGRE. [2]

En este estudio, las tecnologías que se consideran oportunas para aprovechar los recursos distribuidos son las renovables más desarrolladas para esta tarea: generación mediante tecnología fotovoltaica y eólica, así como el almacenamiento energético con: baterías de flujo de vanadio redox, baterías de ion litio y pilas de hidrógeno. No se pretende determinar cuáles son las dimensiones óptimas de cada componente sino la mejor operació conjunta posible.

Cuando se trata de optimizar un sistema o un proceso deben establecerse uno o varios criterios de forma clara. Dada la situación actual, en este proyecto se considera necesario fijar el objetivo de la operació de la red en minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas del consumo energético de la red de transporte alimentada a través de un mix de generación contaminante. No obstante, es necesario garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico, por lo tanto, hay que cumplir unos límites de operació. Se van a incorporar estos límites y analizar su influencia sobre la operació en la integración de los recursos energéticos distribuidos. Cumpliendo estos límites, la mejor operació posible solo es determinable si se emplea un modelo de optimización lineal que la garantice. Es objeto de este proyecto mejorar la forma generalizada de representar matemáticamente el sistema eléctrico e introducir una modelización realista y segura del mismo; en el sentido de incorporar los efectos relevantes que tienen lugar en la realidad y que afectan la maniobra del sistema, como las caídas de tensión, los límites de corriente de las líneas o las características específicas de cada tecnología.

Además, existe un error asociado a la predicció de variables meteorológicas de las que dependen las tecnologías renovables. El mismo error ocurre con la predicció de la demanda eléctrica. Asumir estos errores nulos conlleva un resultado de operació determinista que, en caso de desviación del pronóstico, puede acarrear riesgos en la seguridad del sistema y una operació alejada de la óptima. Por ello, en este trabajo se trata de incorporar esta incertidumbre en el proceso de optimización y asegurar que el resultado es robusto en cualquiera de los escenarios posibles, aunque la predicció se aleje de la realidad.

Por otro lado, el horizonte temporal de operación a considerar es a corto y medio plazo, entendiéndose que el largo plazo es de interés en cuanto a remodelación y diseño de redes se refiere, pero que en cortos/medios periodos de tiempo, como los de la operación del sistema eléctrico, por ejemplo, desde unas horas hasta nueve días, no es relevante. Además, el error de predicción aumenta con el horizonte temporal, por ello no suelen emplearse predicciones de más de diez días en el tiempo. Estos horizontes son una práctica común y los que utiliza Red Eléctrica de España. [3]

Por último, es también objetivo de este trabajo realizar un estudio adecuado del impacto medioambiental que supone la elaboración del presente proyecto. Dadas las preocupaciones ambientales actuales, es necesario calcular de forma rigurosa la huella de carbono asociada a un trabajo de final de grado y que el estudiante sea consciente de las consecuencias sobre el entorno que la realización de su estudio comporta.

### 1.3.- Metodología

Abordar un problema requiere establecer una estrategia adecuada. El método desplegado para resolver los objetivos propuestos se compone de cinco fases:

1. Descripción del sistema a estudiar: red eléctrica, generación y almacenamiento.
2. Análisis de datos: meteorología y demanda eléctrica.
3. Modelización matemática del sistema.
4. Implementación del modelo para su optimización.
5. Obtención y análisis de resultados.

Junto con lo anterior y de forma paralela se elabora el desarrollo y ejecución de la estrategia para realizar un estudio medioambiental sólido basado en la medida del consumo eléctrico del ordenador personal empleado para la elaboración del presente proyecto.

## 2.- Estado del arte de las *smart grids*

En este apartado se recoge una revisión del conocimiento actual de las tecnologías que forman lo que se entiende como red inteligente. Primero se presenta el significado de red inteligente, después se analizan los componentes típicos que las componen y para terminar se introducen nociones básicas del control que debe ser aplicado a estos sistemas para su correcto funcionamiento.

### 2.1.- Concepto

En primer lugar, deben definirse los recursos energéticos distribuidos (DER) y la generación distribuida (DG). La generación distribuida es una fuente de energía eléctrica que se conecta directamente a la red de distribución o en el lado del contador del consumidor. [4] Los recursos energéticos distribuidos (DER), a diferencia de las unidades de generación de energía centralizadas, ofrecen el potencial de integrar fuentes de energía renovables y no renovables cerca de los consumidores. Ejemplos de este tipo de tecnologías son: máquinas de combustión interna, turbinas de gas, microturbinas, sistemas fotovoltaicos, pilas de combustible, aerogeneradores, baterías electroquímicas, minihidráulica, etc. La mayoría de estas tecnologías necesitan un inversor como intermediario con la red eléctrica de distribución. Estas tecnologías, comportan menos emisiones que la generación convencional. Los objetivos de la integración de estos recursos son mejorar la seguridad del sistema, aumentar la penetración de fuentes renovables, lidiar con el aislamiento de la red, el control distribuido y aumentar la eficiencia. También se incluyen en estos recursos las fuentes térmicas que usan residuos sólidos urbanos, de cogeneración y las microrredes. Éstas últimas, de forma agregada tienen gran importancia por poder operar en paralelo con la red o en modo aislado, por lo tanto, presentan beneficios en caso de fallos en la red principal. [5]

Un *smart grid* es una red que puede integrar de forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella (productores, consumidores y aquellos que hacen ambas) de tal forma que se suministre energía de forma sostenible, económica y segura. También se define como la siguiente generación de redes que integra las tecnologías de la información y computación en tiempo real dentro de su infraestructura. Se entiende que una red eléctrica inteligente es aquella que combina las tecnologías de la información usando sensores inteligentes y sistemas de comunicación rápidos que ayudan a equilibrar el sistema, pero que va más allá de los contadores inteligentes o telegestión, ya que los flujos bidireccionales de energía, información y capacidades de control otorgan nuevas y valiosas funcionalidades al sistema: seguridad, disponibilidad, eficiencia, desempeño económico. [6] No obstante, el impacto de las energías renovables en las redes eléctricas puede ocasionar problemas: consumo de reactiva, baja inercia, calidad de suministro. Estos retos se superan con el avance de la técnica y los sistemas: previsión, almacenamiento de energía, telecomunicaciones, protocolos, etc.

<b>Red tradicional</b>	<b>Red inteligente</b>
Mecanizada	Digitalizada
Comunicación unidireccional	Comunicación bidireccional
Generación de energía centralizada	Generación de energía distribuida
Pocos sensores y baja monitorización	Muchos sensores y elevada monitorización
Control y recuperación manual	Control y recuperación automáticos
Menos preocupación por la privacidad	Más preocupación por la privacidad
Producción y consumo de energía simultáneos	Uso de sistemas de almacenamiento
Control limitado	Control ampliado
Pocas opciones para el usuario	Numerosas opciones para el usuario
Lenta respuesta ante emergencias	Rápida respuesta ante emergencias

*Tabla 2.1. Comparativa de la red eléctrica tradicional y la inteligente. [6]*



Este concepto no es teórico y existen casos de redes inteligentes y microrredes en funcionamiento que han demostrado de forma experimental y práctica sus beneficios. Por ejemplo, el proyecto *Smart Rural Grid* en Cataluña, que lleva más de tres años en funcionamiento y demuestra las mejoras que conlleva dotar de inteligencia a un sistema energético rural conectado con la red de distribución pero que puede operar de forma autónoma integrando generación distribuida, o la red inteligente de Illinois cuya potencia instalada asciende a 1475 kW y se compone de generación eólica, fotovoltaica, turbina de gas y almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías. [7]

## 2.2.- Generación de energía eléctrica

En este apartado se presentan las características básicas de las diferentes tecnologías empleadas en la generación de energía eléctrica mediante recursos distribuidos renovables. Estas son:

- Energía solar: fotovoltaica y térmica
- Energía eólica
- Microturbinas
- Minihidráulica

### Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica aprovecha la irradiación solar convirtiéndola en energía eléctrica mediante células solares, compuestas por semiconductores cristalinos, donde tiene lugar el efecto fotoeléctrico. El material más empleado para la fabricación de estas células solares es el silicio. Una agrupación de celdas consigue aumentar la tensión y corriente que produce el sistema, entonces se conoce como módulo o panel fotovoltaico. La unión de módulos en serie aumenta la tensión (disminuyendo las pérdidas por los conductores) se denomina *string* y cuando se unen varios en paralelo se denomina *array*. La energía directamente generada por estos paneles es de tipo continuo, sin embargo, para la mayoría de aplicaciones se necesita corriente alterna, por ello es necesario el uso de onduladores. En caso de combinar esta tecnología con baterías, también es necesario un regulador de carga de las mismas. Además, la característica tensión-corriente de las placas fotovoltaicas presenta un punto de funcionamiento en el cual es posible extraer la máxima potencia dadas una irradiancia y una temperatura concretas; este punto se conoce como punto de máxima potencia (MPP) y para forzar el funcionamiento de las placas a la tensión y corriente de máxima potencia ( $V_{MPP}$  y  $I_{MPP}$ ) se emplea un convertidor DC-DC entre los módulos fotovoltaicos y el resto de sistemas; este convertidor realiza lo que se denomina seguimiento del punto de máxima potencia o MPPT. En muchas aplicaciones, habitualmente este algoritmo de seguimiento va integrado en el inversor o regulador de carga.

### Energía solar térmica

Consiste en aprovechar la energía solar para convertirla en energía térmica calentando agua, aire, aceites u otras sustancias. A partir de esta energía térmica, según la escala o dimensión del sistema (potencia) se le pueden dar varios usos: calor/frío industrial, agua caliente sanitaria, calefacción, producción de energía eléctrica, etc. En el caso de la generación de energía eléctrica existen diferentes métodos para transformar la energía térmica en eléctrica, aunque todos involucran un ciclo termodinámico, ya sea un disco parabólico Stirling, una central de colectores cilindro-parabólicos, de torre o Fresnel. Estos sistemas se encuentran limitados en rendimiento por el del ciclo termodinámico en que se basan (Rankine, Brayton o Stirling), pero algunos permiten almacenar la energía térmica en forma latente en tanques de sales fundidas, por ejemplo, o tener utilidad a escala dispersa como los discos Stirling; en última instancia, la energía mecánica obtenida del ciclo termodinámico se convierte en eléctrica mediante un alternador.



## Energía eólica

Se recogen en este grupo las tecnologías que aprovechan la energía cinética del viento para obtener otro tipo de energía. La aplicación más desarrollada actualmente es la producción de electricidad mediante aerogeneradores. Las turbinas eólicas se clasifican según el eje de giro por ser de eje horizontal o vertical. Las turbinas de eje vertical no necesitan sistema de orientación y son de instalación más sencilla, pero presentan una menor producción de energía a igual potencia instalada que las de tipo horizontal. Es por ello que las de eje horizontal son las más empleadas en la producción energética. Idealmente, la energía extraíble de una corriente de viento aumenta de forma proporcional al área de paso de la corriente y cúbicamente respecto a la velocidad. No obstante, las turbinas eólicas, que transforman la energía cinética del viento en energía mecánica para luego convertirla en eléctrica a través de un generador, conectado normalmente a través de una transmisión por engranajes, están teóricamente limitadas por el límite de Betz a producir como máximo el 59,26% de la energía teórica. De hecho, la energía real difiere respecto a la máxima por medio de un parámetro llamado coeficiente de potencia del rotor, el cual depende del cociente entre la velocidad de la punta de las palas y la velocidad del viento, conocido como velocidad específica de punta, así como del ángulo de calaje de las palas. Este coeficiente presenta una característica tal que, para cada velocidad específica de punta hay un ángulo de calaje que hace máximo el coeficiente de potencia y viceversa. Por ello se requiere un subsistema de control (MPPT) que modifique la velocidad de rotación o el ángulo de ataque de las palas. Un enfoque se logra interviniendo en el sistema eléctrico y otro modificando la aerodinámica del rotor. Existen también distintos modos de configuración del sistema de generación eléctrica dentro del aerogenerador: generador síncrono de velocidad variable conectado a red a través un convertidor AC/DC/AC, generador asíncrono con control de deslizamiento (empleando resistores en el rotor), generador asíncrono conectado en el rotor a la red por medio de un convertidor AC/DC/AC y directamente a la red por el estátor (configuración más usada por permitir controlar el torque o potencias del generador a la vez que se regula potencia reactiva entregada a la red) y también el uso de generadores tanto síncronos como asíncronos conectados por medio de un convertidor de potencia nominal del generador a la red.

## Microturbinas

Se entiende por generación eléctrica a través de microturbinas cuando la potencia producida es menor a 50 MW. Estos sistemas emplean un sistema de turbina de gas alimentado por un combustible (biogás, hidrógeno, etc) que combustiona en la cámara de combustión con aire a alta presión proveniente del compresor, solidario en rotación a la turbina, donde hace girar una serie de coronas de álabes produciendo energía mecánica en el eje, la cual es transformada en eléctrica por medio de un alternador conectado a través de un grupo de engranajes que reducen la alta velocidad de giro del eje. El combustible se puede obtener en el lugar, por ejemplo, mediante digestión de residuos (biogás) o electrólisis del agua (hidrógeno). Los gases de expulsión de la etapa de expansión (la propia turbina en sí misma) se puede redirigir a la entrada de aire de la cama de combustión para aprovechar el elevado calor residual contenido en estos y precalentar el aire aumentando la eficiencia del sistema. También es común redirigir los gases a la salida por un sistema de intercambio de calor que permita reutilizar esta energía térmica para otras aplicaciones (industria, calefacción, ACS, etc.). Esto se conoce como cogeneración o generación combinada de calor y electricidad. Gracias a esta recuperación de energía, el sistema puede alcanzar rendimientos energéticos combinados por encima del 80%.

## Minihidráulica

Este término hace referencia a una central hidroeléctrica de pequeño tamaño o potencia instalada. No hay un consenso en cuanto a los valores, pero suelen ser inferiores a los 10 MW. Se pueden situar en saltos de agua de poca altura generados por el desvío de un río o en el mismo (agua fluyente o sin regulación de caudal), integrar en el sistema de alimentación de agua potable, en un embalse, con

capacidad de bombeo, etc. Las turbinas empleadas en estos sistemas (Pelton, Francis, Kaplan) trabajan unidas a un multiplicador que hace girar el eje del generador síncrono. Este tipo de recurso, aunque puede conllevar ciertos impactos medioambientales (fauna acuática, sustracción de caudales, inundaciones, etc.), es una de las formas de generar energía eléctrica más madura y que permite aprovechar el potencial energético local de poblaciones con recurso hídrico. Estas mini-centrales suelen operar con un factor de capacidad de un 40% y con un rendimiento del orden del 80%. [8]

### 2.3.- Almacenamiento de energía

Se presenta a continuación una visión general del funcionamiento y características de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica principales que existen en las redes inteligentes: baterías, pilas de combustible, volantes de inercia, supercondensadores y superconductores. Después se introducen las diferentes aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en redes eléctricas.

#### Baterías electroquímicas

- Baterías de flujo

Este tipo de batería almacena energía en forma de potencial químico en diferentes especies de electrolito. Esta energía se convierte en electricidad mediante una reacción de oxidación-reducción (redox). En esta tecnología, los electrolitos se encuentran separados en dos tanques y se bombean a un conjunto de celdas donde se produce la reacción de intercambio por una membrana selectora de iones. [9] Existen principalmente dos tipos dentro de este grupo: de vanadio-redox y de bromuro-zinc. En el caso de vanadio redox (VRFB) el electrolito positivo y negativo contienen iones de vanadio en diferentes estados de oxidación, donde en la fase de carga el electrolito negativo se oxida en el ánodo y el positivo se reduce en el cátodo (en la descarga el proceso es el contrario). En las de bromuro-zinc se encuentran iones de bromo en el electrolito positivo e iones de zinc en el negativo. En la carga se reduce el zinc mientras se oxida el bromo y en la descarga se produce la reacción inversa.

Las ventajas son la alta capacidad y potencia, gestionables de forma independientes, larga vida útil, buen rendimiento, gran profundidad de descarga y alta seguridad. Sin embargo, su industrialización todavía presenta problemas en cuanto a materiales y elevada inversión inicial. [10]

- Baterías de ión-litio

Estas baterías operan mediante el movimiento de iones de litio entre los electrodos positivo y negativo: cuando se carga, los iones de litio provenientes del electrodo positivo se intercalan en el electrodo negativo (el electrodo negativo se enriquece de litio) por medio del electrolito; en la descarga, los iones de litio se mueven en dirección opuesta. El electrodo positivo está formado por componentes basados en litio como el  $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ,  $\text{Li}_2\text{MnO}_3$  o  $\text{LiFePO}_4$ .

El electrodo negativo más usado es el grafito, aunque se están desarrollando estudios sobre la sustitución de este material por silicio, estaño y sus óxidos con el objetivo de aumentar la capacidad específica del mismo. Tienen un alto coste inicial lo cual limita la aplicación masiva de esta tecnología como almacenamiento a gran escala. La carga y descarga aleatorias y frecuentes afectan al ciclo de vida de estas baterías lo cual restringe su aplicación. También presenta un aumento de la temperatura cuando se sobrecarga, lo cual deriva en riesgos de seguridad. El progreso en este tipo de baterías está fuertemente impulsado por el desarrollo del vehículo eléctrico y dispositivos electrónicos de consumo. Una aplicación frecuente es en sistemas de energía renovable a nivel de redes y microrredes. [10]

- Baterías de plomo-ácido

Las baterías Pb-ácido son un tipo de baterías secundarias que tratan el plomo y su óxido como los electrodos y una disolución de ácido sulfúrico como electrolito.

Este sistema de almacenamiento es el más maduro y con menor coste dentro de la categoría de baterías electroquímicas. Se han empleado durante años como respaldo en centrales y estaciones de transformación, lo cual ha favorecido a mantener la fiabilidad de operación del sistema de potencia. Sin embargo, su capacidad decrece significativamente tanto con los ciclos profundos como con las descargas rápidas. Otras características son su baja densidad energética, baja densidad de potencia, largos tiempos de carga, corto ciclo de vida y ratios altos de autodescarga. Además, es probable que causen contaminación ambiental. Por todo lo anterior, a pesar de su bajo coste, esta tecnología se ha empleado muy poco como almacenamiento de energía en sistemas de potencia orientados al mercado. [10]

- **Baterías de níquel-cadmio**

El electrodo positivo es el níquel y el negativo es el cadmio mientras que el electrolito es una disolución de hidróxido de potasio. Estas baterías fueron la tecnología predominante en los años 90. Se caracterizan por una rápida recarga, ciclos de vida largos y profunda descarga sin pérdida de capacidad o deterioro. Pueden llegar a 3000 ciclos, sin embargo su aplicación está limitada por el coste y la toxicidad del cadmio que presenta preocupaciones a nivel medioambiental. [11]

- **Baterías de sodio-níquel**

En la carga, el NaCl y Ni se transforman en NiCl<sub>2</sub> y Na fundido (en la descarga se invierte). La batería emplea un material cerámico como electrolito que separa los iones positivos de sodio, pero aísla los electrones. Por lo tanto, la reacción solo tiene lugar si existe un circuito externo que permita el flujo de electrones. Son sistemas que operan a alta temperatura (270-350°C) y se emplean principalmente en vehículos eléctricos o híbridos

- **Baterías de sodio-azufre**

En estas baterías se opera con sodio y azufre fundidos como electrodos negativos y positivo respectivamente. La temperatura de operación es de 300°C a 350°C. Los requerimientos a gran escala en integración en la red fuerzan mejoras en esta tecnología: las altas temperaturas pueden provocar incendios y la corrosión también es un obstáculo en su desarrollo. Las ventajas son su alta profundidad de descarga, elevada eficiencia y prácticamente nula autodescarga. [10]

### **Pilas de combustible**

Una célula de combustible permite suministrar corriente eléctrica a partir del flujo de combustible y oxidante (oxígeno). En esta tecnología en lugar de reaccionar los electrodos en función del estado de carga, los electrodos son estables y catalíticos: se suministran como flujo continuo desde el exterior. No contiene partes mecánicas, no emite sustancias contaminantes, es ligera y segura, sin embargo, no ha llegado al estado de madurez para implementarse de forma comercial en la industria. La eficiencia ronda el 40-60% y aumenta hasta el 85% en cogeneración. Han tenido aplicaciones en vehículos espaciales empleando hidrógeno y oxígeno, cuya reacción da agua. También se ha implementado en vehículos eléctricos, como el FCX Clarity del fabricante Honda. El hidrógeno se puede obtener a partir de gas natural, agua y otros combustibles, para ser después comprimido o licuefactado y almacenado. Las pérdidas asociadas al límite del rendimiento y el consumo del almacenamiento se suelen compensar con el aumento de la densidad energética en almacenamiento. [11]

### **Volantes de inercia**

Estos sistemas se componen de un rotor suspendido en cojinetes, generalmente magnéticos, en una cámara de vacío (para reducir las pérdidas por fricción) y cuyo eje se conecta a una máquina eléctrica reversible, que actúa como generador cuando se descarga la energía acumulada en forma de inercia rotacional en la masa giratoria, y que funciona como motor durante la carga, donde el volante se acelera a altas velocidades y se mantiene la energía en forma cinética. La energía depende del cuadrado de la

velocidad por eso se mantiene a altas velocidades y también del cuadrado del radio, así como de la masa, lo cual hace que estos sistemas sean pesados y de tamaño considerable.

Estos sistemas tienen baja capacidad de energía, pero un tiempo de respuesta instantáneo, así como un elevado número de ciclos de carga y descarga, por lo tanto, una larga vida útil. Por ello suele ser interesante para aplicaciones de mejora de calidad de suministro en las que se debe absorber e inyectar energía continuamente. Además, tienen una alta eficiencia energética, cercana al 90%.

### Supercondensadores

En estos sistemas la energía se almacena en forma de campo eléctrico; se basan en celdas electroquímicas con dos electrodos, un electrolito y una membrana porosa. No se producen reacciones químicas, sino que se polarizan capas de líquidos entre el electrolito y el electrodo. Según la superficie se pueden clasificar en condensadores, supercondensadores y ultracondensadores. Además se pueden diferenciar por el diseño de los electrodos: simétricos o asimétricos.

La respuesta en un corto periodo de tiempo es muy rápida, pero como desventaja tienen poca capacidad energética, por lo tanto, son muy útiles en aplicaciones de elevadas potencias durante periodos cortos: fluctuaciones en generación, fallos a muy corto plazo, etc. Además, la autodescarga es muy reducida.

### Superconductores

En estos sistemas la energía se almacena como campo magnético en una bobina refrigerada ( $< 70\text{ K}$ ), por medio de hidrógeno o helio, que se encuentra en un entorno de vacío forzado lo cual le confiere propiedades superconductoras con resistividad muy reducida. El material suele ser Niobio-Titanio. La idea de reducir la resistencia viene de que la energía que almacena un inductor depende de la corriente al cuadrado y de la inductancia, y como la corriente es inversamente proporcional a la resistencia, disminuyendo la resistencia de la bobina se puede aumentar la capacidad de almacenamiento. [9]

Esta tecnología está menos desarrollada que las demás y se encuentra en etapa de investigación debido a su densidad energética limitada y a la desventaja que supone el sistema de refrigeración permanente a temperaturas tan bajas, lo cual disminuye el rendimiento global del sistema.

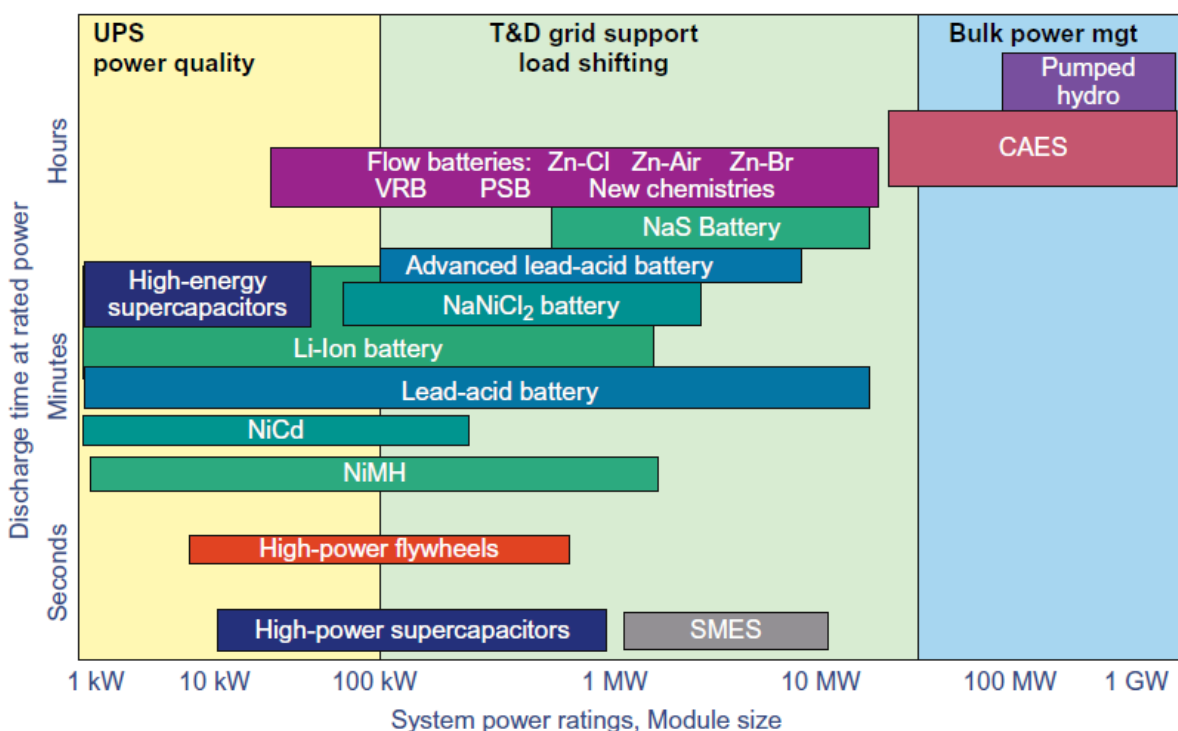


Figura 2.1. Características de aplicación de cada tecnología en relación a su capacidad y potencia. [12]

Los sistemas de almacenamiento de energía tienen diferentes aplicaciones según sus características de potencia y capacidad: *peak shaving* (alisado de picos de demanda), nivelación de carga (*load leveling*), regulación de frecuencia, estabilidad de generación, calidad de suministro (frente a fallos), como reserva rodante, etc. [13] En el gráfico anterior se resumen de forma general los rangos de funcionamiento y aplicaciones de cada ESS según sus propiedades de potencia y capacidad normales.

El objetivo concreto a desarrollar por parte de cada sistema de almacenamiento de energía supone el dimensionado y diseño específico del mismo. Los mencionados anteriormente se presentan de forma gráfica para ilustrar sus principios de funcionamiento.

### Regulación de frecuencia

Los sistemas de almacenamiento de energía se cargan o descargan en respuesta a un incremento o descenso de la frecuencia de la red. Esta opción es especialmente útil debido a la rápida respuesta de operación y emisiones neutras que conlleva su ejecución.

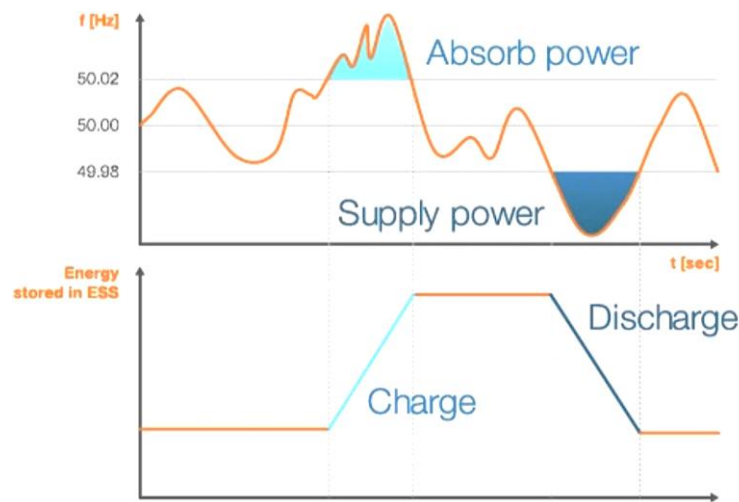


Figura 2.2. Regulación de frecuencia con ESS. [13]

### Desplazamiento de carga: nivelación y alisado de picos

El *load shifting* consiste en almacenar energía durante un momento para liberarla en otro. En el caso de la nivelación de carga (*load leveling*) se suelen almacenar grandes cantidades de energía durante periodos de baja demanda y se entrega al sistema cuando hay alta demanda. De esta manera se reduce la carga de instalaciones de generación destinadas a cubrir los picos, las cuales son menos económicas.

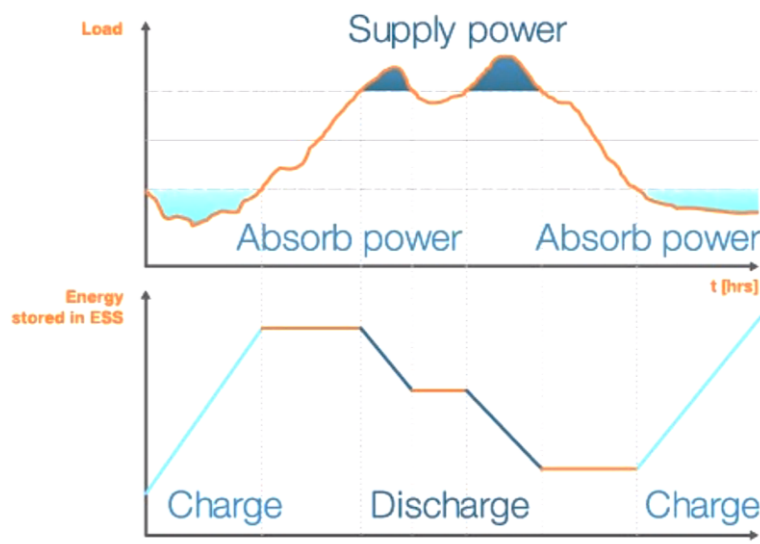


Figura 2.3. Nivelación de carga. [13]

El alisado de picos o *peak shaving* es similar, pero en este caso se trata de evitar la instalación de potencia adicional para suministrar energía en periodos de pico con una variabilidad alta en la carga. Estas instalaciones normalmente se encuentran en el lado del consumidor en lugar de a escala de red y algunas ventajas son: disminución de facturas eléctricas y reducción del coste de operación de los sistemas de generación convencional que cubren los picos. Las cantidades de energía involucradas en esta estrategia no suelen ser elevadas. [13]

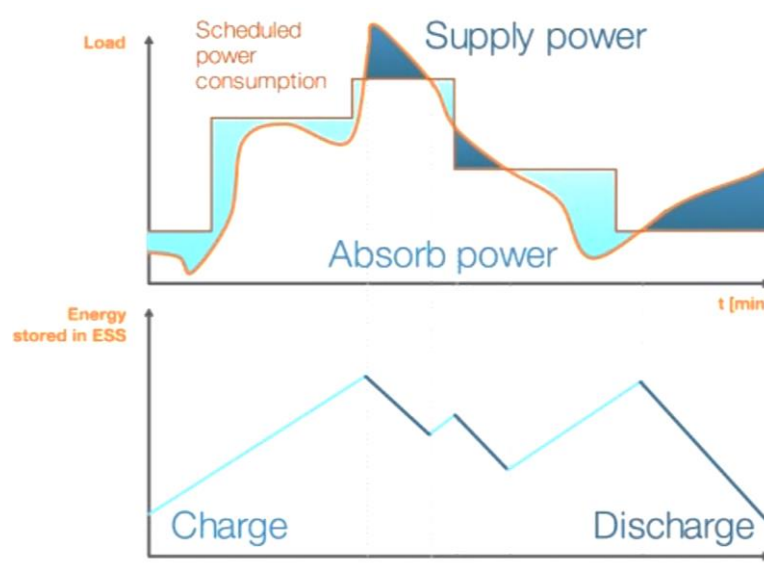


Figura 2.4. Alisado de picos. [13]

### Estabilización de la generación

Esta técnica tiene su aplicación en instalaciones de generación de energía renovables cuya fuente primaria presenta o puede presentar fluctuaciones rápidas, lo cual da lugar a cambios repentinos en la producción de potencia. Ejemplos son: la variación de la velocidad del viento que afecta a los aerogeneradores y el sombreado parcial de plantas fotovoltaicas por nubes. Esto es de importancia ya que esta disminución de potencia entregada debe ser provista por otro sistema de generación de energía eléctrica. Con esta técnica se trata de dar firmeza a la salida de potencia de instalaciones renovables, *capacity firming*, suavizando la entrega efectiva de potencia a la red, eliminando rápidos cambios en la potencia (alto *ramp rate*) y disminuyendo la diferencia entre el voltaje máximo de salida y el mínimo (*voltaje swing*). [13]

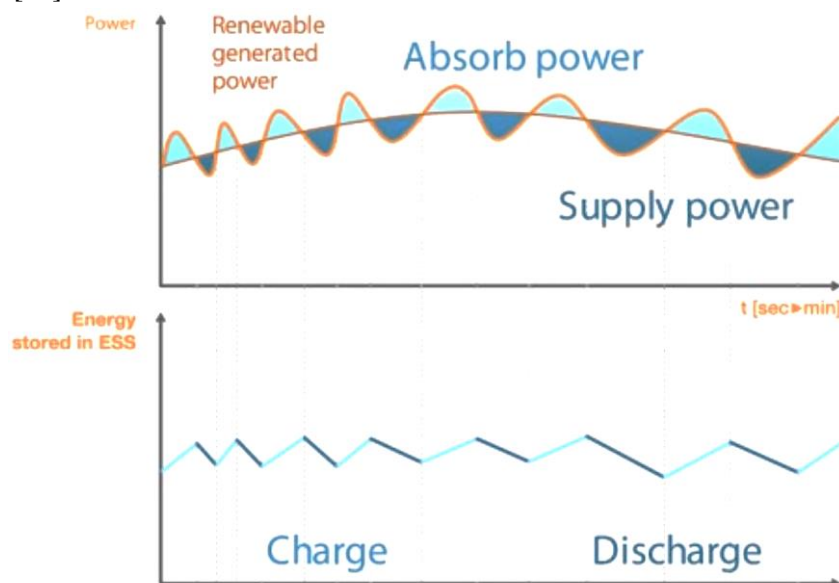


Figura 2.5. Estabilización de entrega de potencia. [13]



### Calidad del suministro

En aplicaciones donde el suministro debe ser garantizado, tienen uso sistemas de almacenamiento para asegurar las cargas críticas y proteger sistemas aguas abajo durante eventos de corta duración que afectan a la calidad de la energía suministrada por la red eléctrica.

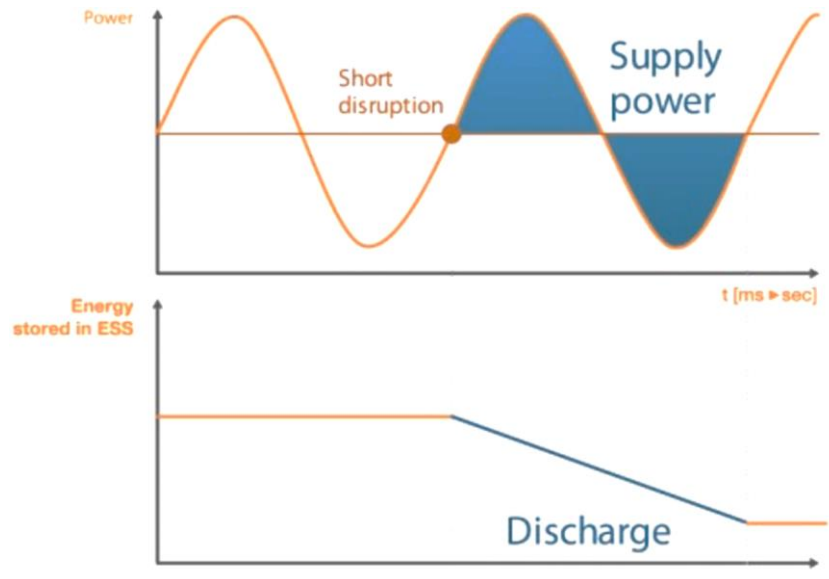


Figura 2.6. Calidad y seguridad en cargas críticas. [13]

### Reserva rodante

Conocida como *spinning reserve*, el sistema de almacenamiento se mantiene a un nivel de carga preparado para responder ante fallos en la generación o la red de transporte. Según la aplicación, el ESS puede responder en el rango de milisegundos a varios minutos entregando energía para mantener la continuidad de suministro en la red mientras los generadores de respaldo (*back-up*) comienzan a funcionar y se conectan a la red. Esto permite que las plantas de generación de energía funcionen en su punto de potencia óptima o máximo rendimiento sin tener que establecer un porcentaje de su capacidad para reserva rodante o tener generadores de reserva funcionando a baja potencia. [13]

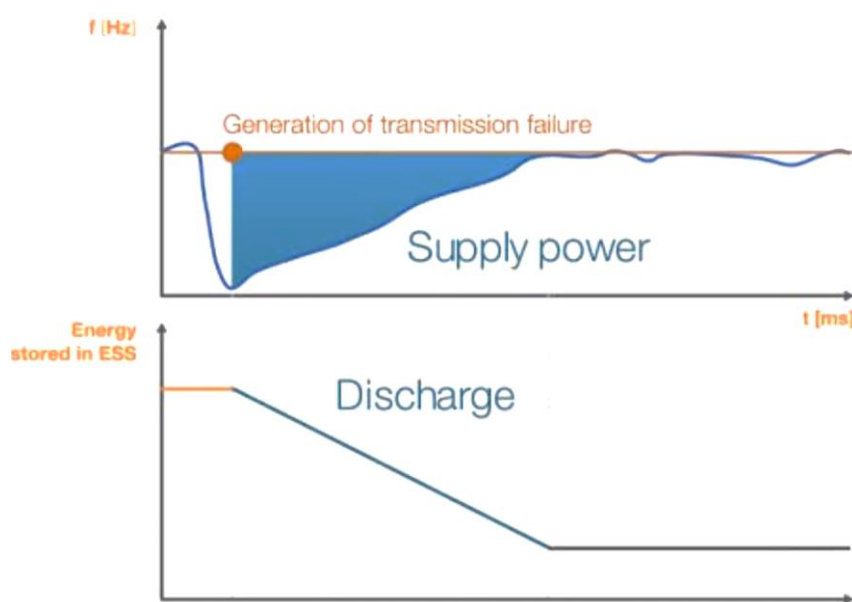


Figura 2.7. Reserva rodante mediante ESS. [13]

## 2.4.- Convertidores estáticos de energía

La importancia adquirida reciente por estos sistemas se debe a su papel en el control de los sistemas energéticos. Un convertidor permite extraer y gestionar la máxima potencia de una fuente, así como acondicionar la potencia, transformar electricidad DC en AC y viceversa, para entregar energía de calidad acorde con los requerimientos (contenido armónico, reactiva, etc.).

Existen diferentes topologías de convertidores para introducir energías renovables a la red eléctrica o en microrredes. Estos convertidores pueden clasificarse según varios criterios: número de niveles, tipo de semiconductor empleado, etc. Según el tipo de semiconductores empleados se tienen los siguientes:

- Inversores basados en transistores IGBT o similares: proporcionan altas frecuencias de *switching* o ratio al que la tensión DC se mantiene en nivel alto y bajo en procesos de modulación (PWM, PFM, etc.). Se denominan convertidores fuente de tensión y pueden controlar de forma independiente la potencia activa y reactiva, proporcionar capacidad de arranque autógeno (*black start capability*) e inyectar corriente con bajo contenido en armónicos permitiendo el uso de filtros menos severos. No obstante, debido a la alta frecuencia de operación, las pérdidas son elevadas. [14]
- Inversores basados en tiristores o similares: requieren la existencia de una red eléctrica para operar, por lo tanto, no pueden funcionar de forma aislada. Se conocen como *Line Commutated Converters* (LLC) y son capaces de controlar la energía activa consumiendo energía reactiva de forma no controlable. Requieren de grandes filtros para eliminar las corrientes armónicas que generan. La ventaja es que existen modelos de alta tensión y potencia que provocan menores pérdidas porque funcionan a la frecuencia de red. [14]

## 2.5.- Control de la red

El control de una red es la pieza fundamental para asegurar la seguridad del sistema, la operación óptima económica en base a restricciones regulatorias y del sistema, la reducción de emisiones, etc. Este control se lleva a cabo a través de un controlador central (CC) y de los controladores dedicados de cada sistema DER llamados controladores locales (LC o MC).

El controlador dedicado de cada fuente o DER es se encarga de ejecutar las funciones de control local de cada DER, mientras que el controlador central gestiona el control, en un nivel superior, de la operación y protección de la red a través de los controladores locales. El controlador de cada DER (LC o MC) debe controlar de forma independiente, es decir, sin comunicación entre el controlador central, el flujo de potencia y el perfil de tensión en respuesta a cualquier cambio en la demanda o problema en la red. Además, participa en la gestión óptima de la generación y de la demanda controlando los ESS. Su característica principal es la rápida respuesta ante los voltajes y corrientes locales o cercanos al sistema que gestiona. Un MC no interactúa independientemente con otro MC en la red. En caso de que una consigna del controlador central sea peligrosa, el controlador local invalida dicha orden. La función principal del controlador central es mantener la calidad de potencia y la fiabilidad del sistema por medio del control de potencia-frecuencia (P-f), del control de voltaje (Q-V) y de la coordinación de las protecciones. También ejecuta la programación en el tiempo de cada DER en base a criterios económicos y ayuda a mantener la absorción de energía de la red principal en los niveles acordados por contrato. Es decir, el controlador central además de coordinar la protección, proporciona el despacho de energía y las consignas de tensión para todos los sistemas DER. En consecuencia, el controlador central, asegura la optimización energética de la red y mantiene la tensión y la frecuencia dentro de los perfiles de operación especificados. Este controlador se diseña para operar de forma automática, con intervención manual cuando se desee. Monitorea de forma continua la operación de cada DER a través de dos módulos principales: módulo de gestión de energía y módulo de protección y coordinación. [15]



### 3.- Descripción del sistema a estudiar

El caso de estudio a desarrollar consiste en un modelo de referencia de red de distribución de media tensión. El *benchmark* es el propuesto por CIGRE para el estudio de la integración de energías renovables y recursos distribuidos en las redes eléctricas; presentado en 2014 en la serie de folletos técnicos (*technical brochures*) sobre sistemas distribuidos. [2] Esta red deriva de una red de media tensión existente en el sur de Alemania, que abastece a una pequeña ciudad y al área rural circundante. La diferencia con respecto a la red real es una disminución del número de nudos para facilitar la flexibilidad y el estudio, manteniendo su carácter realista. Se proponen dos configuraciones diferentes: una europea y otra norteamericana. [2] En este proyecto se trabaja sobre la configuración europea.

La red está formada por dos *feeders* trifásicos, ambos con estructura ajustable entre mallada o radial (más común en instalaciones rurales). El voltaje nominal es de 20 kV y la frecuencia 50 Hz. Los desequilibrios típicos no se incluyen de forma explícita, pero se pueden considerar ya que el modelo de referencia permite cierta flexibilidad. Las líneas son tanto aéreas (conductores A1 o A1/S1A) como subterráneas (XLPE). [2] Cada *feeder* se alimenta a través de un transformador de 110 kV a 20 kV, de 25 MVA cada uno, de los cuales se dan los parámetros relativos a su impedancia equivalente y desfase introducido. La estructura ajustable, ver Figura 3.1, se logra por medio de los interruptores S1, S2 y S3. Cerrando el interruptor S1 se interconectan ambos *feeders* mediante una red de distribución, mientras que cerrando S2 y S3 se crea una estructura mallada en el *feeder* 1.

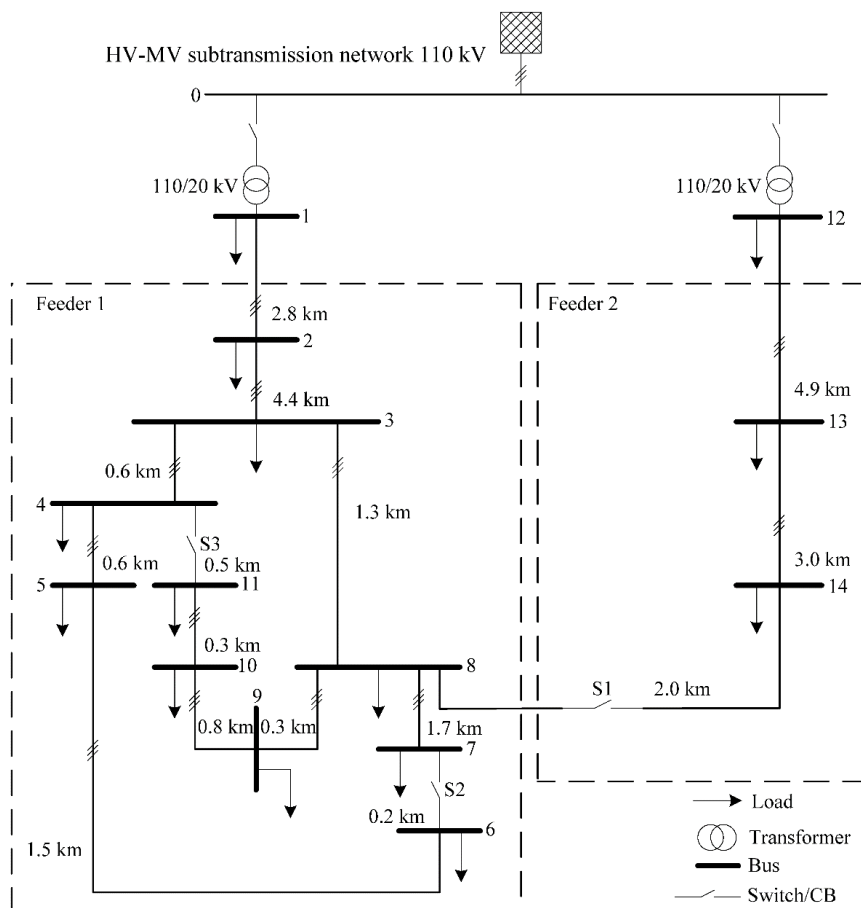


Figura 3.1. Topología de la red de distribución de referencia [2]

Como esta red es muy robusta, se han adaptado algunos parámetros para observar mejor los fenómenos que tienen lugar y el papel que juegan las diferentes tecnologías en ellos: se ha aumentado la potencia de generación de energía distribuida en cada bus por encima de la propuesta de CIGRE y su reparto. Esto es algo que permite modificar la red de referencia y que también aplican otros estudios. [2] [16]

### 3.1.- Componentes del sistema

En este apartado se presentan las características principales de las distintas unidades de generación de energía eléctrica de origen renovable, así como de almacenamiento de energía que se consideran existentes en la red a estudiar. Las tecnologías de generación seleccionadas son: solar fotovoltaica y eólica; por su carácter de recursos distribuidos, su naturaleza renovable y su madurez de desarrollo. La potencia de cada tecnología se ha elegido de tal forma que el porcentaje de potencia solar sobre el de eólica es igual que en España el año 2017, es decir, una relación de 0,3022 kW<sub>PV</sub>/kW<sub>WT</sub>. En España la suma de potencia renovable instalada sobre el mayor pico de demanda, toma el valor de 51552 MW / 43996 MW  $\approx$  1,172. La potencia total de almacenamiento se considera entonces el 17,2% de la media entre la demanda máxima del día de mayor demanda y la demanda máxima el día medio de la red en estudio. La potencia total instalada renovable se establece igual a la mitad de la media entre la demanda máxima del día de mayor demanda y la demanda máxima el día medio de la red en estudio.

Para la selección de la capacidad de almacenamiento se ha resuelto un problema de optimización obteniendo una frontera de valores mínimos de emisiones de CO<sub>2</sub>, asociadas a la energía importada de la red de transporte, y costes de potencia y capacidad de almacenamiento de energía. Este problema es una versión simplificada del caso desarrollado en apartados siguientes: se considera un factor de emisiones constante, no se valora la degradación, la autodescarga es la misma para todas las tecnologías, la potencia de todos los sistemas de almacenamiento es la misma, se incluyen las tecnologías de ión litio, pilas de H<sub>2</sub> y vanadio redox, el precio de las tecnologías es el promedio del actual y el factor de potencia mínimo de la energía importada es 0. [17] Así se elige la capacidad mejor que arbitrariamente.

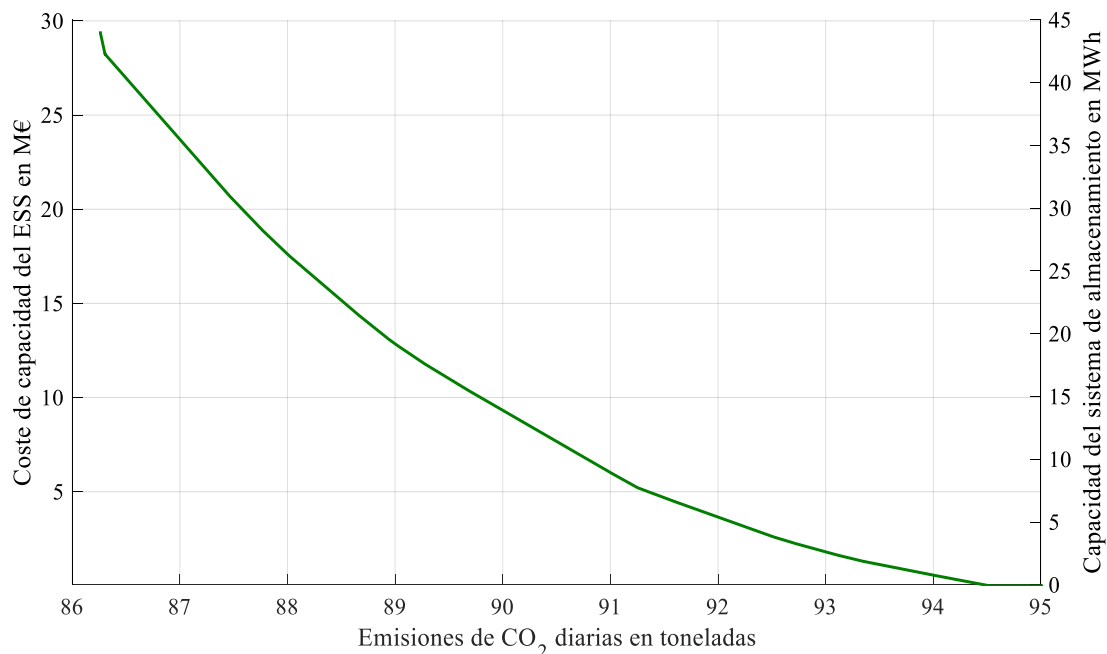


Figura 3.2. Frontera de valores mínimos de emisiones de CO<sub>2</sub> e inversión inicial de los sistemas de almacenamiento.

El reto consiste en elegir un compromiso razonable entre ambos objetivos. En este caso, como el problema es una simplificación del original, sin consideraciones adicionales, el valor de capacidad inicial instalada en el sistema se toma de 32.600 kWh, o unas cuatro horas y media a potencia nominal.

<b>Potencia eólica</b>	14.700 kW
<b>Potencia fotovoltaica</b>	4.900 kW
<b>Potencia de almacenamiento</b>	6.300 kW
<b>Capacidad de almacenamiento</b>	32.600 kWh

Tabla 3.1. Instalación del sistema en base a los equipos comerciales.

El reparto de la capacidad inicial de almacenamiento, en una primera instancia, se considera el resultante del óptimo del valor de capacidad elegida:

Tecnología	Potencia	Capacidad	Relativa
Pila de H <sub>2</sub>	2.100 kW	4613 ≈ 4.700 kWh	14.4%
Ión Litio	2.100 kW	13527 ≈ 13.500 kWh	41.4%
Vanadio redox	2.100 kW	14460 ≈ 14.400 kWh	44.2%

Tabla 3.2. Características del almacenamiento por tecnologías.

De esta optimización se concluye que actualmente las tecnologías de ión litio y vanadio redox son altamente competentes, aunque despunta algo más VRFB, en comparación a la tecnología de hidrógeno.

La selección de estos valores de potencia de generación y almacenamiento permiten estudiar la red con un alto porcentaje de penetración de renovables. En los subapartados siguientes se presentan las características más destacables de los modelos comerciales elegidos para cada tecnología. En conjunto, el sistema en estudio se puede esquematizar como se muestra en la figura siguiente.

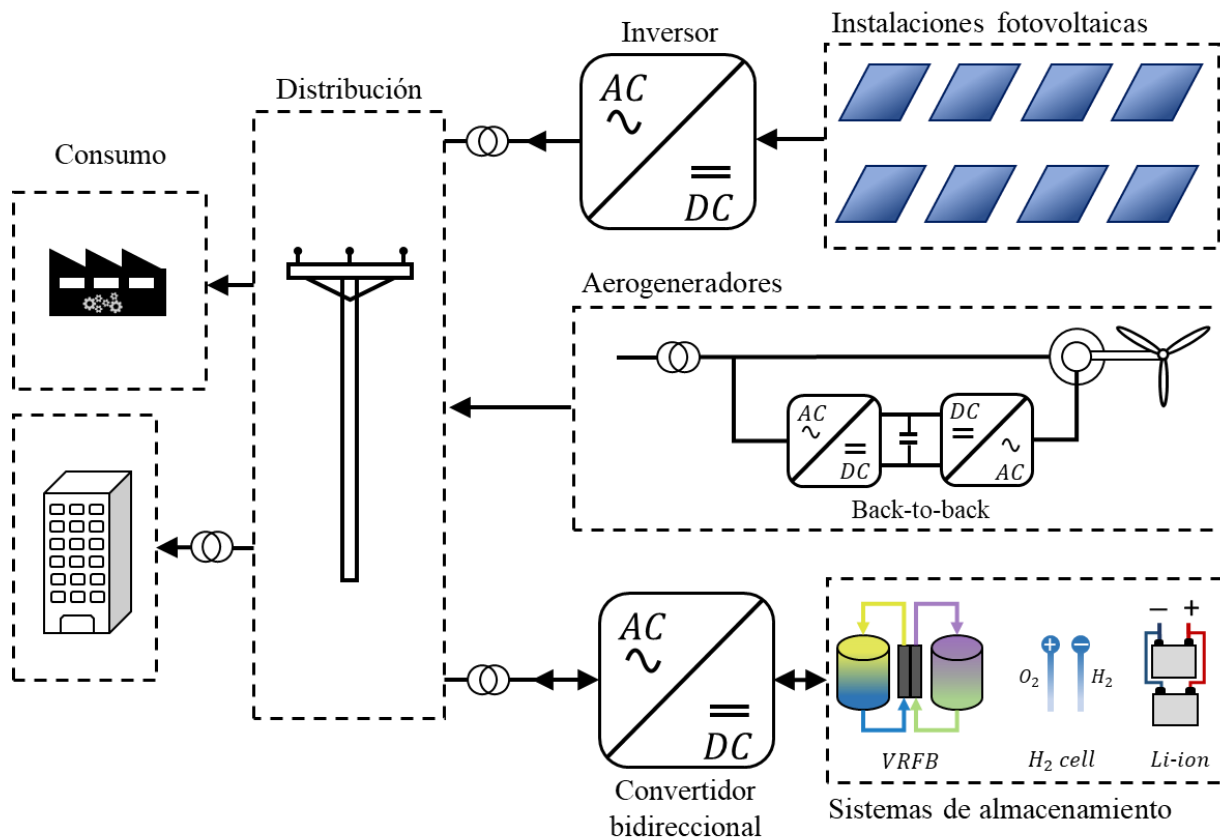


Figura 3.3. Esquema de los componentes que forman el sistema en estudio y posibles flujos de potencia activa.

En los subapartados siguientes se dan las características relevantes de cada tecnología de cara al modelado de los componentes del sistema y se justifica la elección de los modelos comerciales considerados.

### 3.1.1.- Módulos fotovoltaicos

Aunque el sistema puede emplearse para comparar el desempeño de las diferentes tecnologías fotovoltaicas, la elección de una tecnología concreta permite estudiar la operación dejando de lado del dimensionado óptimo. Se ha elegido el modelo LG<sup>®</sup> NeON2 que es un panel con 72 células monocristalinas. Las características técnicas más importantes se recogen en la siguiente tabla.

Potencia máxima	400 W
Tensión de circuito abierto	49,30 V
Corriente de cortocircuito	10,47 A
Tensión MPP	40,60 V
Corriente MPP	9,86 A
Rendimiento	19,3%
Coefficiente térmico de potencia	-0,36%/°C

Tabla 3.3. Características STC de los módulos fotovoltaicos. [18]

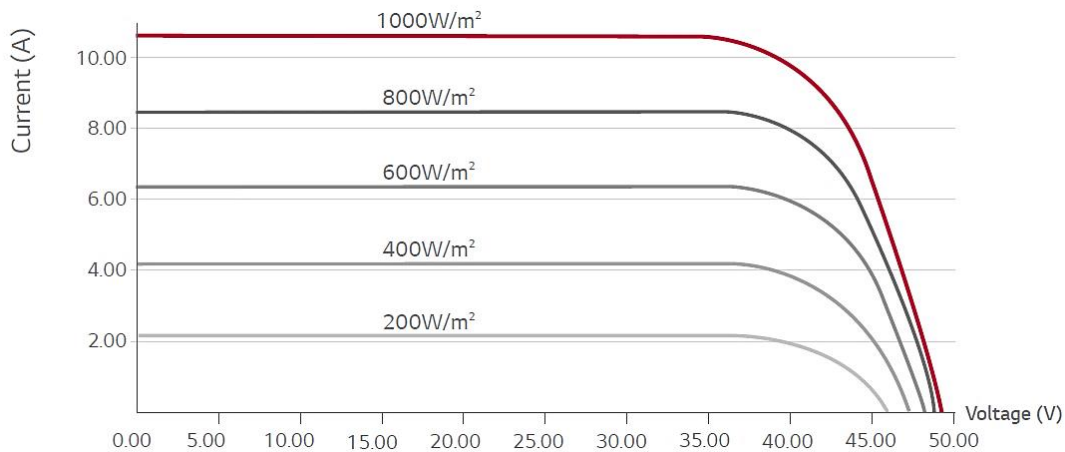


Figura 3.4. Curvas características de los paneles fotovoltaicos elegidos. [18]

Junto con el estudio del dimensionado se debe determinar la ubicación de los sistemas fotovoltaicos. Pueden ser de más interés algunas ubicaciones por contar con menos obstáculos y sombras, pero tal vez conectar el sistema a un bus determinado afecte negativamente al nivel de tensión en dicho bus. Los costes de instalación también pueden variar según la zona. Estamos ante un problema complejo de diseño que no se pretende atender en el presente estudio.

A su vez, el modelo más ampliamente aceptado de un módulo fotovoltaico se construye a partir del circuito eléctrico equivalente de sus celdas. Este circuito da cuenta del fenómeno de polarización de la celda, a través de un diodo, y de las pérdidas, por medio de dos resistencias (serie  $R_s$  y *shunt*  $R_{sh}$ ). Este modelo se denomina de un solo diodo y se puede determinar con los datos que dan los fabricantes a partir de las características técnicas de los módulos. No obstante, un módulo está formado por la asociación de varias celdas (normalmente en serie) y un *array* por varios módulos por lo que para extender el modelo solo hay que modificar el número de diodos en serie y en paralelo, así como el número de resistencias en serie y *shunt*. La ecuación característica de un *array* fotovoltaico cuyos módulos tienen  $n_s$  celdas en serie cada uno,  $n_p$  módulos en paralelo y  $n_m$  módulos conectados en serie, es la siguiente. [19]

$$I = n_p I_{SC} - n_p I_D - I_{sh} = n_p \frac{G}{G_n} (I_{sc,n} + \alpha_I (T - T_n)) - n_p I_0 \left[ \exp \left( q \frac{\frac{V}{n_m} - \frac{R_s I}{n_p}}{a n_s k T} \right) - 1 \right] - \frac{n_p V}{R_{sh}} + I R_s \quad (3.1)$$

Con  $I_0$  siendo la corriente de saturación del diodo y teniendo la siguiente expresión

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + \alpha_I(T - T_n)}{\exp\left(q \frac{V_{oc,n} + \alpha_V(T - T_n)}{a n_s k T}\right) - 1} \quad (3.2)$$

Donde los subíndices  $n$  indican nominal (en condiciones de ensayo, STC),  $s$  indica en serie,  $p$  en paralelo,  $sh$  de shunt,  $sc$  cortocircuito,  $oc$  circuito abierto,  $\alpha_I$  es el parámetro de variación de la corriente con la temperatura,  $\alpha_V$  es el parámetro de variación de la tensión con la temperatura,  $a$  es la constante de idealidad del diodo (entre 1 y 1,5),  $G$  es la irradiancia,  $T$  la temperatura,  $k$  es la constante de Boltzmann,  $q$  es la carga del electrón,  $V$  es la tensión de salida e  $I$  es la corriente generada por el conjunto. Esta ecuación relaciona la tensión y la corriente, pero es trascendente y se debe resolver de forma iterativa. Como un modelo de programación lineal no puede contener no linealidades no es posible emplear esta descripción de los módulos fotovoltaicos y se debe aproximar el comportamiento de los mismos. Existen otros modelos más sencillos que aproximan las características de los módulos fotovoltaicos, entre ellos, uno de los más aceptados para la estimación de la energía que incluye efectos térmicos es el de la relación lineal siguiente. [20]

$$P = P_n \frac{G}{G_n} \left[ 1 + \alpha \left( T + \frac{G}{800} [NOCT - 20] - 25 \right) \right] \quad (3.3)$$

Donde  $T$  es la temperatura ambiente,  $P_n$  es la potencia en condiciones nominales,  $G_n$  es la irradiancia nominal en  $W/m^2$ ,  $G$  es la irradiancia incidente en  $W/m^2$ ,  $\alpha$  es el parámetro de la característica potencia-temperatura en  $\%/^{\circ}C$ , NOCT toma el valor de  $45^{\circ}C$  y es la temperatura nominal de operación de la celda a  $800 W/m^2$  con  $20^{\circ}C$  de temperatura ambiente y viento de  $1 m/s$ . El factor alfa del rendimiento es negativo lo cual supone un aumento del rendimiento con la disminución de la temperatura.

A modo de simplificación, se considera una potencia instalada igual en todos los buses con penetración fotovoltaica. Esto puede representar la agrupación de varios generadores o una sola planta fotovoltaica. Se ha decidido integrar fotovoltaica en siete buses, la mitad del total de la red de distribución, de tal forma que cada uno cuenta con  $700 kW$  para alcanzar los  $4.900 kW$  totales. Esto implica unas  $1.750$  placas conectadas en cada uno de los siete buses mediante los inversores correspondientes.

### 3.1.2.- Aerogeneradores

El modelo del aerogenerador elegido es el Siemens Gamesa SG 2.1-114 de  $2,1 MW$  nominales, por presentar una baja velocidad nominal y de arranque, así como dar información suficiente sobre sus características técnicas. [21] De forma arbitraria, en siete de los buses se conecta un aerogenerador haciendo un total de  $14,7 MW$ . El modelo, de eje horizontal y con tres palas, funciona con un generador asíncrono doblemente alimentado a través de un convertidor de potencia parcial back-to-back. Cuenta con sistema de regulación de velocidad por control del ángulo de buje o *pitch* y con freno aerodinámico.

La curva de potencia indica la potencia activa producida por el aerogenerador para cada velocidad del viento dentro de sus límites de funcionamiento. Es importante dar una buena aproximación analítica a la curva de potencia ya que de ello depende la estimación de la energía producida.

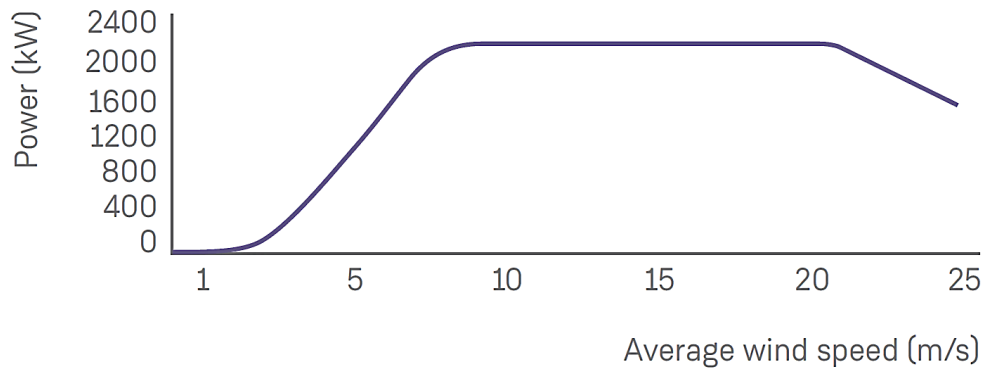


Figura 3.5. Curva de potencia del aerogenerador elegido. [21]

Existen diversos métodos para aproximar estas curvas a partir de los datos de los fabricantes o los valores experimentales, por ejemplo, se pueden aplicar las siguientes técnicas de aproximación a trozos: lineal, cuadrática, cubica, polinomial, spline. No obstante, también se dan funciones continuas sin estar definidas a trozos, o al menos no en tantos tramos con las anteriores, que aproximan bien la curva: la función de distribución de Weibull, logística con cuatro parámetros y logística con cinco parámetros. [22] Sin embargo, en este caso se ha investigado el ajuste de diferentes funciones a la curva real del aerogenerador Siemens Gamesa SG 2.1-114, y se ha observado que la mejor aproximación encontrada corresponde a la función de distribución de Weibull modificada. Los parámetros se han calculado a partir de las funcionales integradas de MATLAB® para ajustes de curvas a puntos experimentales, ya que permite introducir una ecuación personalizada. Esta ecuación tiene la expresión siguiente:

$$P(c) = P_n \left[ 1 - e^{-\left(\frac{c}{\lambda}\right)^k} \right] \quad (3.4)$$

Donde  $\lambda > 0$  es el parámetro de escala,  $k > 0$  es el parámetro de forma y  $P_n$  es la potencia nominal. La aproximación mediante la función anterior es la que mayor coeficiente de ajuste presenta, con un valor de  $R^2 = 0,9995$  y con un error de RMSE = 19,25 kW. Los parámetros que mejor se ajustan a los datos de la curva real son  $\lambda = 5,692$  m/s y  $k = 3,398$ .

Esto permite ajustar el primer tramo (a partir de la velocidad de arranque). Después se observa un descenso lineal de la potencia a partir de 20,5 m/s para proteger la máquina. Esta recta tiene una ecuación que se puede calcular a partir de dos puntos de la misma, por lo tanto, la curva de potencia del aerogenerador en kW con la velocidad del viento en m/s puede definirse a tramos como sigue.

$$P(c) = \begin{cases} 2100 \left[ 1 - e^{-\left(\frac{c}{5,692}\right)^{3,398}} \right] & 2 \text{ m/s} \leq c < 20,5 \text{ m/s} \\ 4378 - 111c & 20,5 \text{ m/s} \leq c \leq 25 \text{ m/s} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (3.5)$$

La curva de potencia completa queda aproximada como se aprecia en la figura siguiente.

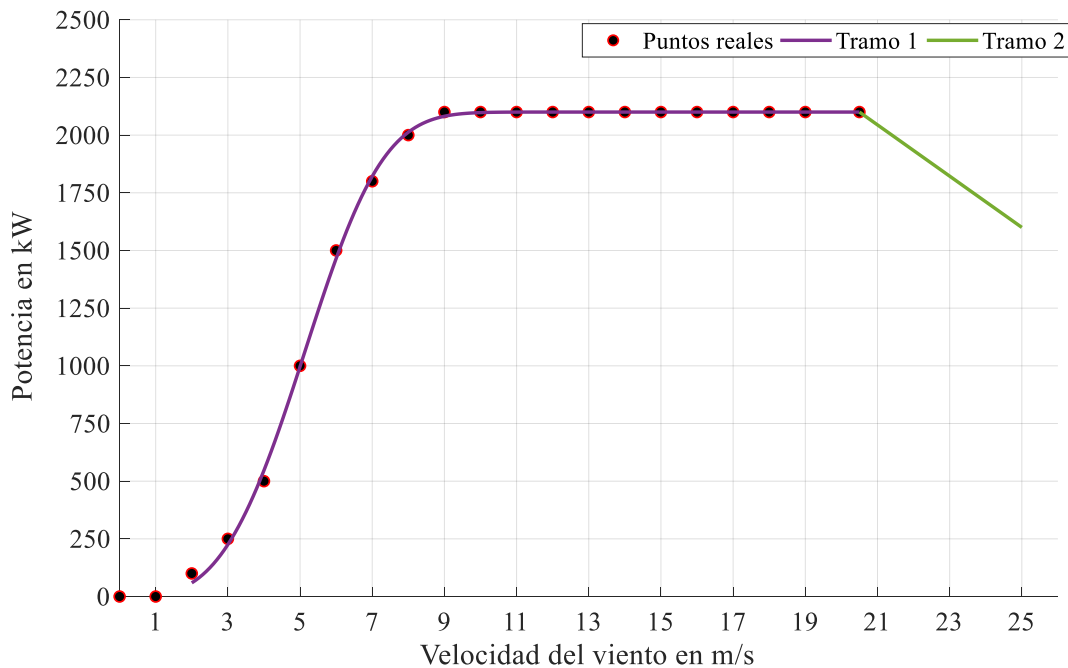


Figura 3.6. Curva de potencia ajustada del aerogenerador SG 2.1 - 114.

### 3.1.3.- Almacenamiento de energía

El uso de generadores diésel es el método de respaldo o backup preferido para largos periodos de tiempo (> 24 h) sin generación por su bajo coste en comparación a otras tecnologías como las baterías de plomo ácido o de ion litio. Sin embargo, en muchos casos existe preocupación en cuanto a sus desventajas: emisiones contaminantes, ruido, vibraciones, riesgo de robo del combustible, riesgo de fallos (normalmente en los arranques), riesgo de fugas y alto mantenimiento. En estos casos y también en situación de corte de suministro eléctrico, se pueden combinar ambas soluciones para alcanzar un equilibrio entre las ventajas y desventajas de cada uno. Sin embargo, se ha visto como sistemas de almacenamiento mediante pila de hidrógeno pueden aportar apoyo de respaldo de forma equiparable a los generadores diésel en situaciones con cortes frecuentes y, en aplicaciones con energía solar, el almacenamiento mediante esta tecnología, aun cuando se diseña para lidiar con la semana más oscura del año, puede reemplazar a un sistema con baterías de plomo-ácido con una menor inversión inicial. [23]

Las pilas de hidrógeno son una tecnología en continuo desarrollo y mejora. Una aplicación probada es su uso en vehículos electrificados como trenes, autobuses o coches. Un productor del ámbito es Ballard®. Observando el catálogo de productos que ofrece se comprueba que la potencia modular de varias unidades puede suplir las necesidades impuestas en este estudio. [24] Sin embargo, la eficiencia del sistema no es un parámetro mostrado en las hojas de especificaciones, por ello se recurre al valor típico encontrado en artículos de desarrollo e investigación de la tecnología en cuestión; esto da lugar a un rendimiento medio de carga y descarga del 61,24%. [17]

Normalmente, el modelo dinámico de VRFB es un circuito eléctrico equivalente que representa los fenómenos electroquímicos que ocurren en la batería. En este modelo, el SOC es una función no lineal de la tensión de circuito abierto. [25] Este acercamiento da una mejor aproximación de la cantidad de energía extraíble y extraída en cada momento; se utiliza en simulaciones de corto horizonte temporal para evaluar la respuesta dinámica, o bien, para estimar parámetros de interés de la batería; pero como no puede ser implementado de forma lineal y tampoco se consideran los transitorios del sistema, este modelo queda descartado.



Se han revisado propuestas que calculan el valor óptimo económico de la potencia y la capacidad de unidades VRFB para el control de frecuencia en un sistema eléctrico con generación renovable intermitente. [26] Sin embargo, la adaptación de este método se ha descartado por ser un problema no lineal y requerir heurísticas, además tampoco se introduce ningún tipo de dinámica al sistema, sino que se trata en estado estacionario.

Un modelo comercial de baterías de flujo totalmente escalable y disponible es el que ofrece la compañía HydraRedox<sup>®</sup>. Con potencias desde 5 kW hasta 50 MW y capacidades de más de 24 horas. Proporcionan las características técnicas necesarias para este estudio: tiempo de respuesta menor a 340  $\mu$ s, profundidad de descarga del 100%, rendimiento conjunto de carga/descarga del 85%, nula autodescarga, número de ciclos ilimitados y unos 30 años de vida útil. Hay que indicar que el fabricante también advierte de su electrolito reciclable, aspecto a tener en cuenta de cara al medio ambiente. [27]

El modelo comercial de las baterías de ion litio es el correspondiente al fabricante TESVOLT<sup>®</sup>. Brinda un rango de potencias de 2,3 kW hasta 600 kW y de capacidad de 4,8 kWh hasta 2.680 kWh. Estas baterías son modulares y garantizan 8.000 ciclos al 100% del DOD, con un ratio de carga y descarga de 1C/1C, dentro de su vida útil de 30 años. Son aptas para servicios auxiliares como control de frecuencia, gestión de potencia reactiva y balanceo de la red. El rendimiento se especifica del 98%. [28]

### 3.1.4.- Convertidores estáticos de potencia

En la tecnología fotovoltaica (PV) el convertidor empleado es el ondulator o inversor, que transforma una forma de onda continua en alterna. Existen diferentes topologías o modos de conexión de los inversores en un sistema fotovoltaico: un inversor por cada *string*, de tal forma que una cantidad de módulos fotovoltaicos en serie se conectan a un inversor y luego varios inversores operan en paralelo (más común en el ámbito residencial y comercial), también existe la forma modular, que consiste en dotar a cada panel de un convertidor de tal forma que cada módulo trabaja en su propio punto de máxima potencia (apto para pequeñas aplicaciones), o bien, el uso de un inversor central, donde se conectan varios strings en paralelo al mismo inversor y es el caso más habitual, sobre todo en plantas fotovoltaicas y ámbito comercial. [29] Estos convertidores pueden tanto entregar como absorber energía reactiva a voluntad dentro de sus límites de diseño.

El convertidor back-to-back presente en los aerogeneradores con máquina de inducción doblemente alimentada (desde el rotor y el estátor, DFIG) se compone de una etapa que realiza la función de rectificador, después un enlace en tensión continua con un condensador y luego un inversor. Este convertidor tiene la característica de poder gestionar potencia de forma bidireccional. Suele ser de un 30% de la potencia nominal de la máquina de inducción, lo cual permite variar la velocidad de máquina para que el aerogenerador trabaje lo más cerca posible de su punto de máxima potencia.

En el caso de los sistemas de almacenamiento (ESS), los convertidores son bidireccionales y se comportan como rectificador cuando entregan energía activa al sistema de almacenamiento, mientras que cuando entregan energía activa a la red toman el papel de inversores. También presentan posibilidad de gestión de energía reactiva tanto de inyección a red como de absorción.

En el siguiente diagrama se muestran los modos de funcionamiento ideales de los convertidores asociados a cada sistema. El esquema es inclusivo de izquierda a derecha.



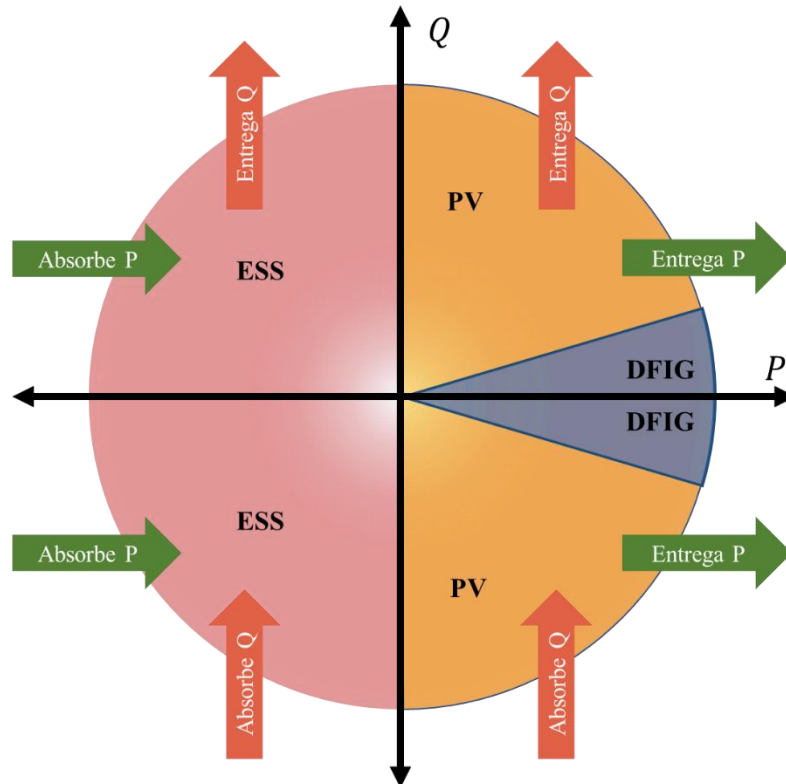


Figura 3.7. Modos ideales de funcionamiento de los convertidores de potencia.

Los convertidores conectados a red que entreguen potencia al sistema eléctrico deben cumplir con los requisitos de calidad eléctrica a nivel de armónicos o distorsión de la señal, nivel de tensión, frecuencia, etc. No se entra dentro de este apartado por requerir un estudio de la respuesta dinámica del sistema.

Muchos de los modelos comerciales de inversores admiten operar con un factor de potencia entre 0 y 1 tanto capacitivo como inductivo, además de asegurar un máximo de inyección armónica en corriente a la red (ejemplo:  $THD_1 < 3\%$ ). En concreto, el modelo comercial del que se han obtenido los datos reales para la elaboración del modelo es el LV5-1507-SLR de General Electric, aunque otros fabricantes como ABB también aportan detalles técnicos de interés, pero la potencia máxima que ofrecen es de 120 kW por unidad y dado que lo más común es configuración con un solo inversor, en este caso de aplicación es necesario que la potencia nominal sea superior a 700 kW. [30]

El convertidor back-to-back se encuentra incorporado en el DFIG del aerogenerador elegido, con un rango del factor de potencia entre 0,95 capacitivo y 0,95 inductivo. [21]

Por otro lado, en lo que se refiere a convertidores híbridos de alta potencia o que permiten el flujo bidireccional de potencia para carga y descarga, y trabajan en un lado con DC y en el otro con AC, no existe tanta oferta ni tanta información disponible. El modelo del que se han extrapolado las características es el de alta potencia de GE Renewable Energy denominado *Battery Energy Storage Systems (BESS) Brilliance\* Inverter*. Este inversor presenta capacidad de operación de corto plazo a baja tensión por fallo en la red (LVRT), a alta tensión por fallo en la red (HVRT) e incluso a voltaje cero (ZVRT). La rampa de generación que presenta permite cambiar de absorber energía a máxima potencia, a entregar energía activa a máxima potencia en 100 ms. Es especialmente apto para aplicaciones de integración a red de renovables. [31] En la siguiente imagen se muestra el aspecto y la curva de capacidad de dicho convertidor de la cual se extraen los parámetros de la Tabla 3.4 a modo de recopilatorio (nótese que la diferente longitud de los ejes P-Q deforma el aspecto de la curva).

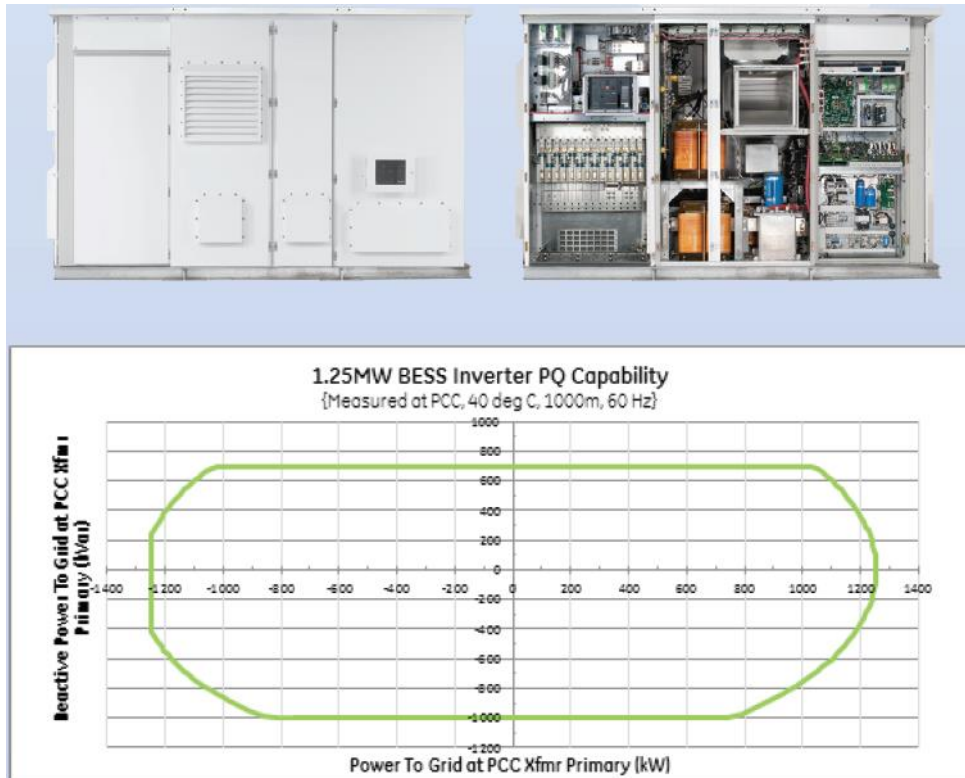


Figura 3.8. Funcionamiento del convertidor de los sistemas de almacenamiento de energía. [31]

### Inversores fotovoltaicos

Rendimiento máximo	98%
Factor de potencia inductivo	0 - 1
Factor de potencia capacitivo	0 - 1
THD	< 3%

### Back-to-back

Rendimiento máximo	97%
Factor de potencia inductivo	0,95 - 1
Factor de potencia capacitivo	0,95 - 1
THD	< 3%

### Inversor híbrido ESS

Rendimiento máximo	> 98%
Factor de potencia inductivo	0,58 - 1
Factor de potencia capacitivo	0,83 - 1
THD	< 3%

Tabla 3.4. Parámetros relevantes de los convertidores. [21] [31] [30]

### 3.1.5.- Topología de la red

Los diferentes modos de funcionamiento de la red vienen dados por la posibilidad de los flujos entre los buses, esto es, por las líneas que unen los diferentes puntos de consumo y generación. En este caso, se pueden unir los buses 14 y 8, lo cual equivale a la interconexión de dos redes de distribución, o bien, el bus 4 con el 11, y el bus 6 con el 7, de tal forma que se crea una estructura mallada en la red del feeder 1. Si se combinan ambas situaciones se tiene la topología de la derecha de la figura siguiente.

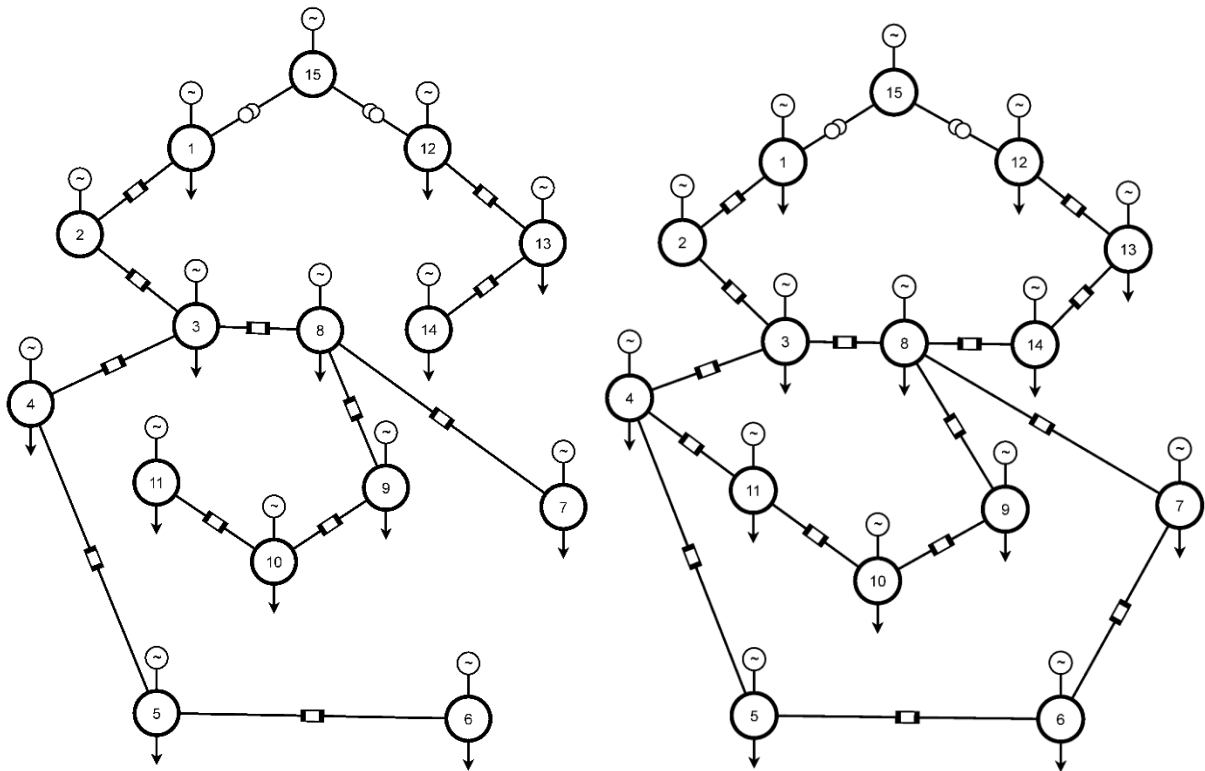


Figura 3.9. Estructura sin interconexión (izq.) y mallada con unión de feeders (der.). Esquemas hechos con la app de [32].

Una estructura mallada aporta mayor fiabilidad y posibilidades de maniobra, a costa de complicar el sistema. En este proyecto también se comparan los flujos óptimos, en base a los criterios elegidos, en ambas estructuras para comprobar el efecto que tiene la topología en la función objetivo y las variables eléctricas de la red.

Como se ha adelantado anteriormente, el caso de estudio a desarrollar no incluye generadores en todos los buses. La figura anterior solo señala esta posibilidad marcando posibles generadores en los buses. Por otro lado, el bus número dos es el único en el que no existe demanda y sí se ha representado en el esquema. El reparto de potencia según tecnologías en cada bus es el siguiente.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>PV</b>			0,7	0,7	0,7	0,7	0,7			0,7	0,7				
<b>WT</b>			2,1	2,1	2,1		2,1		2,1	2,1	2,1				
<b>H<sub>2</sub></b>				0,5		0,6		0,5				0,5			
<b>Li-ion</b>				0,5		0,6		0,5				0,5			
<b>VRFB</b>				0,5		0,6		0,5				0,5			

Tabla 3.5. Potencia instalada de cada tecnología en MW.

Se han dejado los buses con mayor consumo (1 y 12) sin generación ya que en las urbes o en polígonos industriales el recurso eólico es mucho menor y la fotovoltaica instalada se suele limitar a autoconsumo.

### 3.2.- Datos históricos

Para estimar la producción máxima de potencia eléctrica a partir de fuentes renovables en un instante determinado es necesario conocer el recurso disponible y la meteorología en la ubicación del generador. En el caso de paneles fotovoltaicos, además de las características propias de las placas, la variable principal que determina la potencia es la irradiancia incidente en el panel, aunque también es función de la temperatura ambiente y la velocidad del viento porque afecta a la temperatura de las celdas.

En lo que a los aerogeneradores de eje horizontal respecta, la variable de principal importancia es la componente de la velocidad del viento perpendicular al plano de giro del aerogenerador.

Los datos históricos pueden ser utilizados para ensayar la red en diferentes condiciones o pronosticar escenarios. Por ello se han extraído datos reales de una estación meteorológica cercana al parque eólico experimental SOTAVENTO en La Coruña, Galicia. En este parque se ensayan diferentes tecnologías e instalaciones renovables para analizar su desempeño: diferentes tipos y modelos de aerogeneradores, distintas tecnologías fotovoltaicas, convertidores estáticos, etc. Por ello, se han considerado adecuados datos cercanos a su ubicación exacta (43. 354377°, 7.881213°). La misma web del parque proporciona datos de la velocidad y dirección del viento de forma diezminutal, sin embargo, estos datos no se pueden descargar de forma sistemática ya que solo aporta una visualización tabulada. Tampoco aporta datos de irradiancia por lo que esta fuente queda descartada. [33]

No obstante, dado que la red de estaciones meteorológicas de la Junta de Galicia es de las más abiertas al público del país, proporcionando un amplio abanico de estaciones con valores históricos diezminutales de varias variables, se ha elegido la estación más cercana al parque experimental, que es la de Marco da Curra, Monfero (A Coruña). Esta estación se encuentra en un entorno rural y lejos de edificios u obstáculos que puedan afectar a las medidas de las variables; asimismo está ubicada a 1,7 km del parque SOTAVENTO y a una altitud semejante, 651 m (43.3431, -7.8944). Además, se da información de los sensores: modelo, fabricante y otras características; esto presenta un gran interés ya que permite conocer la precisión de los aparatos de medida (incerteza) y la variable en concreto que miden. Por ejemplo, hay sensores de radiación en el mercado que solo miden la irradiancia directa y no la global, lo cual puede tenerse en cuenta en los cálculos.

<b>Instrumento</b>	<b>Variable medida</b>	<b>Rango</b>	<b>Incerteza</b>
Piranómetro	Irradiancia solar global	0 – 1500 W/m <sup>2</sup>	±1 W/m <sup>2</sup>
Anemómetro	Velocidad del viento	0 – 60 m/s	< 0,025 m/s
Veleta	Dirección del viento	0 – 360°	±1°

*Tabla 3.6. Características principales de los sensores de interés. [34]*

Por desgracia, esta web tampoco permite la descarga de datos masivos diezminutales de varias variables. Para obtener estos valores históricos se ha realizado un script de MATLAB que permite descargar paralelamente todos los datos de forma diezminutal, cambiar el separador decimal de los mismos por el punto y almacenarlos en archivos *.txt* mensuales. El código del script se encuentra disponible en los *anexos*.



**Figura 3.10.** Estación meteorológica automática de Marco da Curra. [34]

En cuanto a la demanda de energía eléctrica, se debe conocer una estimación con antelación para asegurar la operación segura del sistema y poder responder frente a valles o picos de demanda. Para estudiar la variación de la demanda real con la predicción se toman los datos que Red Eléctrica de España pone a disposición en su página web. Para descargar los datos y poder trabajar con ellos de forma programática se ha empleado el script en lenguaje Python adjuntado en el apartado **Código de Python para la obtención de los datos de REE** de los anexos.

Todos estos datos son necesarios para poder determinar la operación óptima de la red. A pesar de que no se pueden predecir con total exactitud los valores de las variables mencionadas, es posible obtener un pronóstico con unos intervalos de confianza de los valores futuros en base a los datos históricos de las mismas y, a veces, también de otras variables relacionadas. Existen diferentes métodos para abordar el problema de predecir variables de series temporales: modelo autorregresivo de media móvil (ARMA), modelo autorregresivo integrado de media móvil (ARIMA), suavizado exponencial, redes neuronales (NN), máquinas de vectores de soporte (SVM), árboles de decisión (DT), algoritmos genéticos, lógica difusa, etc. Cada metodología presenta una forma diferente de abordar el problema y arrojan resultados distintos. Como consecuencia del *no free lunch theorem*, se suelen combinar diferentes algoritmos de aprendizaje automático para obtener un resultado más robusto.

En [35] se puede encontrar un estudio sobre los diferentes métodos de predicción energética renovable (dependiente de la variabilidad de los recursos naturales).

Es de especial interés el artículo de [3], donde se presenta la implementación del sistema en tiempo real (online) de un método de predicción de demanda eléctrica híbrido basado en un modelo autorregresivo y en redes neuronales. Este modelo es el que utiliza actualmente el operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica de España, para dar la predicción horaria de la demanda eléctrica diaria, así como un pronóstico de los nueve días futuros. Para ello, en el caso de la red neuronal, da como entrada diferentes variables relacionadas con la demanda a nivel nacional (temperatura máxima y mínima, humedad y presión atmosférica en puntos clave de consumo, característica laboral del día y datos históricos de demanda). También realiza la predicción empleando modelos autorregresivos para combinar los resultados y dar una predicción más exacta.

### 3.3.- Estudio de los datos históricos

Para generar los diferentes escenarios bajo los que optimizar la operación de la red, es necesario tener en cuenta la incerteza en la predicción de las variables que afectan al problema, principalmente: velocidad del viento, irradiancia solar y demanda eléctrica. Típicamente, el error de predicción se puede modelar mediante funciones de densidad de probabilidad (PDF) conocidas, por ejemplo, la distribución normal o la logística si es el error relativo, o la distribución beta en caso de ser la predicción lo que se desea ajustar. [36] La frecuencia de muestreo de los datos es de un dato cada diez minutos. Previo al desarrollo del análisis, se prueba la validez del mismo en base al elevado número de muestras de las variables estudiadas. Estas variables merecen un estudio individualizado, por lo tanto, a continuación, se realiza el tratamiento y análisis correspondientes a cada una de ellas.

Variable	Muestras	Erróneos
Demanda eléctrica española peninsular y predicción	595.966	0
Velocidad del viento	552.096	5.817
Desviación estándar de la velocidad del viento	552.096	5.817
Dirección del viento	552.096	6.429
Irradiancia solar global	552.096	2.012
Temperatura ambiente	552.096	2.430
Demanda eléctrica de El Hierro y predicción	5.070	0

Tabla 3.7. Número de muestras y valores erróneos de cada variable.

#### 3.3.1.- Datos de demanda eléctrica

Como se ha introducido anteriormente, la curva de demanda total de la red tiene una forma típica con dos periodos punta y dos valles pronunciados. CIGRE propone un factor de potencia en cada bus y da la demanda como porcentaje de la nominal. Se aprecia que los buses 1 y 12 consumen la mayoría de la energía con la misma forma de la curva de demanda en ambos. Dado que la red parte de una real de Alemania y las costumbres difieren con las españolas, se ha adelantado la curva para hacer coincidir con la nacional los periodos pico y valle. Se debe señalar que, dejando al margen el orden de magnitud de la demanda, la diferencia entre la demanda máxima y la mínima sobre la media de cada día,  $(P_{max} - P_{min}) / P_{media}$ , es más del doble en el caso de la carga propuesta por CIGRE que en la nacional. No obstante, entre diferentes semanas y meses la curva de demanda nacional también presenta fuertes variaciones.

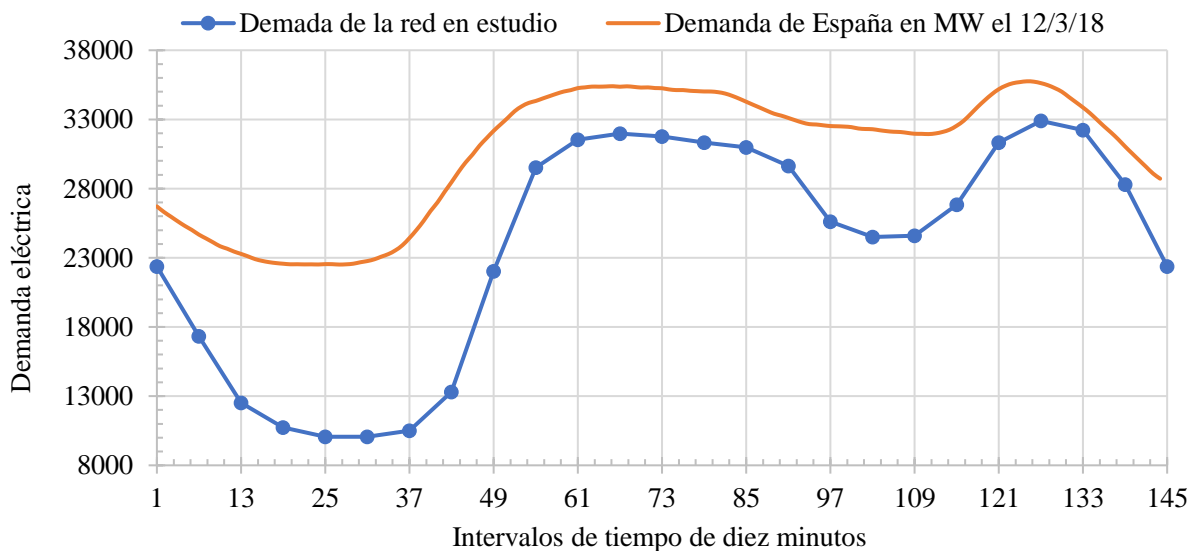


Figura 3.11. Comparativa de la curva de carga nacional en MW (diezminutal) y la propuesta por CIGRE en kW (horaria).



Para disponer de una demanda continua, la curva de carga propuesta por CIGRE se ha suavizado e interpolado entre los valores conocidos.

Sobre la predicción de la demanda, en un sistema con numerosos puntos de consumo, la agrupación de la demanda tiende a normalizarla y compensar las variaciones entre sí de tal forma que la curva de carga se suaviza; esto hace que el error de la predicción sea bajo. Sin embargo, en una red relativamente pequeña, la demanda no es tan suave como para dar un pronóstico igual de ajustado. Esto se hace palpable al comparar, en la siguiente imagen, el error relativo entre la predicción de una red eléctrica tremendamente amplia, como es la española peninsular, con la de El Hierro. Los datos de demanda y predicción diezminutales de El Hierro y de la España peninsular se han extraído de la web de REE. [37]

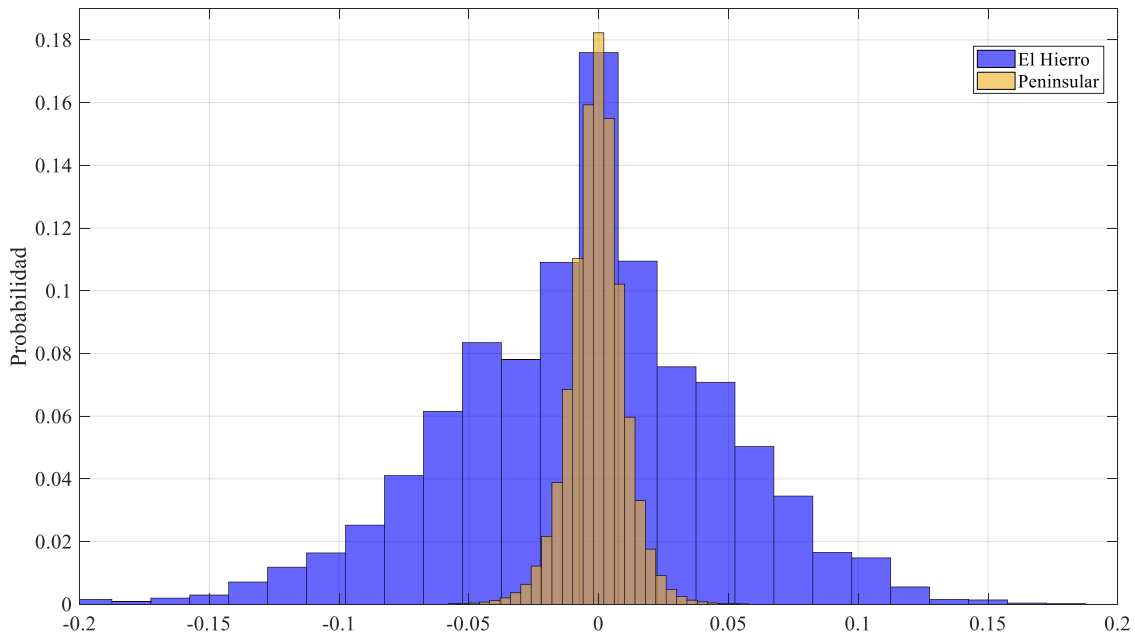


Figura 3.12. Error de predicción relativo en la España peninsular y El Hierro; con 30 intervalos de probabilidad.

Este error justifica lo enunciado anteriormente comparando los órdenes de magnitud de la demanda durante unos cuantos periodos arbitrarios donde, como se pueden visualizar en la siguiente gráfica, la diferencia es de cuatro órdenes de magnitud.

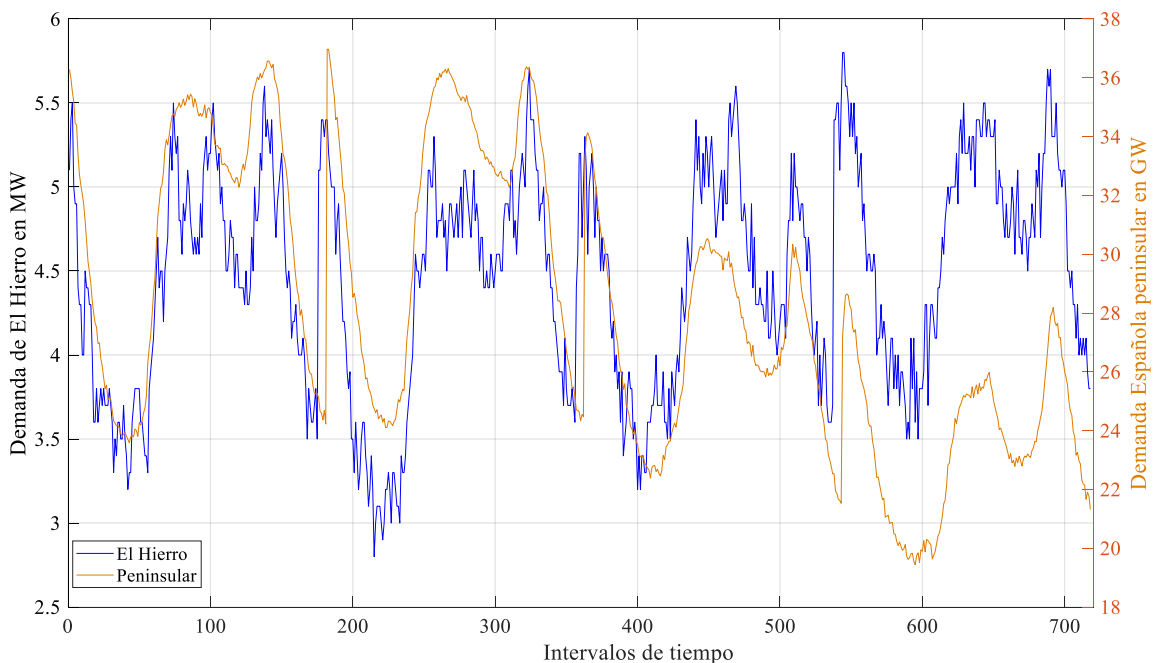


Figura 3.13. Comparativa de demanda eléctrica de cuatro días no consecutivos según el tamaño de la red.

De contar con más datos de predicción y demanda real de redes eléctricas de otros tamaños, se podría aproximar con mayor exactitud el valor del error en la red de este estudio, sin embargo, al no disponer de estos datos y no conocer la forma de la variación del error de la predicción en función de la potencia demandada, se supone igual al de la red de El Hierro por presentar más semejanza con el modelo de CIGRE que la demanda total española peninsular. En el siguiente histograma normalizado a la función densidad de probabilidad, se observa el error relativo en tanto por uno de predicción para la red de El Hierro y su ajuste continuo mediante una distribución logística y una normal.

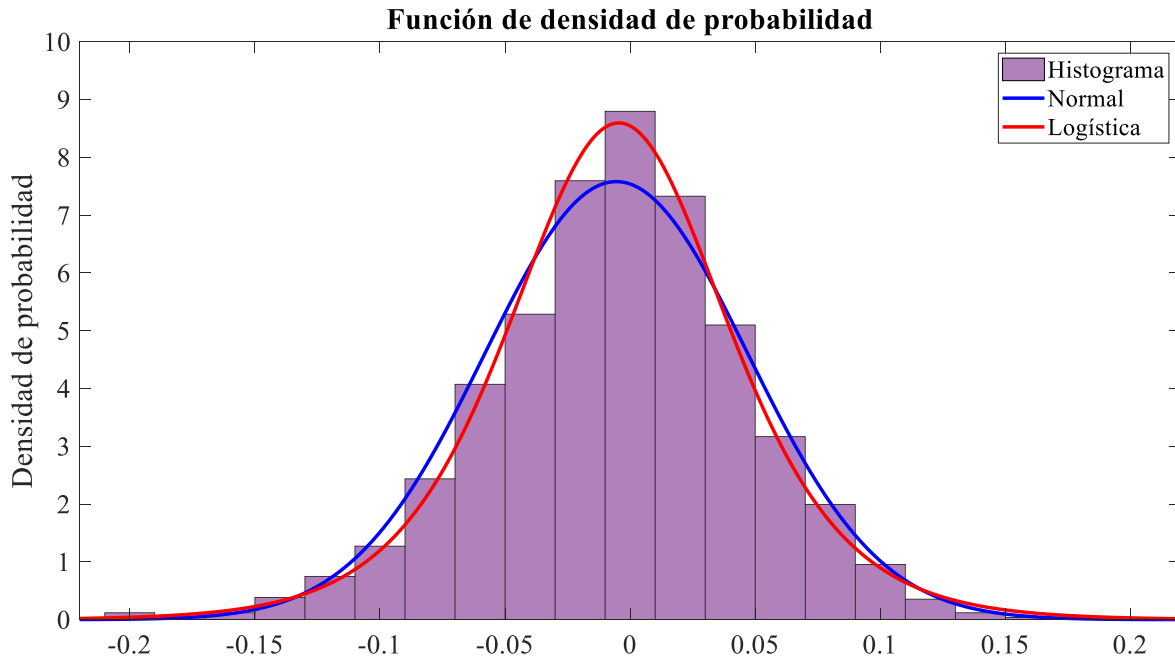


Figura 3.14. Ajuste del error relativo mediante una Normal(-0.0055, 0.0526) y una Logística(-0.0045, 0.0291).

Cabe mencionar que la distribución del error no está centrada en cero, sino ligeramente en los valores negativos. Esto indica que la predicción tiende algo más a prever la demanda por debajo de su valor real que por encima.

Valor medio	-0,0055
Valor máximo	0,2292
Valor mínimo	-0,6552
Desviación estándar	0,0526

Tabla 3.8. Estadística básica del error.

Finalmente, con el propósito de crear escenarios para cada desviación de la demanda prevista, hay que limitar a un número finito los valores que puede tomar el error. En este caso se asumen tres intervalos posibles del error porcentual,  $I = \{I_1, I_2, I_3\} = \{-70\%, -2\%\}, \{-2\%, 2\%\}, \{2\%, 70\%\}$ . Tomando un rango se puede calcular la probabilidad de ocurrencia de la variable en ese rango a partir de todos los datos de los que se disponen. Después, se asigna a cada error promedio ponderado, la probabilidad media de dicho intervalo. Considerando un conjunto de datos de tamaño denotado por  $k$ , del cual  $D$  es un subconjunto de tamaño  $d$  que contiene todos los valores diferentes posibles de los datos, los valores anteriores se calculan como sigue

$$\bar{p}_I = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k c(\varepsilon_i, I), \quad c(\varepsilon_i, I) = \begin{cases} 1 & \text{si } \varepsilon_i \in I \\ 0 & \text{si } \varepsilon_i \notin I \end{cases}, \quad \bar{\varepsilon}_I = \left( \sum_{\forall i | \varepsilon_i \in D \cap I} \varepsilon_i p_{\varepsilon_i} \right) / \sum_{\forall i | \varepsilon_i \in D \cap I} p_{\varepsilon_i}, \quad (3.6)$$



$$p_{\varepsilon_i} = \frac{1}{k} \sum_{\forall t | \varepsilon_t \in D} h(\varepsilon_i, \varepsilon_t), \quad h(\varepsilon_i, \varepsilon_t) = \begin{cases} 1 & \text{si } \varepsilon_i = \varepsilon_t \\ 0 & \text{si } \varepsilon_i \neq \varepsilon_t \end{cases}$$

Es importante señalar que  $\sum \bar{p}_I = 1$  así como  $\sum p_{\varepsilon_i} = 1$ . Lo anterior, de forma programática en MATLAB, se calcula mediante el siguiente script:

```
error = fillmissing(error, 'constant', mean(error, 'omitnan')); % Preprocesado
k = length(error); % Número de valores totales
D = unique(error); % Diferentes valores posibles
I = [-0.7 -0.02 0.02 0.7]; % Límites de los rangos
for a = 1:length(I)-1 % Probabilidad media de cada rango
    pI(a,1) = sum((error>=I(a)) & (error<I(a+1)))/k;
end
for t = 1:length(D) % Probabilidad absoluta de cada valor
    pei(t,1) = sum((error == D(t)))/k;
end
for a = 1:length(I)-1 % Error promedio ponderado de cada rango
    eI(a,1) = sum(pei.*(D>=I(a)).*(D<I(a+1)).*D)/sum(pei.*(D>=I(a)).*(D<I(a+1)));
end
sum(pI) % = 1
sum(pei) % = 1
```

Código 3.1. Cálculo de las probabilidades promedio y los errores medios en MATLAB.

El resultado da la distribución mostrada en la siguiente imagen. Donde la suma de las alturas de las barras en cada intervalo sombreado (intervalos central y de cola) es igual a la altura de la barra de ajuste de cada intervalo.

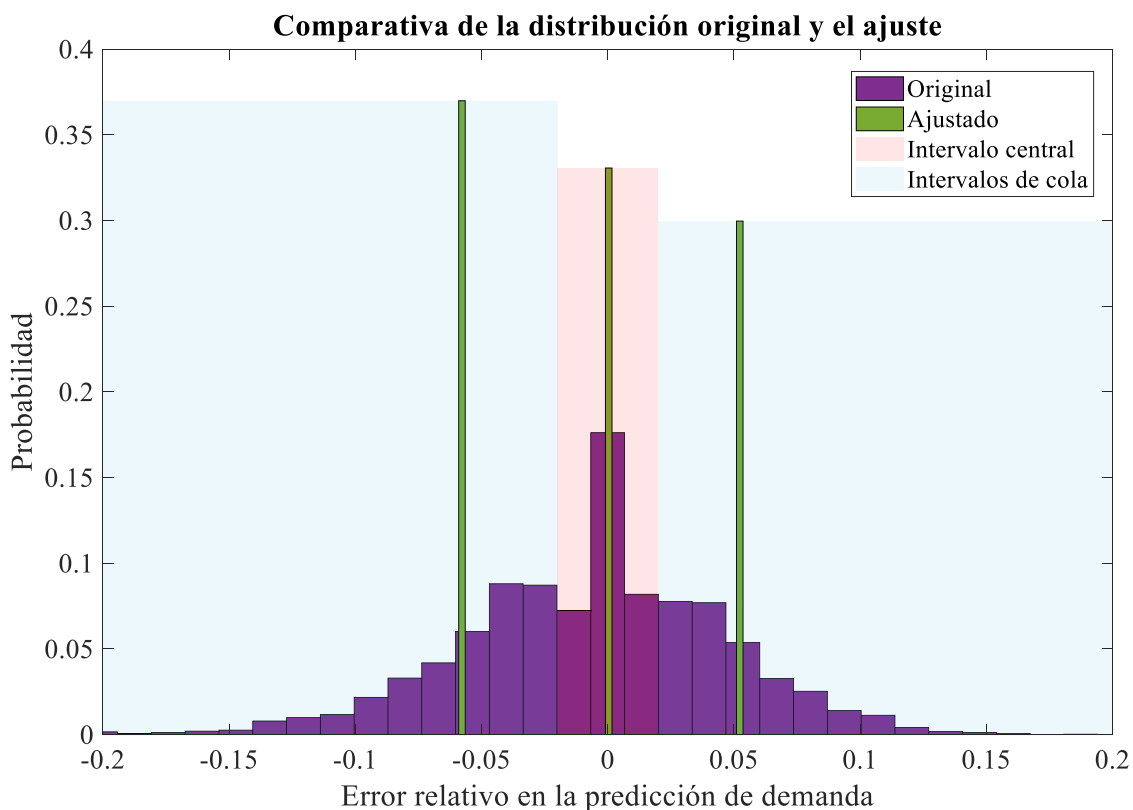


Figura 3.15. Probabilidad de los intervalos reducidos de error en la predicción de demanda.

Nótese que esta distribución ajustada también da cuenta de la ligera tendencia a valorar la demanda por debajo del valor real más que por encima de este.

No obstante, el enfoque de considerar la demanda diezminutal o incluso horaria como variable estocástica, aunque sea simplificada en tres intervalos discretos, da lugar a un problema computacionalmente intratable hoy en día. Por ejemplo, si se quieren considerar las tres posibles variaciones de demanda en cada hora, de cada posible ocurrencia se derivan tres nuevos casos para la hora siguiente, y de cada uno se generan otros tres para la siguiente hora y así sucesivamente. Además, si en cada hora se consideran también, por ejemplo, tres errores de pronóstico de irradiancia y tres de viento, las posibles combinaciones de las tres variables son  $3^3 = 27$ . Esto genera 27 nuevos casos a cada intervalo temporal. El número de escenarios finales es tremendamente inabarcable ya que crece exponencialmente con el número de estadios o etapas (*stages*) si corresponden a un momento del tiempo en este enfoque.

Número de escenarios según casos e intervalos temporales

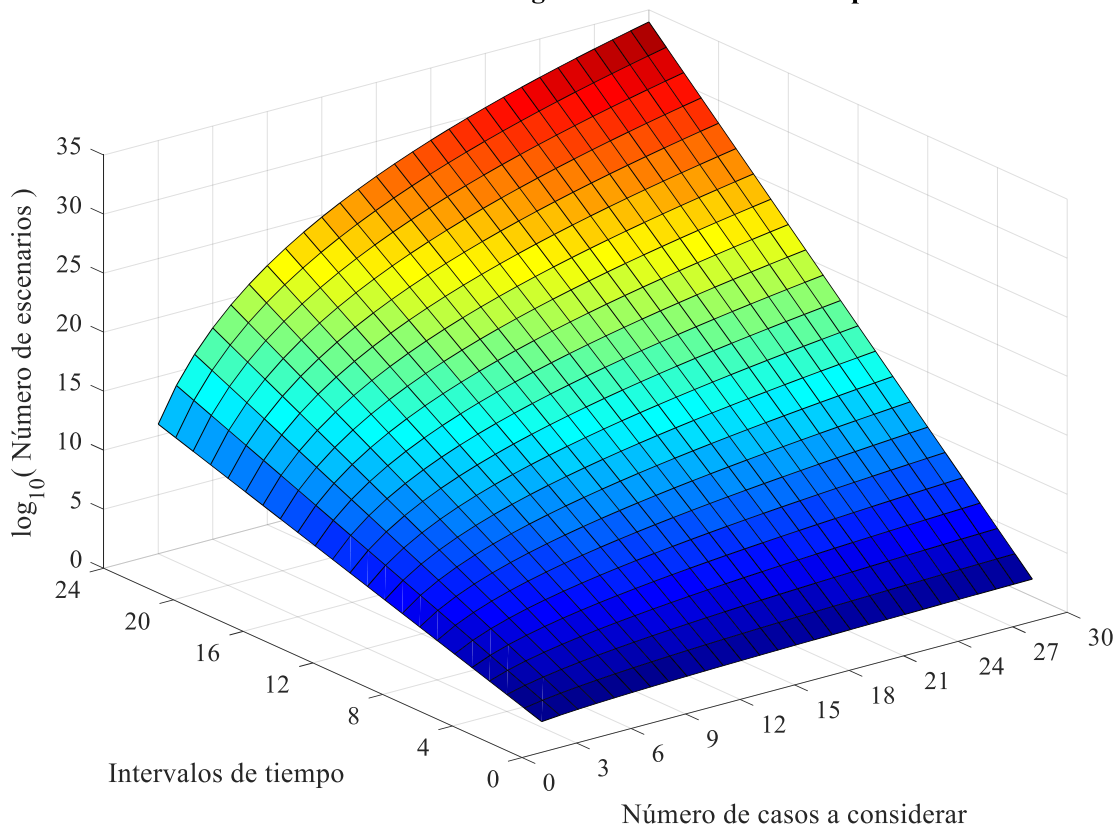
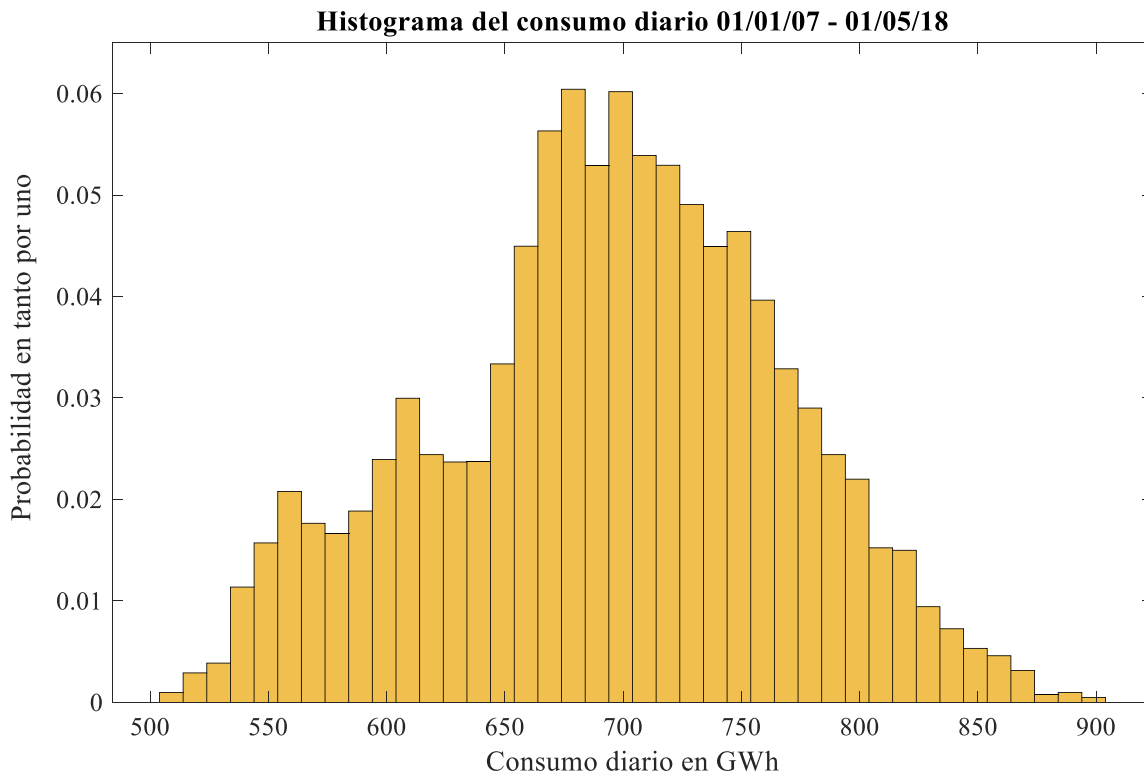


Figura 3.16. Número de escenarios en función del número de estadios y del número de ramas.

Durante las pruebas de ejecución del modelo, se optimizó un caso simplificado del modelo final, con tres estadios, correspondientes a una hora cada uno, y 27 casos diferentes en cada estadio. Después de más de cinco horas se detuvieron manualmente los cálculos sin obtener un resultado óptimo ya que el número de nodos por explorar continuaba creciendo y la brecha (*gap*) no disminuía. En base a esta intratabilidad se reformula la consideración estocástica del error de la demanda: se aproxima el error de predicción diezminutal mediante la distribución logística continua presentada anteriormente y se consideran tres escenarios de demanda generados de la forma expuesta previamente, pero en base, no al error diezminutal, sino a la energía consumida total en cada día, de tal manera que quedan tres intervalos de posible demanda con una probabilidad cada uno y un valor medio ponderado. Esto se emplea junto con lo desarrollado a continuación para la selección de la capacidad de los sistemas de almacenamiento.

Es conveniente profundizar un poco más en los diferentes modos de operación de la red eléctrica en estudio. Nuevamente, se aplica un paralelismo con la red nacional peninsular. En el siguiente histograma se presenta la distribución de los distintos niveles de consumo diarios desde 2007.



**Figura 3.17.** Histograma de probabilidad del consumo diario español peninsular.

En vista de la diferencia entre el consumo en distintos días, se justifica valorar diversas curvas de demanda correspondientes a varios niveles de consumo. Por simplicidad y reducción razonable de escenarios, se toman tres curvas características: de menor y mayor consumo energético diarios, así como la promedio; a partir de las cuales se considera una variación de carga semejante, escalada en relación a periodos valles y punta, para la red de distribución.

Consumo diario relativo	Probabilidad
0,8364	17,84%
1	66,13%
1,1557	16,02%

**Tabla 3.9.** Consumo sobre la media y su probabilidad.

En base a esta variación de consumo se pueden considerar tres casos de demanda con la probabilidad de la tabla anterior y con la misma relación de demanda relativa al día medio que el consumo diario relativo. Con estos escenarios se realiza el dimensionado simplificado de los ESS.

Para el estudio de la operación, con el fin de emular el error de predicción, a las curvas de predicción se les aplican valores aleatorios de la distribución logística del error hallada anteriormente (con parámetros:  $\mu = -0,0045$  y  $\sigma = 0,0291$ ) de tal forma que se generan diferentes escenarios posibles de demanda.

En un estudio más prolongado en el tiempo, se debe tener en cuenta la variabilidad de la carga a lo largo de la semana y de forma estacional, como ocurre en la realidad, sin embargo, el largo plazo no es objeto de este trabajo. En la siguiente curva de carga durante una semana de marzo de 2018 se observa cómo la demanda durante el sábado y el domingo difieren sustancialmente del resto de la semana.

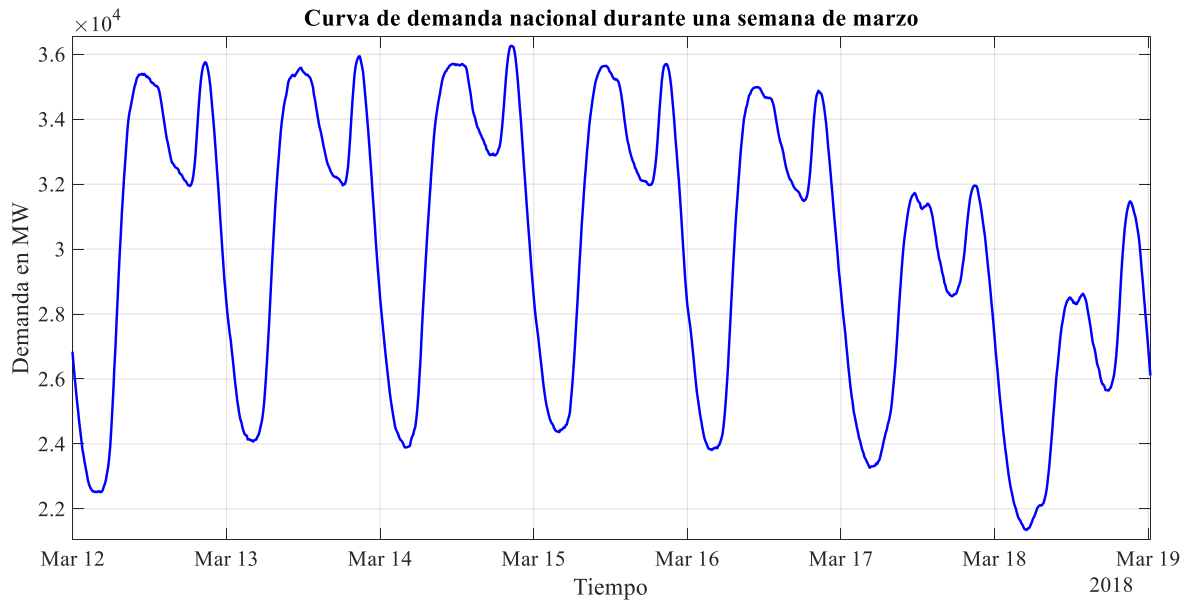


Figura 3.18. Demanda eléctrica española durante una semana de marzo.

Además, para construir la transición del consumo semanal típico,  $P_{L-v}$ , al del fin de semana,  $P_{finde}$ , se aplica una transformación proporcional a la curva española  $P_{finde}^r$  y  $P_{L-v}^r$ , según la fórmula

$$P_{finde}(t) = \frac{P_{finde}^r(t)}{P_{L-v}^r(t)} P_{L-v}(t) \quad (3.7)$$

El resultado es la obtención de tres perfiles de demanda semanales que pueden unirse de forma suave. En la siguiente figura se muestran estos tres perfiles junto con la variación del nivel de demanda según la distribución logística de la desviación del valor real del previsto.

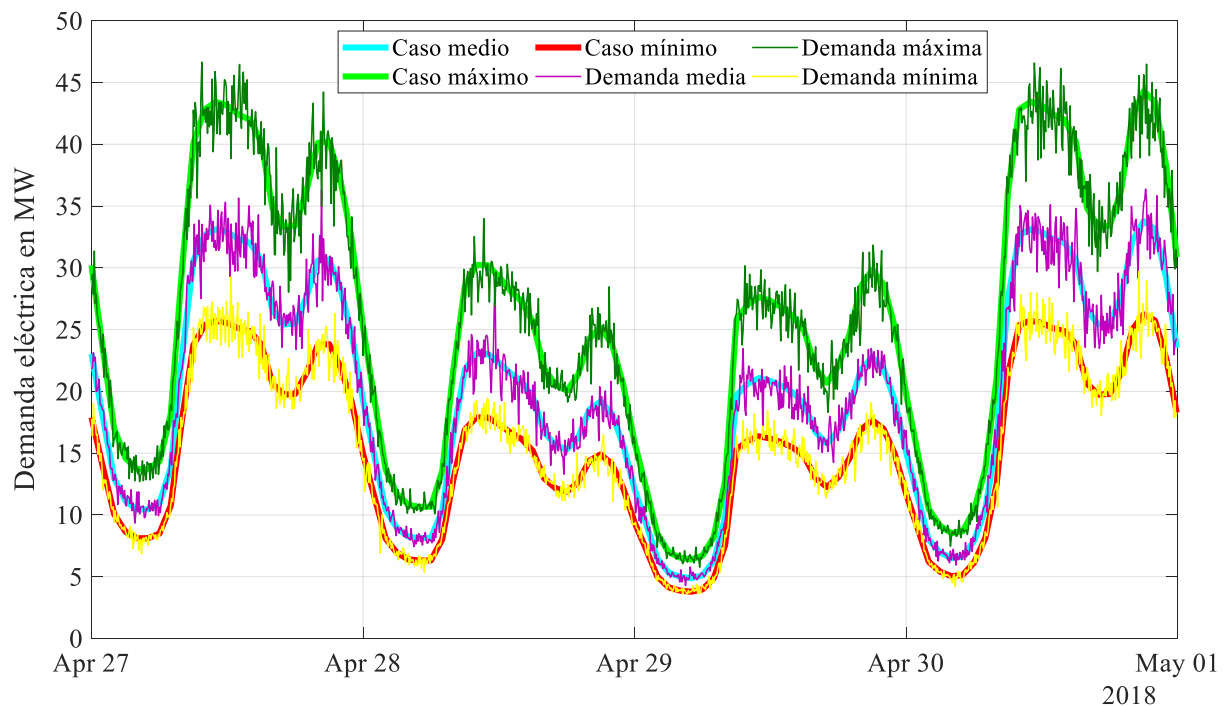
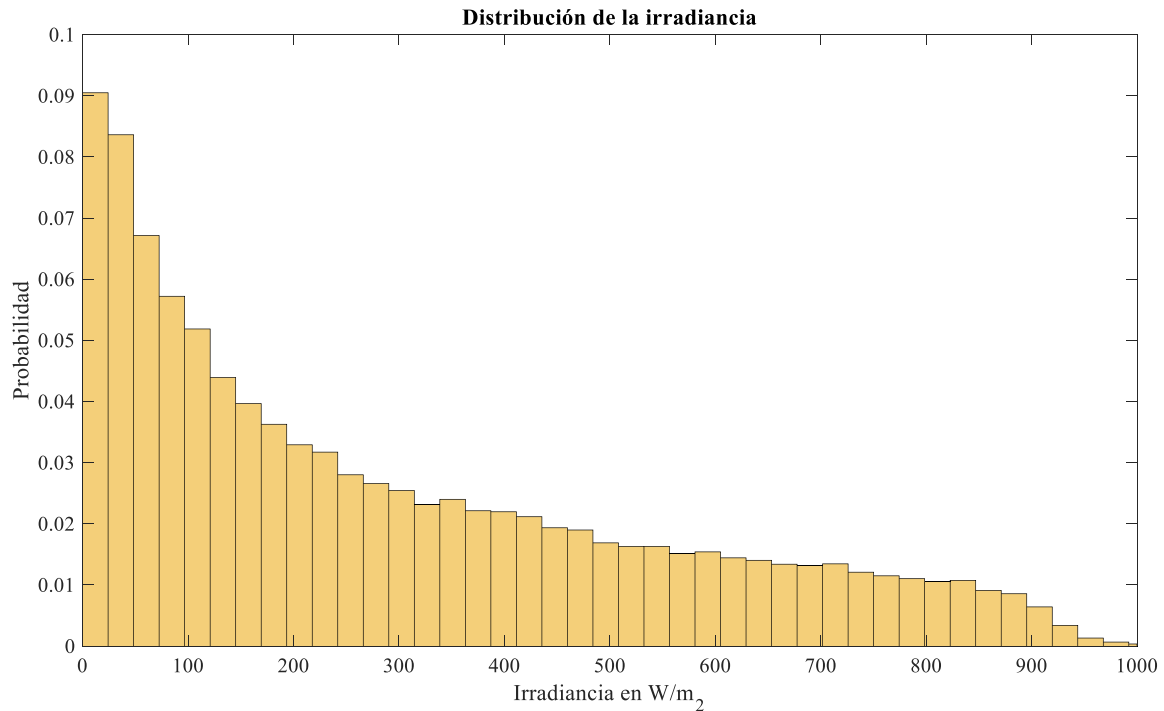


Figura 3.19. Transición del viernes al fin de semana y del domingo al lunes para las tres curvas con y sin error.

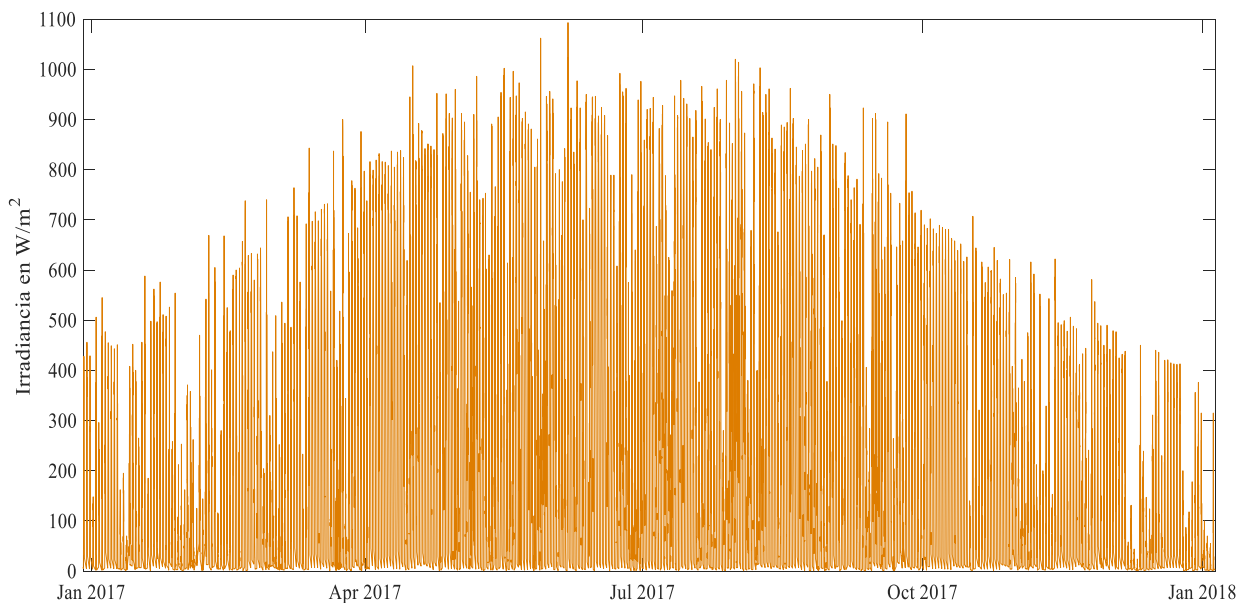
### 3.3.2.- Datos de irradiancia

La zona de origen de los datos meteorológicos es un monte gallego. En este lugar del norte de la península Ibérica, ni los días soleados son tan abundantes, ni la intensidad de radiación es de un nivel tan elevado como la que se da en otros puntos del país. El histograma normalizado de probabilidad de cada rango de irradiancia se muestra a continuación, y se puede observar que los valores más frecuentes son los de un bajo valor mientras que las menores ocurrencias corresponden a valores elevados de irradiancia.



*Figura 3.20. Histograma normalizado de la irradiancia diurna.*

También existe una estacionalidad natural de la irradiancia, es decir, ocurren ciclos de aumento y descenso de los valores de radiación solar que recibe la zona, debido a las estaciones. Esto resulta evidente inspeccionando los datos anuales de 2017.



*Figura 3.21. Variación estacional de la irradiancia.*

Para estudiar el sistema propuesto, se van a escoger varias curvas reales diarias, como ejemplo se muestran: una correspondiente al valor máximo de irradiancia, pero con nubes e irregular, otra de valor intermedio muy suave y otra de valor mínimo con muchas nubes.

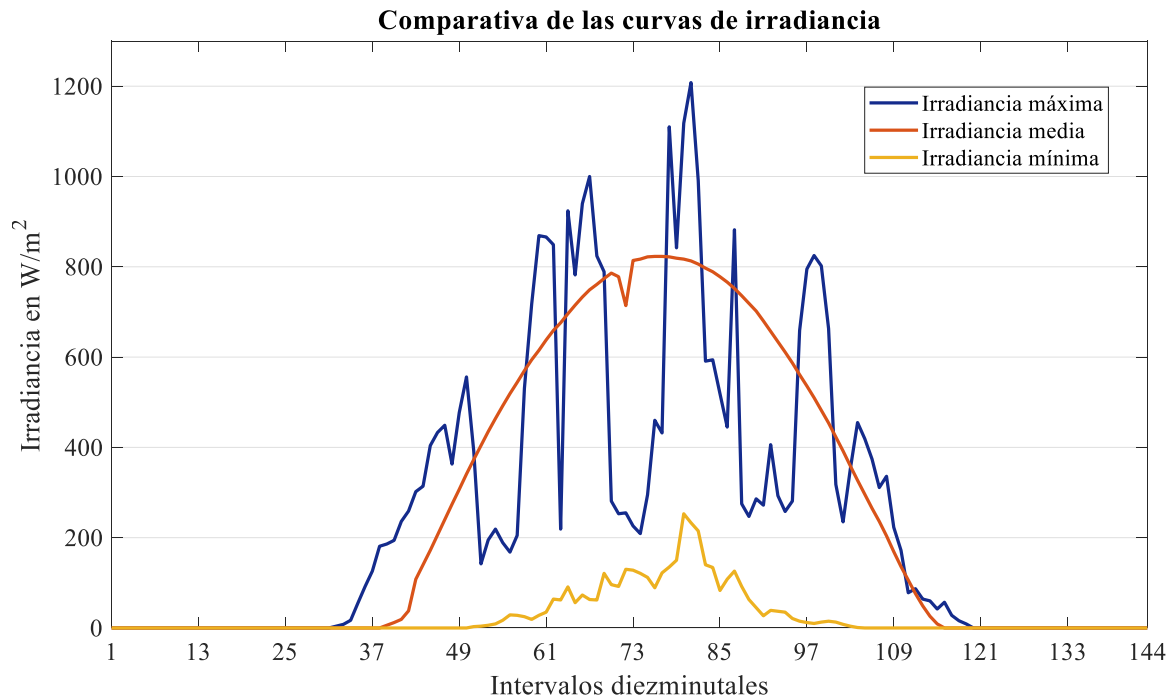


Figura 3.22. Tres días de estudio seleccionados.

Como no se cuentan con valores de predicción meteorológica, se puede emular el error atendiendo a la distribución histórica de la irradiancia de cada hora, es decir, durante cada hora es más o menos probable una cantidad de irradiancia, por lo tanto, aplicando esta desviación se puede emular una predicción fallida factible.

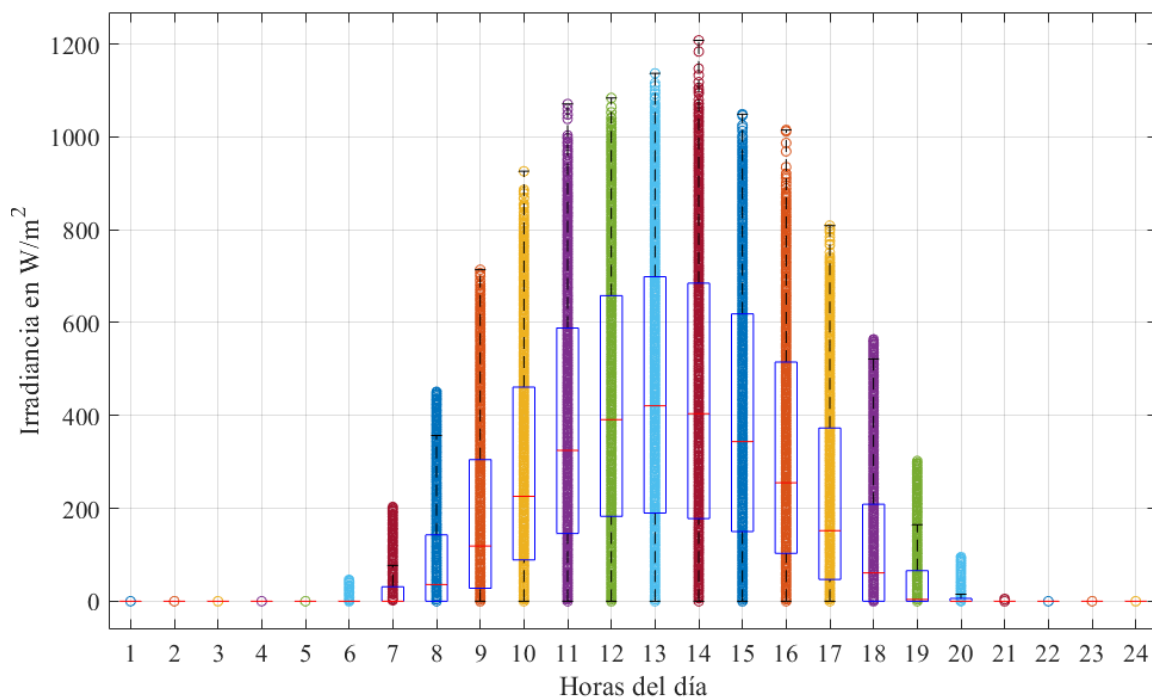


Figura 3.23. Gráficos de cajas sin outliers (boxplot) y datos horarios de irradiancia durante 10 años.

Sin embargo, la predicción tiene tendencia a sobreestimar el recurso, como se ve en la figura siguiente, por tanto, se ha creído más adecuado aplicar un error que siga una distribución de probabilidad que solamente disminuya la irradiancia desde su valor predicho, de esta manera también puede emularse el efecto de nubes. La función adecuada para esta tarea es la distribución beta.

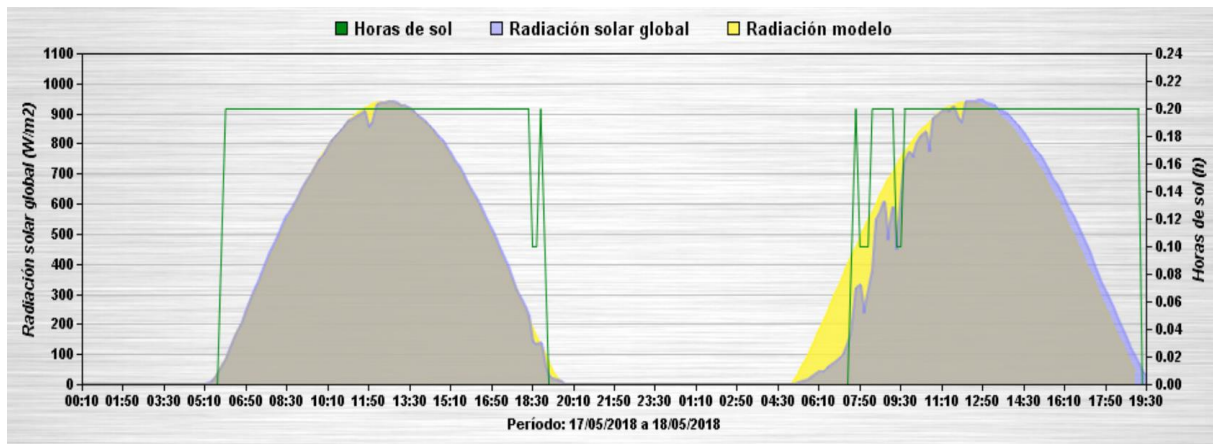


Figura 3.24. Radiación real e ideal de la ubicación en estudio. [34]

$$G(t) = G_{pred}(t) \text{Beta}(\alpha, \beta) \quad (3.8)$$

En la igualdad anterior,  $Beta$  representa un número aleatorio según la distribución beta con los parámetros especificados. Variando los parámetros de esta distribución pueden obtenerse escenarios más o menos optimistas. En la imagen siguiente se muestra el caso del día de irradiancia promedio al que se le han aplicado valores aleatorios según la fórmula anterior, obteniendo dos escenarios: uno con algunas nubes y otro con mucha nubosidad.

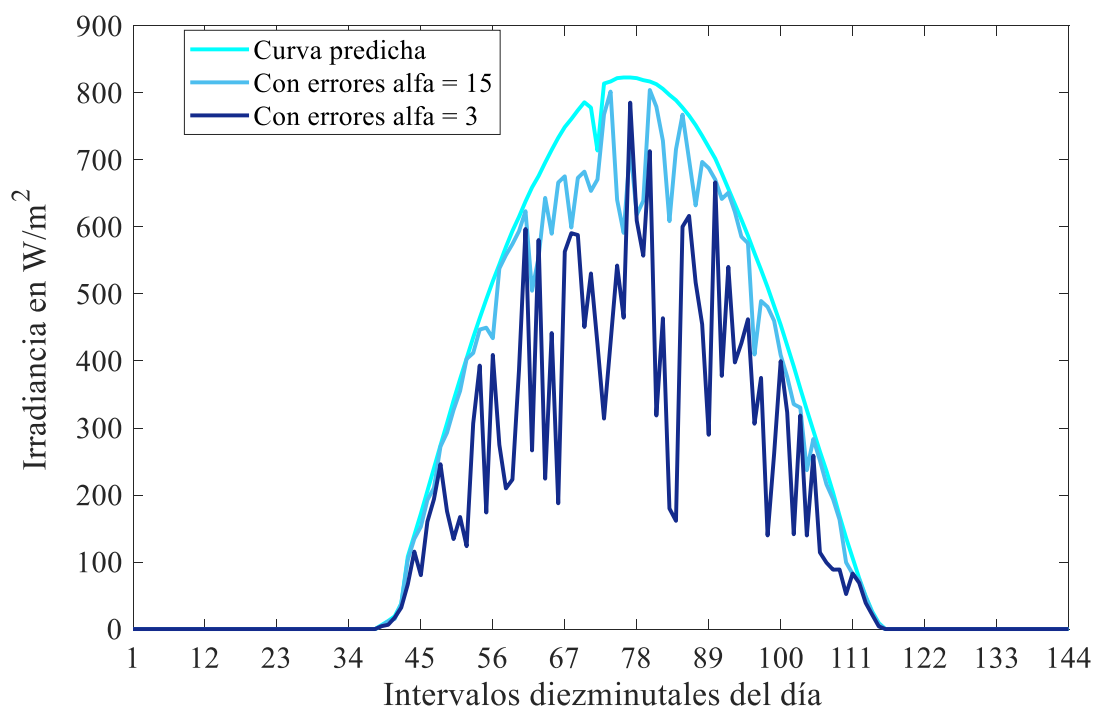


Figura 3.25. Curva de predicción y dos versiones con distinto nivel de error. Parámetro beta = 5/3.



### 3.3.3.- Datos de viento

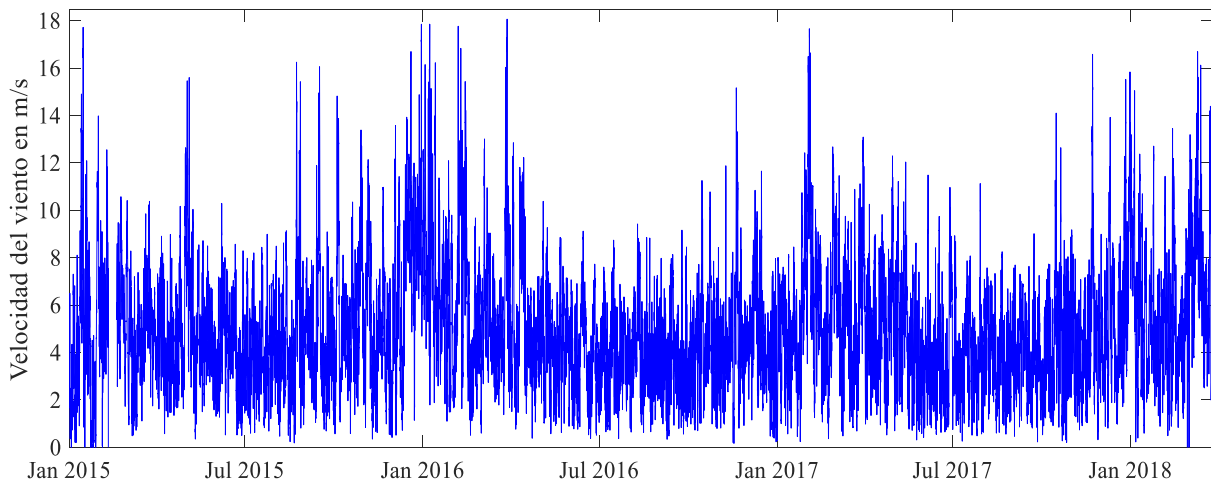
Para dar una idea del potencial eólico del lugar se puede calcular la energía anual producida (AEP) del lugar para el conjunto de aerogeneradores considerado:

$$AEP = 8760 n_{WT} d_{WT} (1 - L) \int_{c_{cut\ in}}^{c_{cut\ out}} P_{wt}(c) f(c) dc = 65,07 \text{ GWh} \quad (3.9)$$

Donde  $n_{WT}$  es el número de aerogeneradores, siete en este caso, 8760 son las horas anuales,  $d_{WT}$  es la disponibilidad de la turbina, igual al 98% para el modelo elegido,  $L$  representa las pérdidas que se estiman en un 10%,  $P_{wt}(c)$  es la potencia generada a cada velocidad  $c$  y  $f(c)$  es la función de densidad de probabilidad de la velocidad  $c$ . Con ello se puede calcular también el factor de capacidad (CF) y las horas a plena carga (FLH) del conjunto, que dan una idea relativa de la calidad del lugar para la instalación de aerogeneradores.

$$CF = \frac{AEP}{8760 n_{WT} P_n} = 50,53\%, \quad FLH = 8760 CF = 4427 \text{ h} \quad (3.10)$$

Se muestra en la imagen siguiente la evolución de la velocidad del viento durante los últimos tres años en la zona.



**Figura 3.26.** Velocidad del viento a 10 m entre 2015 y 2018 después del tratamiento de los datos.

Dada la variabilidad apreciable en el gráfico superior, las curvas de viento de los periodos de estudio no se pueden elegir de forma sencilla de manera que el perfil de velocidad represente un tipo de día significativo, por lo tanto, se escogen en relación al valor diario de irradiancia.

Al no disponer de datos de predicción de la velocidad del viento, la desviación estándar se considera el punto de partida para calcular el error en la predicción. Lo ideal para ajustar este error sería hallar los parámetros de la distribución multivariable de velocidad del viento y su desviación típica, la cual parece asemejarse a una Weibull (ver Figura 3.29), pero la mayoría de programas de optimización no tienen incorporada la generación de números que sigan este tipo de distribuciones y ajustar los parámetros de una distribución bivariable tampoco es trivial.

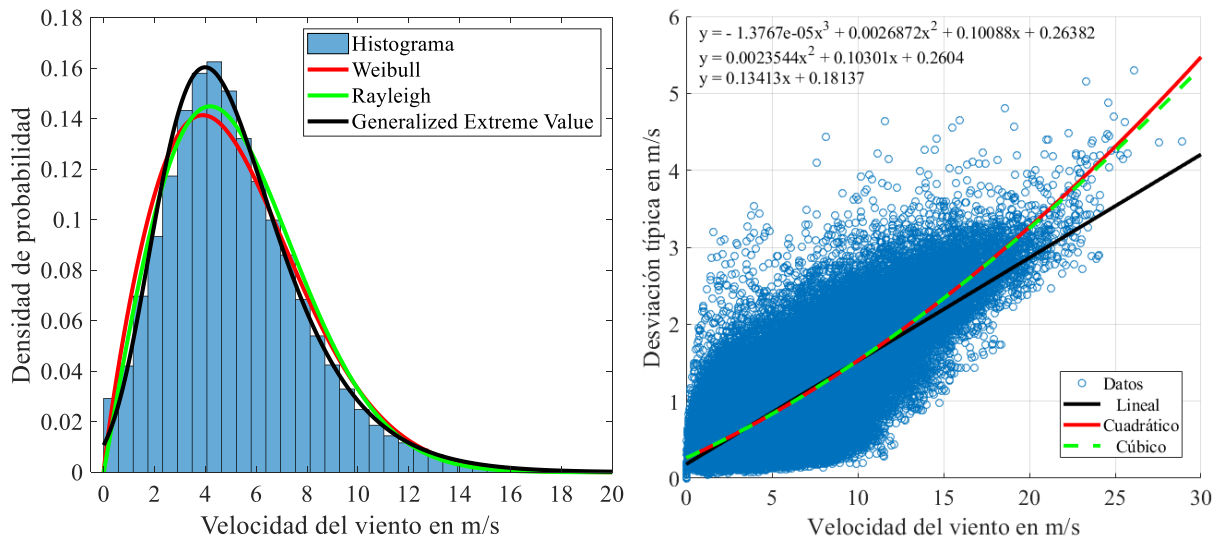


Figura 3.27. Histograma normalizado de la velocidad del viento y regresión de su desviación típica a 10 m sobre el suelo.

Otro acercamiento es el basado en la curva de ajuste cuadrática de la desviación típica en función de la velocidad del viento, mostrada en el gráfico superior, que tiene un valor de  $R^2 = 0,6417$  y de raíz cuadrada del error cuadrático medio  $RMSE = 0,286$  m/s. Del ajuste de la desviación estándar se pueden calcular los residuos normalizados sobre la desviación estándar ajustada y aproximar su distribución para aplicarla a los datos de viento junto con la curva de ajuste de tal forma que se emule el error de predicción. A partir de esta desviación también sería razonable estimar la velocidad en intervalos menores de diez minutos (que es el periodo de muestreo), sin embargo, finalmente para no exceder el tiempo de resolución de la optimización, el paso temporal mínimo es de 10 minutos, con lo cual no es necesario.

$$residuo(c) = \frac{sd(c) - (0,0023544c^2 + 0,1301c + 0,2604)}{0,0023544c^2 + 0,1301c + 0,2604} \quad (3.11)$$

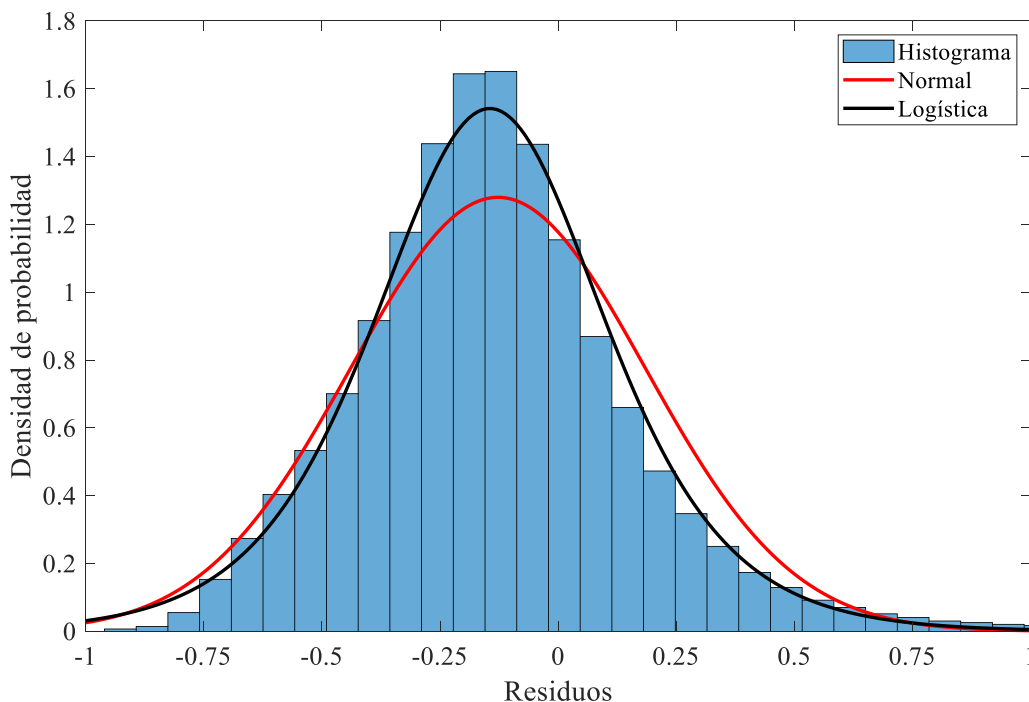


Figura 3.28. Histograma y ajuste de los residuos.

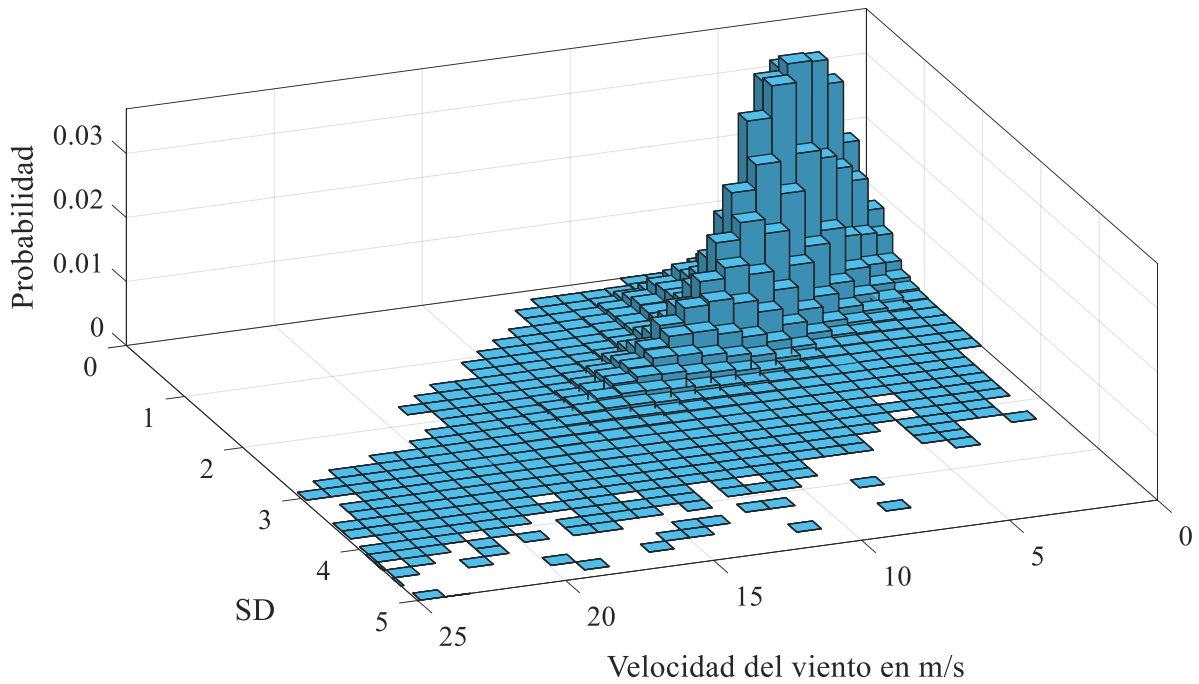


Figura 3.29. Histograma normalizado bivariable de la velocidad del viento a 10 m y su desviación estándar.

De esta manera, la velocidad del viento  $c_{10m}$  en m/s a partir de la predicción  $c_{pred}$  se calcula como sigue.

$$c_{10m} = Normal(c_{pred}, |[0.0023544c^2 + 0.1301c + 0.2604](1 + Logística(-0.1446, 0.1621))|) \quad (3.12)$$

Sin embargo, estas velocidades están medidas a 10 m sobre el suelo y el eje de la turbina se encuentra a unos 100 m de altura. Esto implica una infravaloración del recurso eólico y para evaluar responsablemente la energía potencialmente generada se debe tener en cuenta el perfil de velocidad de la capa límite superficial de la tierra (~ 100 m). La ley logarítmica de este perfil se obtiene a partir de los principios básicos de mecánica de fluidos e investigaciones atmosféricas y es el modelo aplicado en este caso. Para una atmósfera neutra esta expresión es la siguiente. [8]

$$u = u_0 \frac{\ln(h/z)}{\ln(h_0/z)} \quad (3.13)$$

Donde  $u$  es la velocidad a calcular a la altura  $h$ ,  $u_0$  es la velocidad a la altura de referencia  $h_0$  y  $z$  es lo que se conoce como rugosidad del terreno. Los valores de este parámetro dependen del tipo de terreno. En este caso al ser un monte la zona de medida, pero estar la red del caso de aplicación cerca de zonas urbanas y bosques, se toma un valor promedio de 0,03 m. [8] La altura de referencia se elige igual a la mediana de los valores que propone el fabricante del aerogenerador elegido (SG 2.1-114): 106 m. [21] Entonces la estimación final de la velocidad del viento a la altura del eje de la turbina viene dada por la fórmula siguiente.

$$c = c_{10m} \frac{\ln(106/0,025)}{\ln(10/0,025)} = 1,406 c_{10m} \quad (3.14)$$

Donde  $c_{10m}$  es la velocidad a 10 m calculada mediante la expresión (3.12).

Finalmente, en la siguiente figura se presenta el perfil de viento extraído de tres días, correspondientes a la irradiancia máxima, mínima y promedio. Estos perfiles de viento tienen resolución diezminutal y son un ejemplo de lo que se considera como la predicción diaria. A esta predicción se le aplican valores según la fórmula (3.12)-(3.14) para generar los diferentes posibles perfiles reales que se usan en la optimización estocástica.

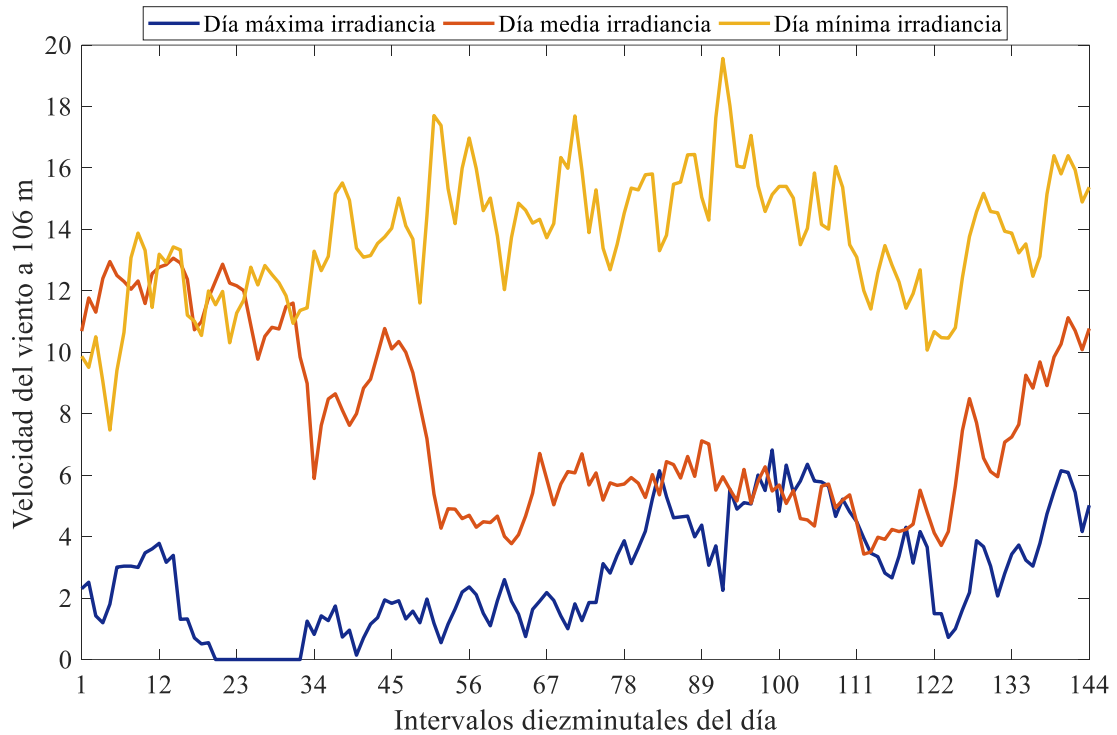


Figura 3.30. Velocidad del viento durante los tres días propuestos.

Y en la siguiente gráfica se muestra, para el caso del día de irradiancia promedio, la curva de predicción (presentada en la figura anterior) junto con cuatro diferentes posibilidades debidas al error de forecast.

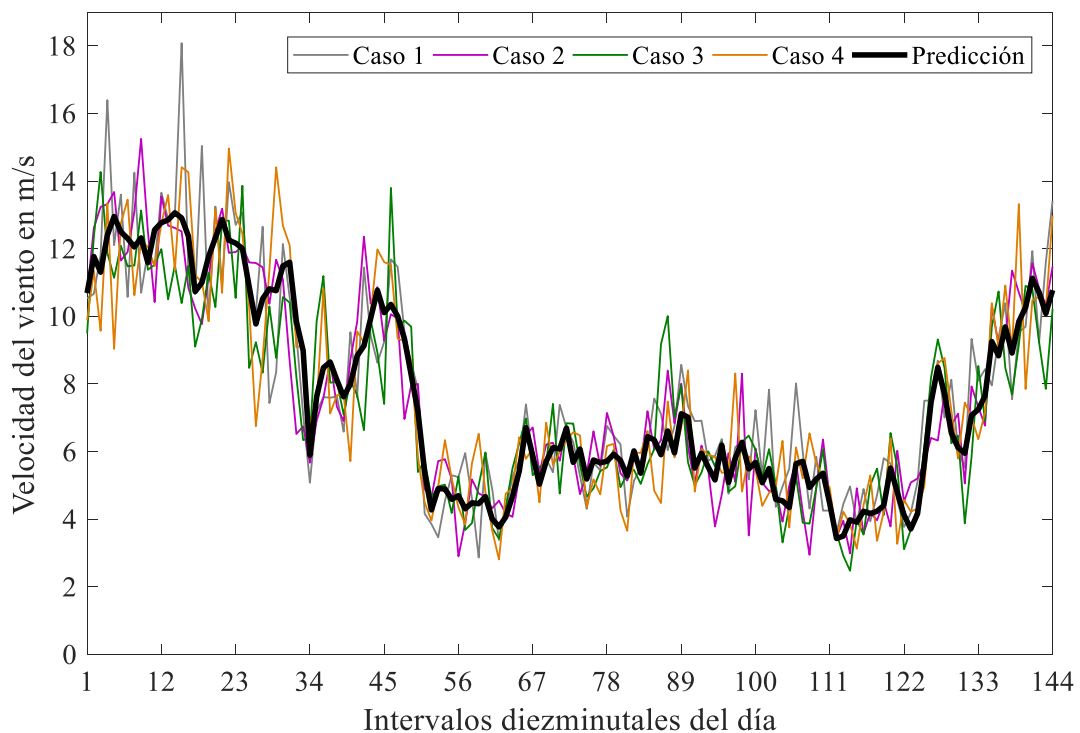


Figura 3.31. Velocidad predicha a 106 m y cuatro posibles realizaciones.

## 4.- Formulación del problema de optimización estocástica

En este apartado se desarrolla la elaboración de la declaración algebraica del problema de optimización de la gestión de la energía en la red de distribución para minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub>. En primer lugar, se introducen conceptos básicos de optimización mediante programación matemática, después se definen las ideas más relevantes relacionadas con la optimización estocástica y, por último, se justifican las ecuaciones que modelan cada uno de los sistemas que componen la red.

La importancia de construir modelos matemáticos de la realidad reside en que a través de ellos se revelan relaciones que tal vez no son aparentes, lo cual deriva en un mayor entendimiento del objeto modelizado; además se puede experimentar con un modelo antes de implementar de forma práctica cualquier medida. Es evidente que la calidad de las soluciones obtenidas a partir de un modelo depende de la exactitud de la estructura y los datos del modelo construido, así como la definición del objetivo que se quiera lograr. Si no se presta atención al modelizado, no hay garantía de que las soluciones que arroja la optimización sean las mejores en la realidad, sino que pueden serlo solo en el modelo creado.

### 4.1.- Fundamentos de programación matemática

El término de programación matemática se refiere al uso de modelos matemáticos de optimización para encontrar soluciones a problemas que involucran la toma de decisiones. Estos problemas están formados por los siguientes componentes principales: variables de decisión (describen la solución y se deben determinar), restricciones (relaciones entre las variables de decisión a través de unos coeficientes, desigualdades e igualdades que deben cumplirse) y función objetivo (mide la calidad de las soluciones). Todos los modelos de programación matemática tienen en común que involucran la optimización: maximizar o minimizar algo que se representa mediante la función objetivo.

Un modelo de programación matemática se considera lineal si solo involucra relaciones lineales entre sus variables, es decir, no pueden aparecer polinomios, productos de variables, funciones logarítmicas, exponenciales, etc. Además, para que sea considerado un problema de programación lineal (LP, *Linear Programming*) debe permitirse que las variables tomen valores fraccionarios. En resumen, las características de un modelo LP son las siguientes: [38]

1. Existe una sola expresión lineal (función objetivo) que se desea maximizar o minimizar.
2. Hay una serie de restricciones en forma de expresiones lineales del tipo  $\leq$ ,  $\geq$  y/o  $=$ .

Cuando el modelo cumple los requisitos anteriores, pero no permite que las variables tomen valores fraccionarios, el problema se denomina modelo de programación entera (IP, *Integer Programming*), si parte de los datos son inciertos, pero se pueden definir mediante una distribución de probabilidad, el modelo es de programación estocástica lineal (SP o SLP, *Stochastic Linear Programming*), y si el modelo incorpora términos no lineales, entonces se denomina modelo de programación no lineal (NLP, *Non-Linear Programming*). [38] En el caso específico de mezclar variables continuas y discretas, pero mantener relaciones lineales, el modelo también se conoce como de programación entera mixta lineal, con siglas MIP o MILP (*Mixed Integer Programming* o *Mixed Integer Linear Programming*).

El interés atraído por los modelos de programación lineal se debe a que son mucho más sencillos de resolver y siempre garantizan la mejor solución posible u óptimo global, en caso de existir. Esto justifica poner empeño en transformar expresiones no lineales en otras equivalentes de forma lineal. Lo anterior es posible en algunas situaciones y sacrificando muy poca o nula rigurosidad en la equivalencia.

El motivo por el cual la programación lineal garantiza el óptimo (si existe) es porque éste siempre se halla en la frontera de la región factible de soluciones, de hecho, aunque existan soluciones alternativas, una solución óptima siempre se encuentra en un vértice. El algoritmo simplex funciona solo examinando

las soluciones que se encuentran en los vértices (en lugar de buscar en todo el abanico de soluciones posibles por fuerza bruta o heurísticas). [38] Pero si existen no linealidades en las restricciones, la región de soluciones factibles no se encontrará limitada por líneas rectas y puede que la solución óptima no se descansa en un vértice (pudiendo incluso encontrarse en el interior de la región factible). Por ello, aunque se encuentre una solución a un problema con no linealidades, es muy complicado asegurar que es un óptimo global ya que puede tratarse de un óptimo local. Un óptimo global es el valor correspondiente a la mejor solución de todas las posibles, mientras que un óptimo local es la mejor solución de todas las que se encuentran en un entorno cercano. La diferencia entre un óptimo global y local se ilustra en tres dimensiones de forma simplificada a través de la siguiente imagen.

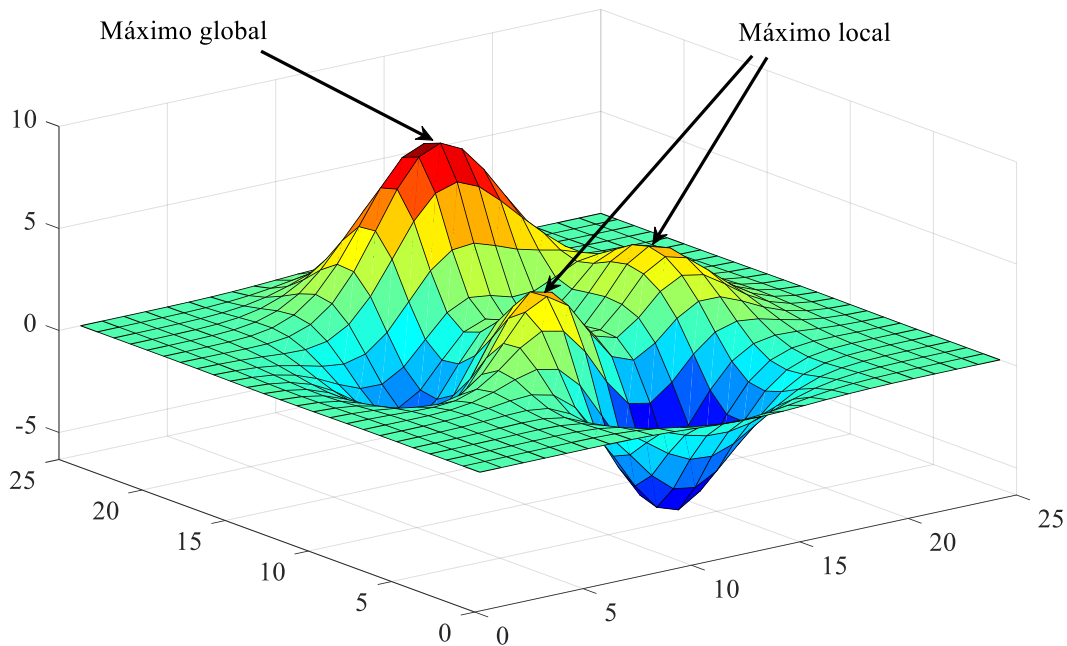


Figura 4.1. Visualización del óptimo global y local en un problema de maximización.

Elaborar un modelo de la forma más fiel y representativa de la realidad posible suele conducir a problemas no lineales. En los últimos tiempos se han realizado avances importantes en el campo de métodos heurísticos o basados en inteligencia artificial como los algoritmos genéticos, los enjambres de partículas (*particle swarm*), búsqueda armónica (*harmony search*), *basin hopping*, etc y por ello se emplean para resolver problemas no lineales y hallar un resultado razonablemente bueno en relativamente poco tiempo. Sin embargo, a pesar de los avances en los algoritmos todavía se presentan tiempos de resolución excesivos y poco eficientes en caso de problemas complejos y de tamaño elevado.

La representación formal matricial de un problema lineal (LP) es la siguiente.

$$\text{sujeto a } \left. \begin{array}{l} \min c^T x \\ Ax \leq b \\ l \leq x \leq u \end{array} \right\} \quad (4.1)$$

Donde  $A$  es una matriz de coeficientes reales y dimensión  $m \times n$ , el gradiente del objetivo es  $c \in \mathbb{R}^n$ , el lado derecho de la segunda expresión  $b \in \mathbb{R}^m$  y los límites inferiores y superiores están denotados por  $l, u \in \mathbb{R}^n$  respectivamente. Los coeficientes  $(A, b, c, l, u)$  en este tipo de problemas son datos fijos conocidos. La relación  $\leq$  se debe reemplazar por alguna de las siguientes:  $\leq, \geq$  o  $=$ . El objetivo es hallar la solución  $x \in \mathbb{R}^n$  que minimiza o maximiza el producto con la transpuesta del gradiente y verifica las restricciones impuestas.



## 4.2.- Optimización lineal estocástica

La programación estocástica es un tipo de modelo de programación lineal que trata la incerteza de una forma particular. Es un caso especial de la optimización robusta. La optimización robusta se emplea cuando los datos no se conocen con certeza y algunos eventos que se modelan no ha sucedido todavía (modelo con etapas temporales, estadios o *stages*). En caso de no poder cuantificar la incerteza o riesgo asociado se emplea la optimización robusta para obtener soluciones que se mantienen razonablemente estables frente a la incertidumbre, tanto si es cuantificable como si no.

Otro enfoque es llevar a cabo un análisis de sensibilidad (*sensitivity analysis*) para determinar cómo las soluciones cambian con la incertidumbre de los datos. Este enfoque limitado puede dar lugar a confusiones en algunos casos. [39] Un enfoque mediante aversión al riesgo (*risk aversion*) trata de encontrar la menor posible pérdida para el peor caso (máxima pérdida) conocido como *MinMax* o *minimax*; este acercamiento tan extremo normalmente lleva a soluciones excesivamente conservadoras. [40]

La optimización estocástica es el caso de optimización robusta en el cual la incerteza puede ser cuantificada. Una manera de introducir en el problema esta información es mediante restricciones probabilísticas, pero en este caso se deben modelar situaciones donde ciertas decisiones (estadio 1) deben tomarse antes de conocer otra información que se hace disponible tras la toma de estas decisiones. Después deben tomarse otras decisiones (estadio 2) en base a lo que se conoce en el momento, pero la bondad de la decisión primera depende de la información y de la decisión del segundo estadio. Un ejemplo para entender lo anterior es cuando debe decidirse la producción (estadio 1) antes de conocer la demanda (incerteza); como resultado de las decisiones de producción y de la demanda real que tenga lugar, nuevas decisiones (estadio 2) deben tomarse sobre si vender el exceso de producción a un precio menor o mantener los bienes en stock con el coste asociado. Si es realista considerar la incerteza como un número finito de posibles valores de distribuciones probabilísticas discretas, entonces se deben introducir nuevas variables asociadas al segundo estadio correspondientes a cada valor de incertidumbre. Así el objetivo se convierte en la minimización del coste esperado o de la esperanza del coste. Siendo esto un problema de programación lineal. [38]

Este tipo de modelos incorporan información adicional en el sentido de que un modelo determinista contiene datos futuros en la forma de puntos individuales, mientras que un modelo estocástico representa los datos como una serie de estimados ponderados con su probabilidad. De esta manera, la solución no es buena en el sentido de un modelo convencional sino en términos de un objetivo óptimo que reduce el riesgo y es más probable o realista de ocurrir.

Los problemas de programación estocástica pueden alcanzar tamaños inmensos debido a la multiplicidad de escenarios resultante de periodos sucesivos, es decir, de cada escenario del segundo estadio o etapa provienen un número de escenarios que forman parte del tercer estadio y así sucesivamente. El árbol de escenarios futuros crece muy rápidamente: si cada etapa estocástica coincide con un periodo temporal en el cual pueden suceder  $n$  diferentes realizaciones estocásticas, entonces el número de escenarios de un SP de  $t$  etapas o instantes viene determinado por la siguiente expresión.

$$\text{escenarios} = n^{t-1} \quad (4.2)$$

Se cree que el mayor problema de SP construido y resuelto por parte de Gondzio y Grothey (2006) tenía  $3,53 \cdot 10^8$  restricciones y unas  $1,01 \cdot 10^9$  variables. Para lidiar con estas situaciones existen técnicas de descomposición que se aprovechan de la estructura de este tipo de problemas para resolver submodelos más pequeños.



En la figura siguiente se ilustran los conceptos básicos de generación del árbol de escenarios, donde aparece marcado cada periodo (intervalo temporal entre dos etapas), cada nodo (momento del tiempo en el que se toman decisiones) y cada escenario (camino desde la raíz hasta una hoja del árbol).

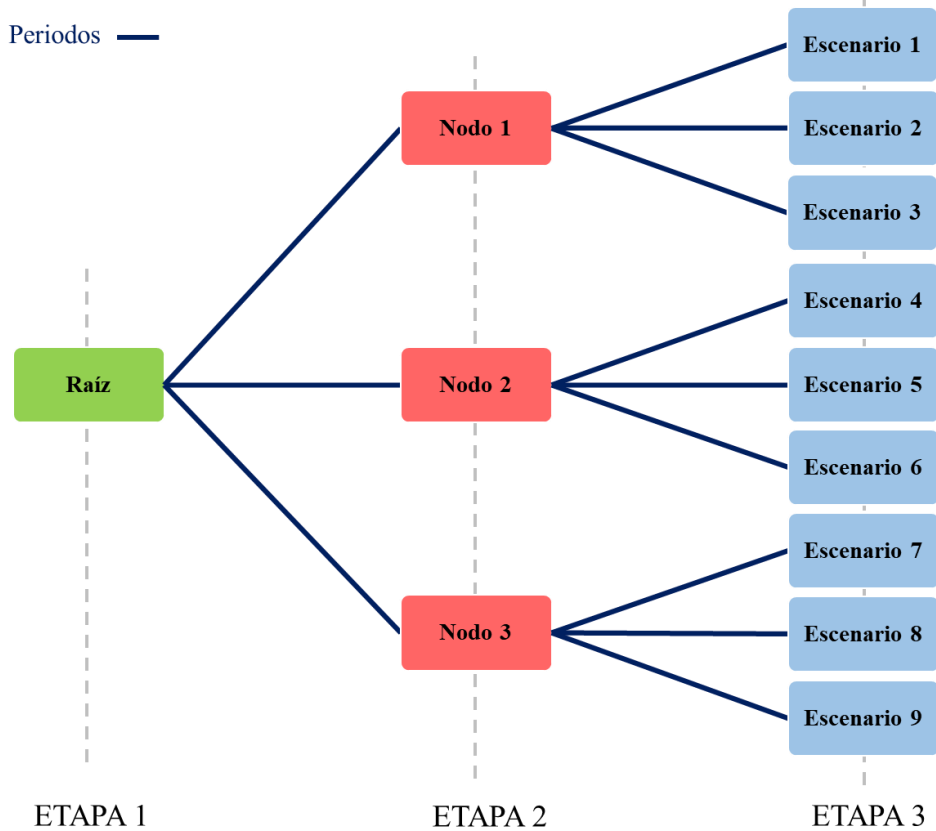


Figura 4.2. Ejemplo de árbol de escenarios con tres etapas y tres posibles realizaciones.

Existen dos metodologías principales para tratar la estocasticidad: formulación analítica y simulaciones estocásticas (o simulaciones de Monte Carlo).

La formulación matricial analítica de un problema de programación estocástica de dos etapas, como el que se elabora en este trabajo, es la siguiente:

$$\left. \begin{aligned}
 & \min c^T x + E[Q(\omega)] \\
 & \text{sujeto a } \quad \begin{cases} Ax = b \\ x \geq 0 \end{cases} \\
 & \text{donde } Q(\omega) = \{ \min q(\omega)^T y(\omega) \\
 & \text{sujeto a } \quad \begin{cases} T(\omega)x + W(\omega)y(\omega) = h(\omega) \\ x, y(\omega) \geq 0 \end{cases}, \quad \forall \omega \in S
 \end{aligned} \right\} \quad (4.3)$$

Donde se considera que existe un proceso estocástico representado por un conjunto de escenarios  $S$ , el vector de variables de decisión previas a la realización del proceso estocástico es  $x$ , las variables determinadas después de la realización del proceso estocástico son el vector  $y$ ,  $\omega$  representa cada índice del conjunto de escenarios,  $E$  denota el operador de la esperanza estadística y  $c, q(\omega), b, h(\omega), A, T(\omega), W(\omega)$  son vectores y matrices conocidos del tamaño apropiado. Se observa que esta formulación es lineal, aunque se puede derivar una versión no lineal de la misma de forma sencilla. [41]

En este tipo de problemas se toma una decisión en el primer estadio, después ocurre el proceso estocástico y se deciden el resto de variables. Es decir, las decisiones iniciales (primera etapa) deben tener lugar antes del proceso estocástico (independientes del proceso estocástico). Mientras que las

decisiones de la segunda etapa o estadio se efectúan después de conocer el valor del proceso estocástico y dependen del vector de realizaciones del proceso estocástico. Como el proceso estocástico se representa mediante una serie de escenarios, las decisiones de la segunda etapa se definen para cada uno de los escenarios considerados.

Por otro lado, los procesos de simulación de Monte Carlo (MCS) consiste en repetir procesos de simulación usando en cada simulación un conjunto de valores generador según las correspondientes distribuciones de probabilidad. Esto hace que una muestra de una MCS sea similar a una muestra experimental, por lo tanto, se pueden tratar de forma estadística. Los dos pasos principales siguientes se repiten un número finito de veces y se analizan estadísticamente los resultados: generación de números aleatorios según distribuciones de probabilidad dadas y resolución del modelo determinista. Este método presenta ventajas respecto al analítico porque la parte computacional es determinista, pero para obtener resultados adecuados el proceso de muestreo y resolución debe repetirse numerosas veces lo cual hace este método computacionalmente dilatado.

En este proyecto se lleva a cabo un enfoque combinado de ambos métodos: se crean varios escenarios a través de muestras aleatorias de distribuciones de probabilidad y después se resuelve el problema de optimización estocástica. Este proceso se puede repetir tantas veces como sea necesario, empleando cada vez diferentes realizaciones estocásticas de las variables, para garantizar la validez de los resultados. El flujo del problema puede ser esquematizado como se representa en la figura siguiente.

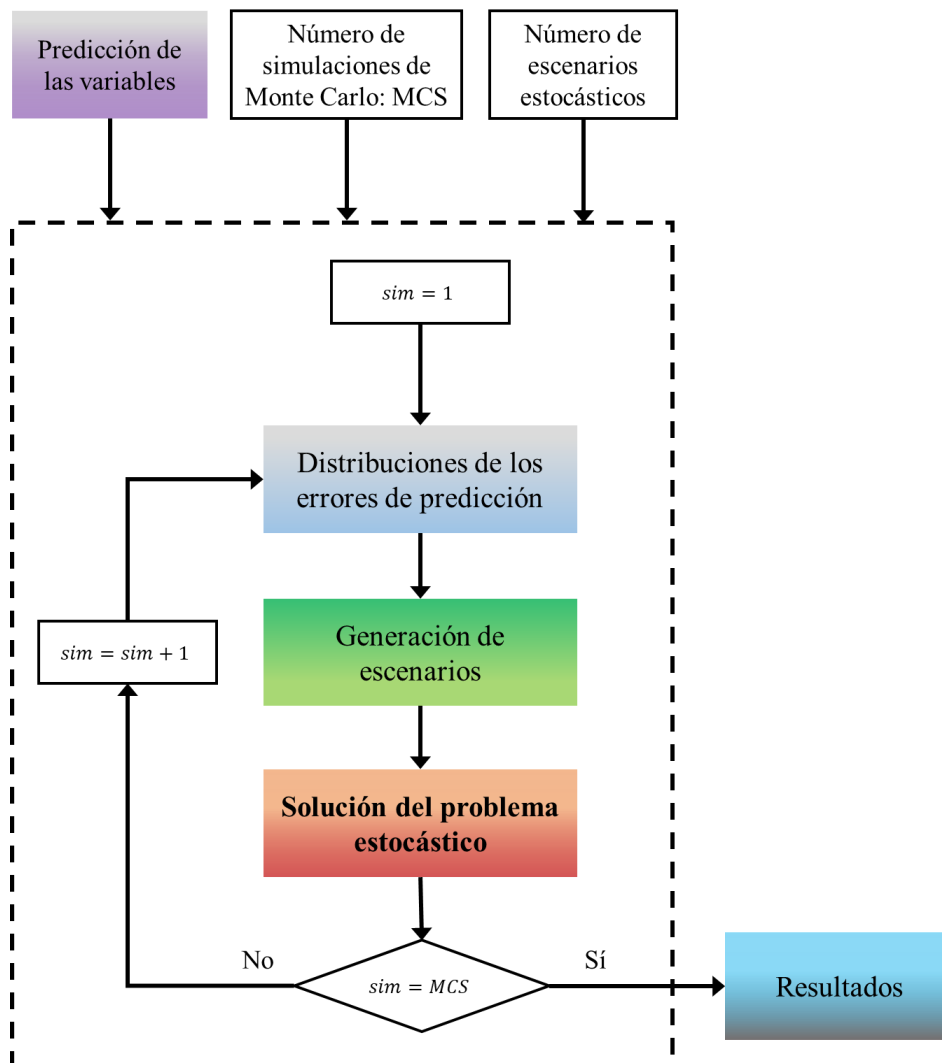


Figura 4.3. Algoritmo o flujo del método propuesto.

### 4.3.- Descripción matemática del problema

La formulación se va a dividir en varios apartados correspondientes a los conceptos principales que se modelan. Primero se establecen las ecuaciones del flujo de potencia de la red eléctrica, en segundo lugar, se atiende la producción y almacenamiento de energía, después se modelan los convertidores de potencia y finalmente se consideran los aspectos relativos al consumo de energía en cada bus y la estimación de las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la importación de energía eléctrica.

Sobre la formulación algebraica se remarca que la notación explícita de la dependencia temporal no siempre se indica, para evitar el excesivo número de subíndices y superíndices, así como tampoco la pertenencia de las variables o parámetros a las etapas estocásticas correspondientes ni escenarios. Para dar un ejemplo del uso completo de índices y por qué hace difícil la lectura se muestra el ejemplo para la potencia activa que va del bus  $n$  al bus  $m$  durante el instante de tiempo  $t$  de la etapa  $e$  en el escenario  $s$  y del SOC:

$$p_{nm,e,s}(t) = v_{n,e,s}(t)v_{m,e,s}(t) \left[ G_{nm,e,s} \cos(\theta_{nm,e,s}(t)) + B_{nm,e,s} \sin(\theta_{nm,e,s}(t)) \right] \quad (4.4)$$

$$SOC_{ESS,n,e,s}(t) = (1 - \alpha)SOC_{ESS,n,e,s}(t - 1) + P_{carga,e,s}^{ESS,n}(t)\Delta t - P_{desc,e,s}^{ESS,n}(t)\Delta t$$

Se debe tener presente que, en la formulación realizada, la energía inicial/final de cada sistema de almacenamiento en cada bus son las únicas variables deterministas o de la primera etapa (raíz) y el resto de variables corresponden a un momento del tiempo de cada escenario donde, por ejemplo, se resuelven las ecuaciones de flujo de potencia. Conociendo este enunciado, añadir las dependencias es redundante.

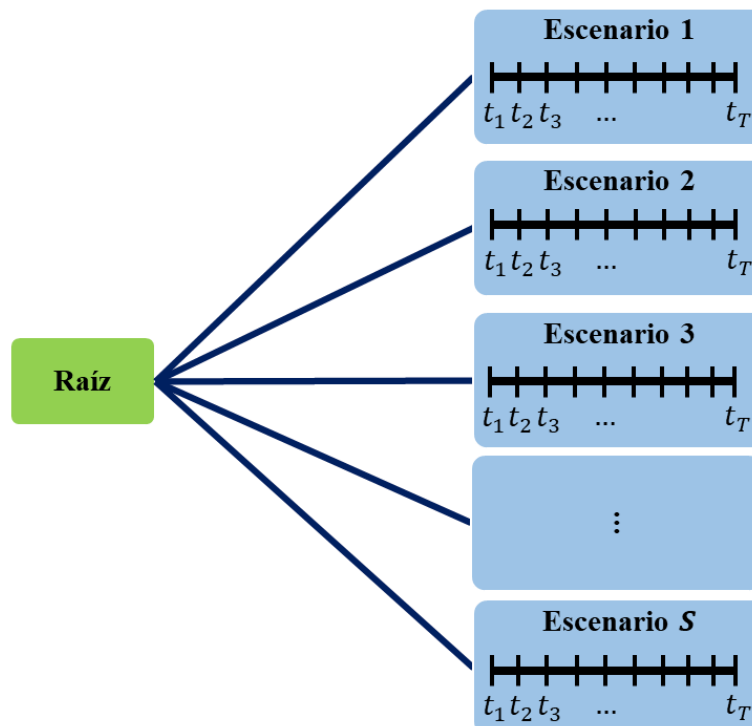


Figura 4.4. Estrategia de estocasticidad en el modelo.

A partir de esta formulación pueden incluirse dentro de cada escenario tantos instantes como se quiera, así como añadir más etapas representando diferentes momentos futuros con distintas realizaciones de los parámetros estocásticos. Esto, aunque aporte seguridad adicional a la operación, podría aumentar el tiempo de cálculo de forma que haría irresoluble el problema en caso de elegir un paso temporal relativamente pequeño y/o un gran horizonte temporal.

### 4.3.1.- Ecuaciones de flujo de potencia

Cada componente de interconexión de una red eléctrica se llama rama o línea y une un nudo  $n$  con otro nudo  $m$  de la red. Una línea se puede modelizar mediante su circuito monofásico equivalente. Este circuito equivalente da cuenta de las propiedades eléctricas de los conductores (conductividad y aislamiento) y de las propiedades físicas (diámetro y distancia entre conductores). El circuito equivalente más utilizado de una línea es el equivalente  $\Pi$ , aunque existen otros modelos como el T. En la siguiente figura se muestra una red de tres buses (nudos) y tres ramas con el equivalente  $\Pi$  de cada línea explícito. En este caso, los valores complejos de admitancia (inversa de la impedancia) del ejemplo están representados por la letra  $Y$  junto con un número arbitrario y cada bus tiene conectado un generador a una tensión representada por la letra  $V + n^\circ$  del bus.

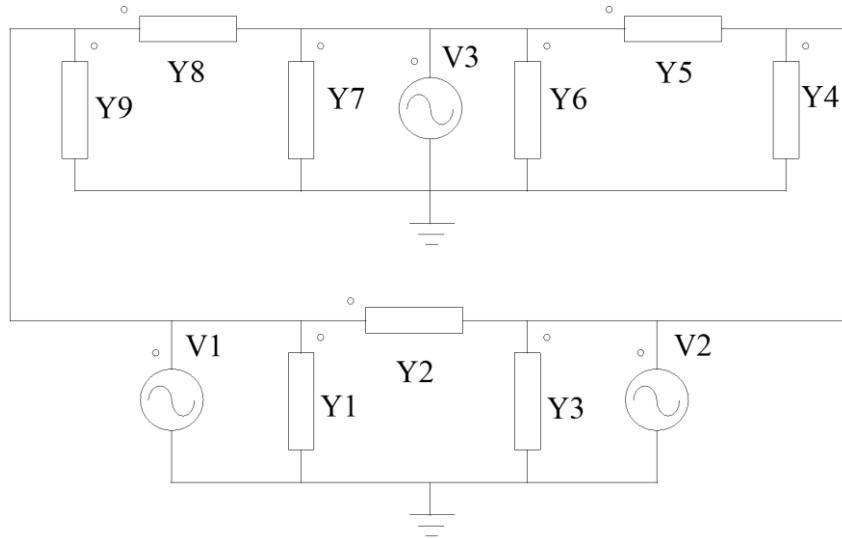


Figura 4.5. Red de tres buses con la representación del circuito equivalente de cada uno.

Expresando las magnitudes en forma compleja, suponiendo un régimen senoidal permanente y equilibrado, aplicando la ley de Kirchhoff de corrientes a la red anterior se deducen las siguientes corrientes en cada nudo

$$\begin{aligned} I_1 &= (Y_1 + Y_2 + Y_8 + Y_9)V_1 - Y_2V_2 - Y_8V_3 \\ I_2 &= -Y_2V_1 + (Y_2 + Y_3 + Y_5 + Y_4)V_2 - Y_5V_3 \\ I_3 &= -Y_8V_1 - Y_5V_2 + (Y_8 + Y_7 + Y_5 + Y_6)V_3 \end{aligned} \quad (4.5)$$

que en notación matricial compacta se resume en la siguiente relación

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{\text{bus}}\mathbf{V} \quad (4.6)$$

Donde  $\mathbf{I}$  es el vector columna de corrientes de cada nudo,  $\mathbf{V}$  es el vector columna de tensiones en cada nudo y  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  es la matriz de admitancias. La matriz de admitancias se compone de números complejos y tiene propiedades bien conocidas: es simétrica, cada elemento  $Y_{nn}$  de la diagonal es la suma de las admitancias de los circuitos equivalentes  $\Pi$  que están conectadas al nudo  $n$ , y los elementos fuera de la diagonal  $Y_{nm}$  son el negativo de la admitancia del equivalente  $\Pi$  conectado entre los nudos  $n$  y  $m$ . Por lo tanto, la matriz de admitancias es una matriz cuadrada de la misma dimensión que el número de buses. Para cada corriente  $n$  del vector columna se puede calcular la potencia del bus  $n$  en tanto por uno como

$$s_n = \frac{V_n I_n^*}{S_{base}} = \frac{V_n}{S_{base}} \left( \sum_{m=1}^N Y_{nm} V_m \right)^* = \frac{V_n}{S_{base}} \sum_{m=1}^N Y_{nm}^* V_m^* = \sum_{m=1}^N v_n v_m e^{j\theta_{nm}} (G_{nm} - jB_{nm}) \quad n = 1, \dots, N \quad (4.7)$$

Donde  $v_n$  es el módulo de  $V_n$  en por unidad,  $\theta_{nm}$  es la diferencia de ángulos  $\theta_n - \theta_m$ , e  $Y_{nm}$  es el elemento  $nm$  de la matriz de admitancias  $G_{nm} + jB_{nm}$  también en pu. Con la fórmula de Euler se puede escribir la ecuación anterior en coordenadas rectangulares en el plano complejo como se muestra a continuación,

$$s_n = \sum_{m=1}^N v_n v_m (\cos \theta_{nm} + j \sin \theta_{nm}) (G_{nm} - jB_{nm}) \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (4.8)$$

Recordando que la parte compleja de la potencia aparente es la potencia reactiva y la parte real es la potencia activa se pueden separar ambas como sigue

$$p_n = \sum_{m=1}^N v_n v_m (G_{nm} \cos \theta_{nm} + B_{nm} \sin \theta_{nm}) \quad n = 1, 2, \dots, N$$

$$q_n = \sum_{m=1}^N v_n v_m (G_{nm} \sin \theta_{nm} - B_{nm} \cos \theta_{nm}) \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (4.9)$$

La representación anterior es compacta y permite observar el carácter asimétrico y no lineal de las ecuaciones de flujo de potencia, pero para aplicar las aproximaciones pertinentes y obtener una linealización, se considera la estructura especial de la matriz de admitancias: los elementos de la diagonal  $Y_{nn}$  son el negativo de la suma de los elementos fuera de la diagonal (negativo de la admitancia del equivalente  $\Pi$  conectado entre los nudos  $n$  y  $m$ ) de la en las filas correspondientes y de las admitancias *shunt* del bus (superíndice *sh*). Esto se puede comprobar en el ejemplo anterior de tres buses:

$$\mathbf{Y}_{bus} = \begin{pmatrix} Y_1^{sh} + Y_2 + Y_8 + Y_9^{sh} & -Y_2 & -Y_8 \\ -Y_2 & Y_2 + Y_3^{sh} + Y_5 + Y_4^{sh} & -Y_5 \\ -Y_8 & -Y_5 & Y_8 + Y_7^{sh} + Y_5 + Y_6^{sh} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{pmatrix} \quad (4.10)$$

En la notación actualmente considerada, con  $y_{nm} = y_{nm}$ , la matriz de admitancias queda como sigue

$$\mathbf{Y}_{bus} = \begin{pmatrix} y_{12}^{sh} + y_{12} + y_{13} + y_{13}^{sh} & -y_{12} & -y_{13} \\ -y_{21} & y_{21}^{sh} + y_{21} + y_{23} + y_{23}^{sh} & -y_{23} \\ -y_{31} & -y_{32} & y_{31}^{sh} + y_{31} + y_{32} + y_{32}^{sh} \end{pmatrix} \quad (4.11)$$

$$Y_{nm} = \begin{cases} -y_{nm} & \text{si } m \neq n \\ \sum_{m=1, m \neq n}^N y_{nm} + y_{nm}^{sh} & \text{si } m = n \end{cases} \quad (4.12)$$

$$\sum_{m=1, m \neq n}^N y_{nm} + y_{nm}^{sh} = y_n^{sh} + \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} + jb_{nm} = j \left( b_n^{sh} + \sum_{m=1, m \neq n}^N b_{nm} \right) + g_n^{sh} \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} \quad (4.13)$$

Entonces, las ecuaciones de potencia activa y reactiva de cada nudo se pueden reescribir en base a la admitancia de cada línea entre el bus  $n$  y el bus  $m$ ,  $Y_{nm} = -y_{nm} = -g_{nm} - jb_{nm}$ , y de shunt del bus  $n$  como

$$p_n = \left( g_n^{sh} + \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} \right) v_n^2 - \sum_{m=1, m \neq n}^N v_n v_m (g_{nm} \cos \theta_{nm} + b_{nm} \sin \theta_{nm}) \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (4.14)$$

$$q_n = - \left( b_n^{sh} + \sum_{m=1, m \neq n}^N b_{nm} \right) v_n^2 - \sum_{m=1, m \neq n}^N v_n v_m (g_{nm} \sin \theta_{nm} - b_{nm} \cos \theta_{nm}) \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (4.15)$$

Se pueden agrupar los términos del sumatorio, ya que la suma es sobre el mismo conjunto, y sacar factor común  $v_n$  en ambas ecuaciones agrupando por los coeficientes de conductancia y susceptancia,

$$p_n = g_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} v_n (v_n - v_m \cos \theta_{nm}) - b_{nm} v_n v_m \sin \theta_{nm} \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (4.16)$$

$$q_n = -b_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N -b_{nm} v_n (v_n - v_m \cos \theta_{nm}) - g_{nm} v_n v_m \sin \theta_{nm} \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (4.17)$$

Ahora se pueden realizar diferentes suposiciones para linealizar el flujo de potencia. Cada aproximación supone un acercamiento diferente al problema, sin embargo, son comunes las siguientes hipótesis de acuerdo con el funcionamiento normal de un sistema eléctrico de potencia: [42] [43]

1. Los valores de tensión, expresados en por unidad (pu), son muy próximos a 1.
2. La diferencia entre los ángulos de dos buses interconectados es un número pequeño cercano a 0.

En base a lo anterior, para eliminar la no linealidad de las funciones trigonométricas, se aproximan por su serie de Taylor centrada en cero y despreciando términos de orden igual o superior a tres.

$$\cos \theta_{nm} \approx 1 + \frac{\theta_{nm}^2}{2}, \quad \sin \theta_{nm} \approx \theta_{nm} \quad (4.18)$$

Sin embargo, el término cuadrático no es lineal y además existen productos de varias variables, lo cual también es una función no lineal. Las ecuaciones de potencia en cada bus  $n$  toman la siguiente forma

$$p_n = g_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} v_n \left( v_n - v_m - v_m \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) - b_{nm} v_n v_m \theta_{nm} \quad (4.19)$$

$$q_n = -b_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N -b_{nm} v_n \left( v_n - v_m - v_m \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) - g_{nm} v_n v_m \theta_{nm} \quad (4.20)$$

En este punto, actualmente no hay consenso sobre cuál es la mejor aproximación de los términos no lineales. Varios enfoques consideran una aproximación de segundo orden en base a la serie de Taylor de los productos de dos variables, lo cual da lugar a una forma lineal de las ecuaciones, excepto por las pérdidas. De hecho, las pérdidas de potencia son funciones cuadráticas no convexas lo cual obliga a realizar relajaciones, como la aproximación por funciones lineales a trozos o la expansión binaria, que dan lugar a un problema de programación lineal mixta entera (conocido por sus siglas como MILP o MIP), o también la relajación convexa, que genera un problema de programación cónica de segundo orden; ambos son casos lineales considerando  $v_n^2$  como variable. [44] [45] [46] [47]

Dado que problemas del tipo MIP son más costosos de resolver en términos de recursos y tiempo que los problemas lineales continuos, otros autores proponen no considerar los términos de segundo orden de

la expansión en serie de Taylor, tanto de las funciones trigonométricas como de los productos de las variables, de tal forma que el flujo resultante es simétrico y permite calcular el valor de tensión y ángulo en cada bus, así como las potencias, sin embargo, en esta aproximación no se ven representadas las pérdidas. [48]

Tomando el primer término de la expansión de las funciones trigonométricas, en [49] se comparan tres aproximaciones lineales del término  $v_n(v_n - v_m)$ , siendo la que menos error presenta, en términos de tensión y flujo de potencia activa, la que considera una descomposición de las tensiones en los buses como  $v_n = 1 + \Delta v_n$ , donde  $\Delta v_n$  es de un orden de magnitud menor a  $v_n$ , por lo tanto,  $v_n(v_n - v_m) = (1 + \Delta v_n)(\Delta v_n - \Delta v_m) = \Delta v_n - \Delta v_m + \Delta v_n \Delta v_n - \Delta v_m \Delta v_n \approx \Delta v_n - \Delta v_m$ . En el producto resultante de la expansión, la multiplicación de la diferencia de las tensiones,  $\Delta v_n \Delta v_n$ , se desprecia respecto a su valor nominal de 1 pu, ya que el resultado es como máximo dos órdenes de magnitud más pequeño que  $v_n$ ; de esta forma  $v_n(v_n - v_m) \approx (v_n - v_m)$ . Además, la tensión al cuadrado que multiplica los términos shunt se aproxima simplemente por el valor del voltaje en ese bus, y en el caso de la potencia reactiva se asume que la conductancia shunt es despreciable en comparación con la susceptancia shunt. Esto da lugar a un problema lineal en las variables tensión y ángulo. [50]

Expandiendo los términos de productos de variables mediante su serie de Taylor de primer orden queda lo siguiente

$$\begin{aligned} v_n v_m \theta_{nm} &\approx v_{n,0} v_{m,0} \theta_{nm} + (v_n v_m - v_{n,0} v_{m,0}) \theta_{nm,0} = \theta_{nm} \\ v_n v_m \theta_{nm}^2 &\approx v_{n,0} v_{m,0} \theta_{nm}^2 + (v_n v_m - v_{n,0} v_{m,0}) \theta_{nm,0}^2 = \theta_{nm}^2 \end{aligned} \quad (4.21)$$

Donde el subíndice 0 denota el punto alrededor del cual se realiza la expansión, que en el caso de las tensiones es  $v_{n,0} = v_{m,0} = 1$ , y en el de la diferencia de ángulos es  $\theta_{nm,0} = \theta_{nm,0}^2 = 0$ , justificados por las condiciones de operación habitual en la mayoría de sistemas de potencia. [43] Las ecuaciones de potencia en cada bus quedan entonces como sigue

$$p_n = g_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} \left( v_n^2 - v_n v_m - \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) - b_{nm} \theta_{nm} \quad (4.22)$$

$$q_n = -b_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N -b_{nm} \left( v_n^2 - v_n v_m - \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) - g_{nm} \theta_{nm} \quad (4.23)$$

Despreciando  $v_n v_m$  y  $\theta_{nm}^2$ , junto con la aproximación  $v_n^2 \approx v_n$  se obtiene el modelo de [49], mientras que tomando la tensión al cuadrado como variable independiente, se pueden reescribir las ecuaciones anteriores, considerando la siguiente transformación del producto de tensiones,

$$v_n v_m = \frac{v_n^2 + v_m^2}{2} - \frac{(v_n - v_m)^2}{2} \quad (4.24)$$

como

$$p_n = g_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} \left( \frac{v_n^2 - v_m^2}{2} + \frac{(v_n - v_m)^2}{2} - \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) - b_{nm} \theta_{nm} \quad (4.25)$$

$$q_n = -b_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N -b_{nm} \left( \frac{v_n^2 - v_m^2}{2} + \frac{(v_n - v_m)^2}{2} - \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) - g_{nm} \theta_{nm} \quad (4.26)$$



Si ahora se aproximan los términos con  $\theta_{nm}^2$  y  $(v_n - v_m)^2$ , que dan cuenta de las pérdidas, mediante funciones lineales de  $\theta_{nm}$  y  $v_n^2 - v_m^2$  se obtendría el método propuesto en [51] que es lineal con respecto a la tensión al cuadrado y al valor del ángulo. No obstante, reordenando las expresiones anteriores,

$$p_n = g_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} \frac{v_n^2 - v_m^2}{2} - b_{nm} \theta_{nm} + g_{nm} \left( \frac{(v_n - v_m)^2}{2} - \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) \quad (4.27)$$

$$q_n = -b_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N -b_{nm} \frac{v_n^2 - v_m^2}{2} - g_{nm} \theta_{nm} - b_{nm} \left( \frac{(v_n - v_m)^2}{2} - \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) \quad (4.28)$$

y considerando la siguiente aproximación de  $(v_n - v_m)^2/2$  alrededor del punto  $v_n = v_m = 1$

$$\frac{(v_n - v_m)^2}{2} \approx \frac{1}{2} \left[ (v_n - v_m) \frac{v_n + v_m}{2} \right]^2 = \frac{(v_n^2 - v_m^2)^2}{8} \quad (4.29)$$

se obtiene la formulación de [46],

$$p_n = g_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} \frac{v_n^2 - v_m^2}{2} - b_{nm} \theta_{nm} + g_{nm} \left( \frac{(v_n^2 - v_m^2)^2}{8} - \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) \quad (4.30)$$

$$q_n = -b_n^{sh} v_n^2 + \sum_{m=1, m \neq n}^N -b_{nm} \frac{v_n^2 - v_m^2}{2} - g_{nm} \theta_{nm} - b_{nm} \left( \frac{(v_n^2 - v_m^2)^2}{8} - \frac{\theta_{nm}^2}{2} \right) \quad (4.31)$$

En este caso, dado que en las ecuaciones aparece el valor de la diferencia de ángulos  $\theta_{nm}$  y su cuadrado  $\theta_{nm}^2$ , así como la el cuadrado de la diferencia de la tensión al cuadrado  $(v_n^2 - v_m^2)^2$ , es necesario linealizar mediante funciones lineales a trozos estos dos términos para estimar adecuadamente las pérdidas. Se puede comprobar en la siguiente gráfica el bajo error cometido al aproximar el cuadrado de la diferencia de tensiones por un cuarto del cuadrado de la diferencia de las tensiones al cuadrado. Para la evaluación de esta diferencia se han calculado el valor real y el valor aproximado para mil pares de valores de tensión aleatorios entre 0,7 y 1,3 pu.

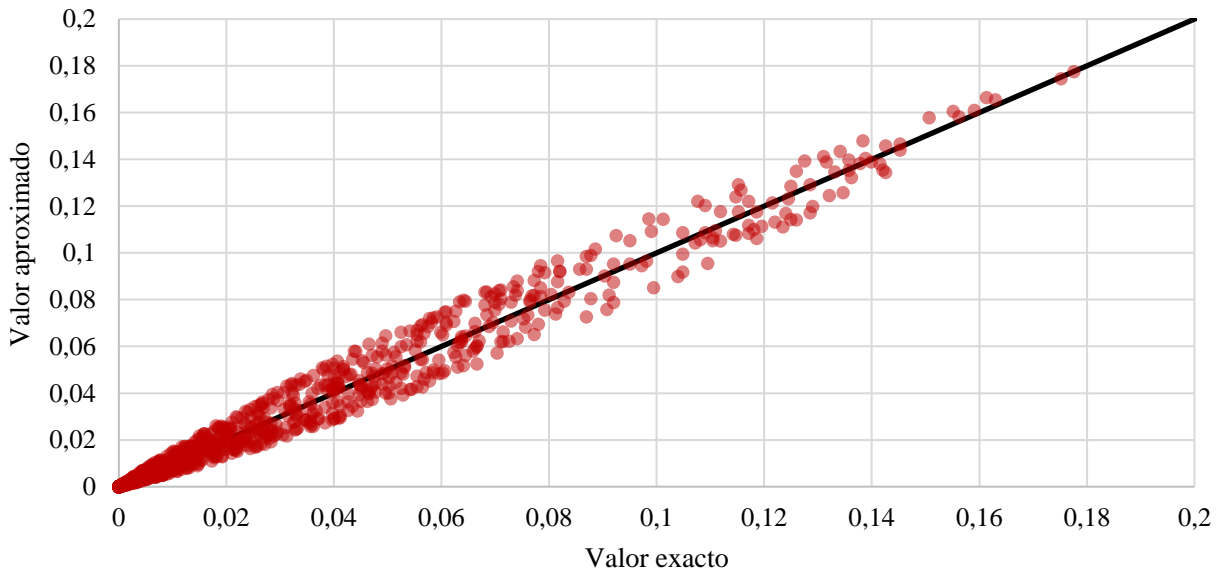


Figura 4.6. Bondad de la aproximación del término no lineal para valores de tensión aleatorios entre 0,7 y 1,3 pu.

Llegados a este punto es necesario tomar una decisión sobre la aproximación de las ecuaciones de flujo de potencia a implementar en la resolución del problema. Es notable que el método más exacto es el último descrito ya que permite calcular las pérdidas sin conocer de antemano datos sobre el

funcionamiento de la red, sin embargo, requiere dos linealizaciones adicionales por funciones a trozos lo cual hace más lenta su resolución que el método simplificado de [50], el cual no incluye términos que den cuenta de las pérdidas pero es más rápido computacionalmente ya que solo involucra una linealización correspondiente a la limitación de potencia de las líneas.

Dado que el objetivo de implementar estas ecuaciones es asegurar la correcta operación del sistema eléctrico en estudio bajo diferentes escenarios, el procedimiento conlleva la resolución de estos flujos en todos los casos, pudiendo ser el número de escenarios muy elevado, una descripción más elaborada tiene como consecuencia tiempos de computo posiblemente inasequibles, lo cual depende del número de escenarios considerados y de los intervalos de tiempo que contiene cada uno.

Para no limitar los escenarios a tener en cuenta ni el paso temporal, se decide implementar el modelo evaluado en [49] y [52], originar de [50]. Al ser el caso considerado una red de distribución cuyas líneas tienen una longitud menor a 5 km, sin cometer error significativo, se puede considerar nula la admitancia de shunt de las líneas. [53] [54] Nombrando  $v_{nm} = v_n - v_m$ , las ecuaciones de flujo de potencia linealizadas quedan como se muestra a continuación

$$p_n = p_n^G - p_n^D = \sum_{m=1, m \neq n}^N g_{nm} v_{nm} - b_{nm} \theta_{nm} = \sum_{m=1, m \neq n}^N p_{nm} \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (4.32)$$

$$q_n = q_n^G - q_n^D = \sum_{m=1, m \neq n}^N -b_{nm} v_{nm} - g_{nm} \theta_{nm} = \sum_{m=1, m \neq n}^N q_{nm} \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (4.33)$$

Donde los superíndices indican generación de energía,  $G$ , y demanda de energía,  $D$ . Cada sumando  $nm$  de las expresiones de potencia activa y reactiva es el flujo de potencia por cada línea que une el bus  $n$  con el bus  $m$ .

Por otro lado, la restricción de potencia máxima que atraviesa las líneas se define por la desigualdad

$$p_{nm}^2 + q_{nm}^2 \leq s_{max,nm}^2 = i_{max,nm}^2 v_x^2, \quad \forall x = n, m \quad (4.34)$$

Donde  $s_{max,nm}$  es la potencia aparente máxima en pu que puede circular por cada línea,  $i_{max,nm}$  es la corriente máxima que puede atravesar el conductor y  $v_x$  es la tensión en el bus  $n$  o  $m$ . Los fabricantes proporcionan el límite máximo de la corriente porque el factor limitante es la temperatura del conductor consecuencia del calor originado por el paso de dicha corriente. El modelo de los conductores se proporciona en [2], y en [55] [56] se puede encontrar el valor de la corriente máxima, que es de 285 A para los conductores subterráneos (20°C de temperatura del terreno y 70°C del conductor), y de 262 A para los aéreos (a 75°C de temperatura del conductor y 35°C de temperatura ambiente). Esto es lo que se conoce como límite térmico de los conductores y es un factor a considerar en líneas menores de 80 km, como es el caso; mientras que entre 80 y 320 km el factor limitante es la caída de tensión, en líneas mayores a 320 km es la estabilidad del ángulo. [53] El límite de corriente depende de la temperatura del conductor, ya que los parámetros eléctricos del mismo varían con la temperatura, sin embargo, el cambio en estos parámetros modificaría el flujo de potencia y por ello un cálculo iterativo sería necesario, de hecho, esta corriente máxima disminuye con la temperatura ambiente y habría que considerar la dinámica de la transferencia de calor, lo cual da lugar a un problema no lineal: el límite de corriente de los conductores aumenta de forma no lineal con la temperatura del conductor y disminuye con la

temperatura ambiente. [56] Esta variación no se considera de importancia y se asume que la corriente máxima es fija e igual a la señalada anteriormente, a la temperatura indicada.

Las restricciones de la forma de (6.30) representan un círculo, por lo que son convexas y pueden linealizarse a trozos mediante desigualdades de funciones lineales. En concreto, se ha optado por una aproximación interior mediante un polígono inscrito en la circunferencia. [47] En el punto medio de las cuerdas tiene lugar el mayor error de aproximación. Es sencillo comprobar que este error relativo máximo viene dado por  $1 - \cos(\pi/k)$ , donde  $k$  es el número de lados del polígono inscrito. Aplicando la ecuación punto-pendiente de una recta entre dos vértices consecutivos  $l$  y  $l - 1$ , con  $l = 1, \dots, k$ , el resultado es un conjunto de  $k$  restricciones lineales de la forma

$$\left[ \sin\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \sin\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] p_{nm} - \left[ \cos\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \cos\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] q_{nm} \leq s_{max,nm} \sin\left(\frac{2\pi}{k}\right) \quad (4.35)$$

La deducción de la forma de esta restricción se encuentra en el apartado **Deducción de la aproximación interior poligonal de la circunferencia** que se recoge en los anexos.

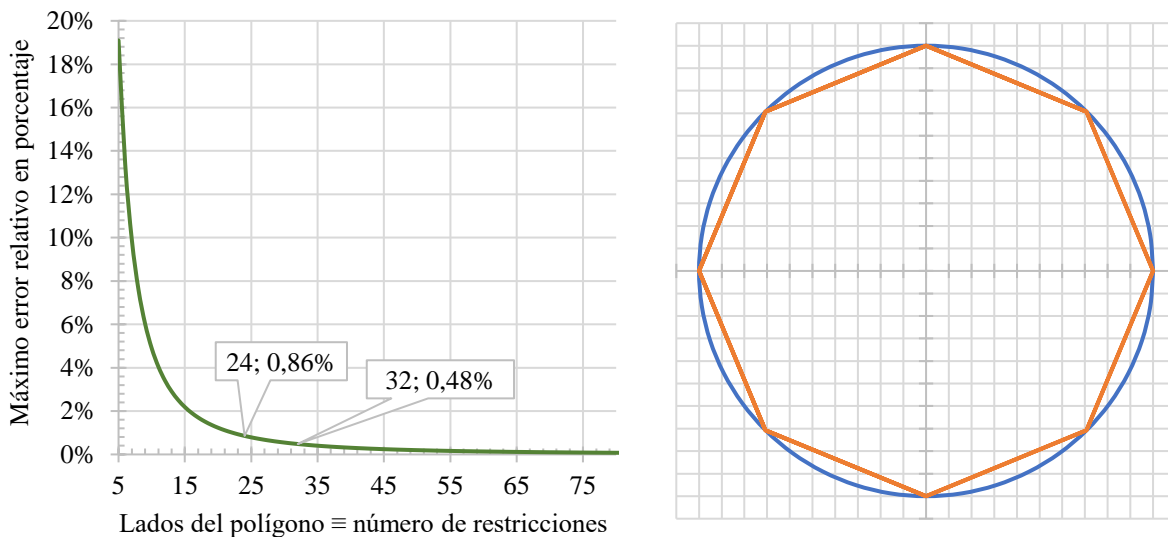


Figura 4.7. Error relativo máximo en función del número de restricciones lineales y ejemplo de 8 lados.

Se aprecia que, con 32 lados, el error es menor o igual a  $0,48\% < 0,5\%$ , lo cual se considera suficiente para satisfacer los límites térmicos de las líneas. Para disminuir este error en un orden de magnitud sería necesario casi triplicar el número de restricciones, sin embargo, aunque aumentar el número de restricciones mejoraría la fiabilidad del resultado, el incremento en la carga de computación daría lugar a tiempos de resolución inaceptables. En su lugar, se decide verificar el flujo completo de potencia mediante la resolución iterativa de las ecuaciones no lineales empleando el método de Newton-Raphson. Para facilitar esta tarea se emplea MATLAB con el paquete MATPOWER desarrollado por Ray D. Zimmerman y Carlos E. Murillo-Sánchez. [57]

### 4.3.2.- Generación de energía eléctrica

La forma de algunas de las ecuaciones siguientes ya se ha presentado en el apartado de la descripción de los componentes del sistema en estudio, no obstante, ahora se muestran formalmente.

El parámetro que representa la potencia activa fotovoltaica que se sale del campo solar y entra al inversor en cada bus, en cada escenario e instante temporal, viene dada por la siguiente fórmula

$$P_{pv}(t) = P_{nom} \frac{G(t)}{G_n} \left[ 1 - \alpha \left( T(t) + \frac{G(t)}{800} [NOCT - 20] - 25 \right) \right] \quad (4.36)$$

Donde  $T$  es la temperatura ambiente,  $P_{nom}$  es la potencia en condiciones nominales,  $G_{nom}$  es la irradiancia nominal en  $W/m^2$ ,  $G$  es la irradiancia incidente en  $W/m^2$ ,  $\alpha$  es el parámetro de la característica potencia-temperatura en  $\%/^{\circ}C$ , NOCT toma el valor de  $45^{\circ}C$  y es la temperatura nominal de operación de la celda a  $800 W/m^2$  con  $20^{\circ}C$  de temperatura ambiente y viento de  $1 m/s$ . El factor alfa del rendimiento es negativo lo cual supone un aumento del rendimiento con la disminución de la temperatura. El rendimiento del inversor y otras características se introducen en apartados posteriores con más detalle.

En el caso de los aerogeneradores el parámetro que denota la energía máxima extraíble del aparato se calcula mediante su curva de potencia, pero aplicando el rendimiento del convertidor a la parte proporcional de la potencia que circula por el mismo.

$$P_{wt}^{m\acute{a}x}(t) = P_{wt}(t)(0,7 + 0,3\eta_{b2b}(t)) \approx P_{wt}(t)(0,7 + 0,3 \cdot 0,965) = 0,9895 P_{wt}(t)$$

$$P_{wt}(t) = \begin{cases} 2100 \left[ 1 - e^{-\left(\frac{c(t)}{5,692}\right)^{3,398}} \right] & 2 \text{ m/s} \leq c(t) < 20,5 \text{ m/s} \\ 4378 - 111 c(t) & 20,5 \text{ m/s} \leq c(t) \leq 25 \text{ m/s} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4.37)$$

Esto da los límites superiores de inyección de potencia activa a la red, los de reactiva están relacionados mediante las ecuaciones de los convertidores presentadas en el apartado correspondiente a los convertidores de potencia.

### 4.3.3.- Almacenamiento de energía eléctrica

En este apartado se presentan las ecuaciones que dan el estado de carga de cada sistema de almacenamiento en cada bus, de cada escenario y en cada momento del tiempo. Las variables de potencia activa y reactiva que aparecen representan la salida/entrada de energía del sistema a través del convertidor que conecta los ESS con la red eléctrica.

Se definen las siguientes variables estocásticas referentes a la potencia de carga, la potencia de descarga y el estado de carga de cada ESS en cada bus  $n$  para el instante  $t$ .

$$P_{carga}^{ESS,n}(t), P_{desc}^{ESS,n}(t), SOC(t) \geq 0 \quad (4.38)$$

Estas potencias son las realmente efectivas que reciben o entregan los ESS, es decir incluyen el rendimiento de carga y de los convertidores en su definición, que se expone en el desarrollo que sigue.

El peso del problema reside en la parte binaria, no en la lineal por lo tanto conviene crear una variable para la descarga y otra para la carga y emplear únicamente una variable binaria y su complementaria para evitar la carga y descarga simultáneas. Esta restricción es la siguiente:

$$P_{carga}^{ESS,n}(t) \leq b^{ESS,n}(t) P_{carga,m\acute{a}x}^{ESS,n}, \quad P_{desc}^{ESS,n}(t) \leq (1 - b^{ESS,n}(t)) P_{desc,m\acute{a}x}^{ESS,n}, \quad \forall ESS, n \quad (4.39)$$

Donde el subíndice *máx* denotan la potencia nominal de cada sistema de almacenamiento (ESS) en cada bus *n* y la variable binaria es  $b^{ESS,n}$  que toma el valor 1 o 0 en cada momento *t* para cada sistema de almacenamiento ESS de cada bus *n* y de cada escenario. Esta restricción fuerza a cero la carga en caso de existir descarga y viceversa.

Por otro lado, el modelo del estado de carga se estima lineal y sin reducción de capacidad por profundidad de descarga ni de gradación. La corrección de esta suposición se asegura añadiendo una serie de restricciones para limitar el estado de carga a un rango seguro de cada ESS. El estado de carga de cada ESS en cada bus *n* en cada momento *t* y escenario viene dado por la siguiente expresión.

$$SOC_{ESS,n}(t) = (1 - \alpha\Delta t)SOC_{ESS,n}(t - 1) + P_{carga}^{ESS,n}(t)\Delta t - P_{desc}^{ESS,n}(t)\Delta t, \quad \forall ESS, n \quad (4.40)$$

Donde *SOC* representa el estado de carga, el parámetro  $\alpha$  es la autodescarga relativa por unidad de tiempo y  $\Delta t$  es el paso temporal. El límite superior del estado de carga de cada ESS se define mediante las siguientes restricciones:

$$SOC_{ESS,n}^{m\acute{a}x} DOD_{ESS,n} \leq SOC_{ESS,n}(t) \leq SOC_{ESS,n}^{m\acute{a}x} (1 - DOD_{ESS,n}) \quad (4.41)$$

Donde *DOD* es el parámetro de la profundidad de descarga relativa de cada ESS en cada bus, establecido en cero para las baterías de flujo y en 0,1 para las baterías de ión litio y las pilas de hidrógeno, como ya se introdujo en el apartado de componentes del sistema.

Todas estas cantidades se expresan en unidades del Sistema Internacional, pero para ligar estos subsistemas con la red se deben expresar en por unidad, para ello se redefinen simplemente a través del cociente entre la potencia base. Además, la definición de las variables de potencia de carga y descarga las relacionan con el convertidor que conecta estos sistemas con la red y es donde se aplican los rendimientos de carga y descarga, así como los de cada convertidor, como se ha advertido al comienzo.

$$p_{desc}^{ESS,n} = \frac{P_{desc}^{ESS,n}}{S_{base}} = \frac{p_{ESS2red,n}(t)}{\eta_{desc}^{ESS,n} \eta_{conv}^{ESS,n}}, \quad p_{carga}^{ESS,n}(t) = \frac{P_{carga}^{ESS,n}(t)}{S_{base}} = p_{red2ESS}(t) \eta_{conv}^{ESS,n} \eta_{carga}^{ESS,n} \quad (4.42)$$

Donde *conv* se refiere a los convertidores de potencia y los subíndices *ESS2red* indican transferencia de potencia del sistema de almacenamiento a la red y *red2ESS* desde la red al sistema de almacenamiento.

En el caso de aplicación, los rendimientos de carga y descarga son los justificados en el *apartado de componentes del sistema* y el rendimiento de los convertidores se aproxima de forma constante en base al modelo comercial también elegido en el apartado mencionado, con un valor de 0,98.

Por último, son necesarias las restricciones que fuerzan el SOC inicial igual al final, durante el horizonte temporal, con motivo de aumentar la vida útil de los ESS. Esta variable,  $SOC_{ESS,n}^0$ , no es estocástica.

$$SOC_{ESS,n}(t_0) = SOC_{ESS,n}^0, \quad SOC_{ESS,n}(T) = SOC_{ESS,n}^0 \quad (4.43)$$

### 4.3.4.- Convertidores de potencia

Un aspecto a considerar de los convertidores de potencia es su curva de rendimiento: es necesario que las plantas fotovoltaicas y los sistemas de almacenamiento sean capaces de entregar más de un cierto porcentaje de la potencia nominal del inversor para que la salida de potencia sea efectiva y trabajar por encima del codo de la curva de rendimiento, siempre que se considere oportuno que inyecten potencia.

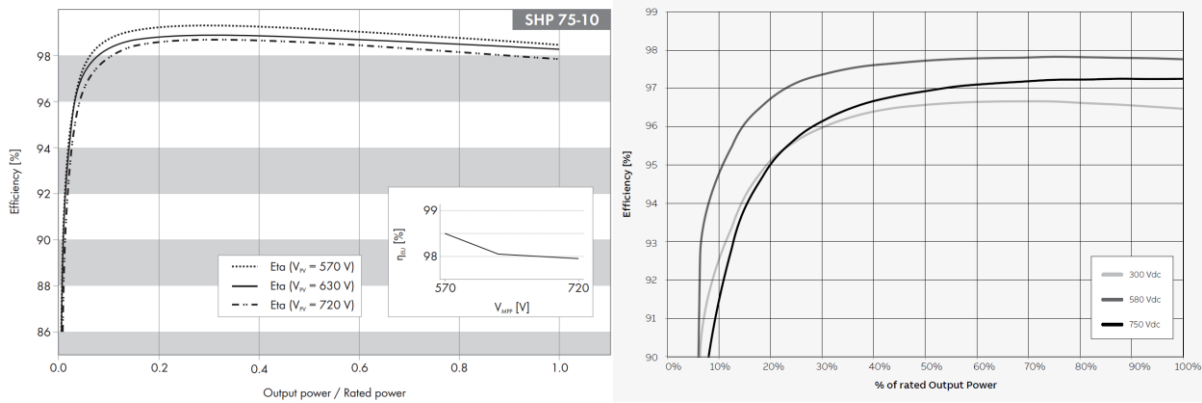


Figura 4.8. Curvas de rendimiento típicas de inversores fotovoltaicos. [58] [59]

Estas curvas describen un comportamiento potencial y pueden ajustarse los tres parámetros que las caracterizan a partir de un número de muestras reales o bien de la propia curva para obtener la versión continua. Es decir, son funciones de la potencia que introducen no linealidades al problema y por lo tanto deben linealizarse. Este error de aproximación no es destacable puesto que el rendimiento alcanza valores elevados a potencias relativamente bajas. En este caso se opta por una discretización de la curva en cuatro intervalos. Para modelar la salida de energía activa se crean parámetros que representan el límite máximo de energía que es posible generar en cada momento, por parte de cada sistema, en cada bus y escenario. Estos parámetros se caracterizan por el super índice *máx*. Entonces, por ejemplo, la potencia activa fotovoltaica máxima producida en cada momento  $t$  viene dada por la siguiente fórmula.

$$P_{pv}^{máx}(t) = \begin{cases} \eta_1 P_{pv}(t) & P_{pv}(t) \in [P_0, P_1] \\ \eta_2 P_{pv}(t) & P_{pv}(t) \in (P_1, P_2] \\ \eta_3 P_{pv}(t) & P_{pv}(t) \in (P_3, P_4] \\ \vdots & \\ \eta_u P_{pv}(t) & P_{pv}(t) \in (P_{u-1}, P_u] \end{cases} = \begin{cases} 0.98 P_{pv}(t) & 0.4 \leq P_{pv}(t)/P_{nom} \\ 0.972 P_{pv}(t) & 0.2 \leq P_{pv}(t)/P_{nom} < 0.4 \\ 0.955 P_{pv}(t) & 0.08 \leq P_{pv}(t)/P_{nom} < 0.2 \\ 0 & \text{otro caso} \end{cases} \quad (4.44)$$

Donde  $P_{pv}(t)$  es la potencia activa proveniente del campo solar en el momento  $t$ ,  $\eta_n$  son los rendimientos correspondientes al promedio del intervalo discretizado,  $P_{nom}$  es la potencia nominal del inversor del campo solar y  $P_u, P_{u-1}$  son las potencias de cada intervalo. Esta expresión se aplica a cada sistema fotovoltaico en cada bus y escenario. En el caso específico del aerogenerador con máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG) este rendimiento solo se aplica al porcentaje de la potencia que circula por el convertidor, es decir, sobre el 30% de la potencia generada.

Otro componente importante de estas máquinas es la capacidad de absorber/inyectar energía reactiva como se presentó en el apartado 3.1.4.- *Convertidores estáticos de potencia*. A partir de las características propias del modelo de cada fabricante y para cada aplicación, la región de operación de los convertidores se limita de forma diferente, pero con un componente común: una extensión de la restricción (4.35) de los límites de líneas que representa una circunferencia.

En el caso de los inversores fotovoltaicos la potencia activa está limitada a valores no negativos por lo que se obtiene la porción del círculo con el semieje positivo de abscisas (mitad derecha del círculo), en otras palabras, se aplican las restricciones siguientes:

$$\left[ \sin\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \sin\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] p_{pv}(t) - \left[ \cos\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \cos\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] q_{pv}(t) \leq s_{inv} \sin\left(\frac{2\pi}{k}\right), \quad (4.45)$$

$$0 \leq p_{pv}(t) \leq P_{pv}^{m\acute{a}x}(t)/S_{base}, \quad -s_{inv} \leq q_{pv}(t) \leq s_{inv}$$

Donde  $p_{pv}$  es la variable de decisión de potencia activa en por unidad que el inversor o grupo de inversores fotovoltaicos entregan a la red,  $q_{pv}$  es la variable de potencia reactiva en por unidad que el inversor fotovoltaico entrega a la red y  $s_{inv}$  es el parámetro correspondiente a la potencia aparente nominal o máxima del inversor expresada también en pu. Aquí  $s_{inv}$  es un parámetro determinista mientras que  $p_{pv}$  y  $q_{pv}$  son variables estocásticas. De nuevo la expresión anterior se aplica a cada bus donde exista instalación fotovoltaica.

Para el caso de los aerogeneradores, la restricción es similar salvo que se limita el factor de potencia  $f_{p_{wt}}$ , tanto inductivo como capacitivo, a valores máximos de 0,95, según indica el fabricante. [21]

$$\left[ \sin\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \sin\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] p_{wt}(t) - \left[ \cos\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \cos\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] q_{wt}(t) \leq s_{wt} \sin\left(\frac{2\pi}{k}\right), \quad (4.46)$$

$$0 \leq p_{wt}(t) \leq P_{wt}(t)/S_{base}, \quad -\tan(\cos^{-1}(f_{p_{wt}})) s_{wt} \leq q_{wt}(t) \leq \tan(\cos^{-1}(f_{p_{wt}})) s_{wt}$$

Debe marcarse la siguiente consideración: los inversores solo proporcionan/absorben energía reactiva de la red en caso de existir energía activa disponible en el campo solar. Igualmente, el DFIGN solo gestiona reactiva cuando es posible generar activa. Esta limitación en principio no viene dada por motivos constructivos de los convertidores, sino que se trata de una práctica normal en este tipo de instalaciones. En el aspecto algebraico esto se logra estableciendo modificando la restricción de los límites de potencia reactiva. Como ejemplo se muestra el caso fotovoltaico, pero en el resto de convertidores es análogo.

$$-s_{inv}, \quad P_{pv}^{m\acute{a}x}(t) > 0 \left. \vphantom{\begin{matrix} -s_{inv} \\ 0 \end{matrix}} \right\} \leq q_{pv}(t) \leq \left\{ \begin{matrix} s_{inv}, & P_{pv}^{m\acute{a}x}(t) > 0 \\ 0, & P_{pv}^{m\acute{a}x}(t) = 0 \end{matrix} \right. \quad (4.47)$$

Los convertidores empleados en los sistemas de almacenamiento son un caso especial ya que el flujo de potencia activa puede ser tanto positivo como negativo (descarga y carga), no obstante, el enfoque aplicado es separar estos dos procesos (para ahorrar variables binarias agilizando así la resolución) y aplicar una restricción semejante a las anteriores a cada uno junto con las limitaciones adicionales de reactiva que presentan estos convertidores.

$$\left[ \sin\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \sin\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] p_{ESS2red}(t) - \left[ \cos\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \cos\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] q_{ESS}(t) \leq s_{ESS} \sin\left(\frac{2\pi}{k}\right), \quad (4.48)$$

$$\left[ \sin\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \sin\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] p_{red2ESS}(t) - \left[ \cos\left(\frac{2\pi l}{k}\right) - \cos\left(\frac{2\pi(l-1)}{k}\right) \right] q_{ESS}(t) \leq s_{ESS} \sin\left(\frac{2\pi}{k}\right),$$

Donde los subíndices  $ESS2red$  indican transferencia de potencia del sistema de almacenamiento a la red y  $red2ESS$  desde la red al sistema de almacenamiento. Estas y la siguiente restricción son para cada ESS en cada bus, en cada momento y en cada escenario. Los límites capacitivos ( $cap$ ) e inductivos ( $ind$ ) de reactiva se definen dándole un rango a la variable como sigue.



$$-\sin(\cos^{-1}(fp_{ESS,ind})) s_{ESS} \leq q_{ESS}(t) \leq \sin(\cos^{-1}(fp_{ESS,cap})) s_{ESS} \quad (4.49)$$

Donde  $s_{ESS}$  es la potencia aparente nominal del convertidor de cada sistema de almacenamiento.

De esta manera se aproxima la curva de funcionamiento P-Q de estos convertidores mostrada en el apartado 3.1.4.- *Convertidores estáticos de potencia* de forma que queda un círculo cortado por un recta horizontal en la parte superior (factor de potencia capacitivo) y por otra recta horizontal en la parte inferior (factor de potencia inductivo). Esta aproximación es conservadora en el sentido de que no considera picos de potencia ligeramente por encima de la nominal, como sí permiten estos convertidores según el fabricante, ni tampoco representa la variación del rendimiento de forma no lineal en dos cuadrantes: primero y cuarto. Notar que estas consideraciones se podrían añadir combinando círculos que se corten de tal forma que el área de funcionamiento sea solamente la encerrada por todos ellos al mismo tiempo, sin embargo, esto aumenta el tiempo de computación y no se considera significativa la implementación de este detalle en este caso.

Ahora ya se puede expresar el balance completo de energía correspondiente a la generación de energía en pu como se muestra a continuación.

$$p_n^G(t) = p_{wt}^n(t) + p_{pv}^n(t) + p_{ESS2red}^n(t) - p_{red2ESS}^n(t) \quad (4.50)$$

$$q_n^G(t) = q_{wt}^n(t) + q_{pv}^n(t) + q_{ESS2red}^n(t) - q_{red2ESS}^n(t) \quad (4.51)$$

Aquí todas las variables se expresan para cada momento del tiempo  $t$ , cada bus  $n$  y escenario estocástico.

#### 4.3.5.- Consumo de energía

Los datos relativos al consumo se encuentran como parámetros estocásticos ya que varían en el tiempo, en cada bus y en cada escenario. Se definen en base a la curva de demanda propuesta por CIGRE, pero modificada para hacerla semejante a la española en cuanto a forma. A su vez, CIGRE propone cargas diferentes según correspondan al sector residencial o industrial y se ha querido mantener esta naturaleza. El factor de potencia de cada bus es un dato también conocido del benchmark y la potencia nominal se da en su forma aparente. La demanda de la red se da en porcentaje sobre la potencia nominal de cada bus. Entonces, la potencia activa que hay que suplir en cada bus  $n$  viene dada por la siguiente expresión.

$$p_n^D(t) = \frac{1}{S_{base}} (S_{indus}(n) fp_{indus}(n) porcentaje_{indus}(t) + S_{res}(n) fp_{res}(n) porcentaje_{res}(t)) \quad (4.52)$$

Donde *res* indica residencial e *indus* denota industrial, además aquí  $S$  corresponde a la potencia aparente nominal de cada bus. De forma equivalente se construye la demanda de reactiva como sigue.

$$q_n^D(t) = \frac{S_{indus}(n) \sqrt{1 - fp_{indus}(n)^2} porcentaje_{indus}(t) + S_{res}(n) \sqrt{1 - fp_{res}(n)^2} porcentaje_{res}(t)}{S_{base}} \quad (4.53)$$

#### 4.3.6.- Emisiones de CO<sub>2</sub> y otros factores

Finalmente, para definir la función objetivo es necesario estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> que corresponden a la importación de energía de la red de transporte. Esto se consigue aplicando un factor de emisiones variable en el tiempo que representa la cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub> que cuesta producir una unidad energética de MWh. Este factor se considera semejante al español y según el caso de estudio será constante en el tiempo o podrá variar. Este factor es determinista por no observar correlación con otras variables ni existir estudios de su predicción.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> correspondientes a la importación de energía del bus slack a lo largo de un periodo  $T$  se calculan mediante la siguiente expresión.

$$Emisiones = \sum_t^T f_{CO_2}(t) p_{slack}(t) S_{base} \Delta t \quad (4.54)$$

En diferentes apartados se estudia el efecto de este factor. Notar que las potencias del bus slack son variables libres y si, por ejemplo, la exportación de energía no se permite o se quiere limitar el factor de potencia, deben añadirse restricciones como las siguientes.

$$p_{slack}(t) \geq 0, \quad q_{slack}(t) \geq 0 \quad (4.55)$$

$$fp_{límite} \leq fp_{imp}(t) = \frac{p_{slack}(t)}{\sqrt{p_{slack}(t)^2 + q_{slack}(t)^2}} \leftrightarrow q_{slack}(t) \leq p_{slack}(t) \tan(\cos^{-1}(fp_{límite})) \quad (4.56)$$

También se estudia la resolución bajo distintos niveles de cambio en el tiempo de las variables. Esto se limita simplemente calculando la tasa de variación en el tiempo de dicha variable y limitándola según el máximo impuesto  $ratio_{m\acute{a}x}$ .

$$\left| \frac{variable(t) - variable(t-1)}{\Delta t} \right| \leq ratio_{m\acute{a}x} \quad (4.57)$$

Para introducir el valor absoluto en la formulación se usan dos restricciones correspondientes al caso negativo y positivo junto con la característica de que el ratio sea positivo, tal y como se muestra a continuación. [38]

$$ratio(t) \geq - \frac{variable(t) - variable(t-1)}{\Delta t} \quad (4.58)$$

$$ratio(t) \geq \frac{variable(t) - variable(t-1)}{\Delta t} \quad (4.59)$$

$$0 \leq ratio(t) \leq ratio_{m\acute{a}x} \quad (4.60)$$

Para asegurar que se mantenga el valor del ratio en el exacto de la derivada puede introducirse en la función objetivo con un multiplicador muy pequeño, aunque en este caso, al minimizar el CO<sub>2</sub> se minimizan indirectamente estos ratios manteniéndolos por debajo o en el límite de la tasa de variación.

## 5.- Suposiciones y simplificaciones del problema

No se tiene en cuenta el efecto de la turbulencia y las rachas de viento en la producción de energía eólica. Se desprecia el cambio de potencia generada debido a la densidad del aire por tener un efecto bajo. Tampoco se considera la variación de la potencia generada por las turbinas con el cambio en la dirección del viento; esto está justificado por la flexibilidad en la orientación de la máquina y por no conocer de forma concreta el efecto que tiene el cambio de dirección repentino de las corrientes de viento sobre el aprovechamiento del recurso eólico.

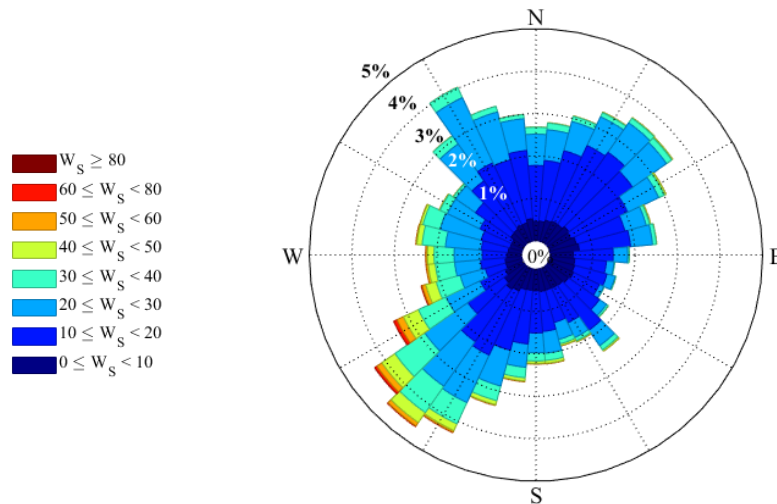


Figura 5.1. Rosa de los vientos con la velocidad en km/h. Elaborada con la función de MATLAB: [60]

No se ha introducido la variabilidad estacional de la demanda en el estudio por ser éste a corto plazo. El error de predicción de las variables se considera independiente del horizonte temporal porque en los casos estudiados el horizonte es de un día y por ello se puede hacer esta aseveración sin falta de realismo.

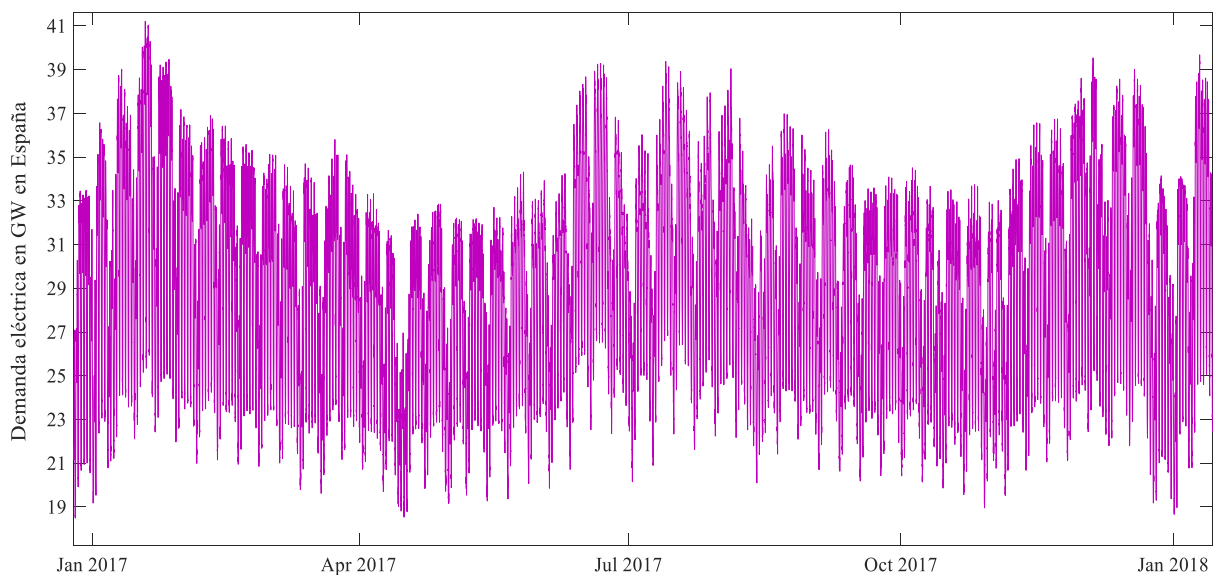


Figura 5.2. Variación de la demanda a lo largo del año 2017 en España, la cual justificaría considerar la estacionalidad.

El *derating* o disminución lineal del rendimiento de los convertidores a partir de una cierta temperatura no se considera en la formulación del problema.

El modelo de las baterías es lineal y no presenta disminución del rendimiento ni de la capacidad con el número de ciclos ni la profundidad de descarga. Tampoco se establece el rendimiento variable en función de la potencia de carga o descarga, lo cual sí sucede en algunas tecnologías. Aunque esta variación no suele ser de más del 4% porcentual. No se considera el cambio del estado de carga con la

temperatura. Es posible emplear distintos algoritmos como contador del número de veces que se carga y descarga la batería a lo largo de un periodo de tiempo para tratar de limitar estas fluctuaciones y alargar la vida útil de las baterías. [61] Pero, en el caso de los algoritmos basados en funciones lineales, esto implica añadir variables binarias al problema y, como mínimo, se necesitan cuatro variables binarias más en cada instante temporal para minimizar los ciclos de la batería. [62] Dado que esto incrementaría el tiempo de computación enormemente, no se ha implementado.

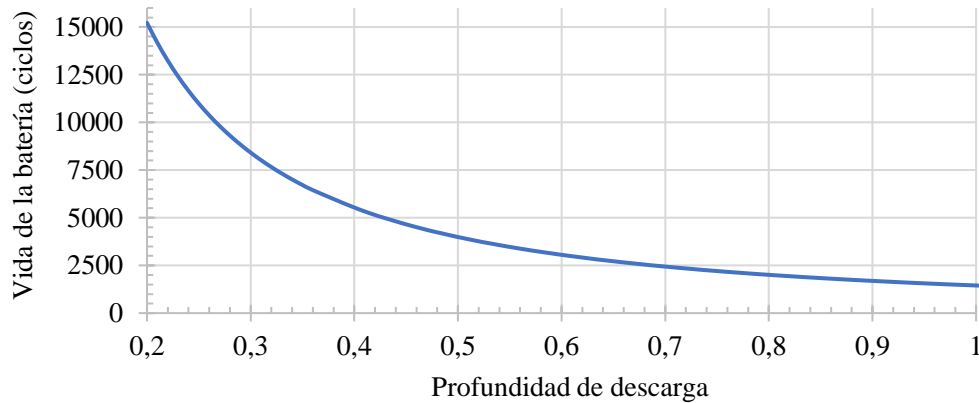


Figura 5.3. Ejemplo de variación de la vida de una batería Li-ion según el DOD. [63]

La resolución temporal elegida es de diez minutos, mientras no se especifique lo contrario. Esto es porque coincide con la frecuencia de muestreo de todos los datos recopilados y porque un estudio horario da lugar a soluciones que sobrestiman los recursos energéticos y subestiman la demanda. Por ejemplo, se ha demostrado como HOMER, que usa una resolución temporal de una hora, al despreciar los fenómenos sub-horarios y trabajar con valores medios de cada hora, comete errores graves sobre la cantidad de almacenamiento necesario, la potencia de generación necesaria y, por lo tanto, el coste económico. Esto es porque al aplicar la media a los valores durante una hora, se suavizan los picos de demanda. [64] No obstante, aunque es posible adaptar los datos a un paso temporal menor, el tiempo de computación de la optimización aumentaría y, además, ha sido comprobado que el modelo lineal desarrollado del ESS de ión litio presenta errores crecientes con la disminución del paso temporal. [65]

En la resolución del flujo de potencias se asume que el nivel de tensión de la red de transporte es estático e igual al voltaje de base.

El transformador que une la red de distribución con la de transporte se considera de toma fija. En realidad, estos aparatos suelen contar con un mecanismo para variar la relación de transformación de forma discreta dentro de un margen, por ejemplo, del  $\pm 10\%$  en incrementos del  $0,625\%$  en el secundario (20 kV). [2] El desfase que introduce de  $30^\circ$  no se incluye por ser necesaria una diferencia de ángulos muy cercana a cero en todos los buses para que la aproximación de las ecuaciones de flujo de potencia represente la realidad fielmente y porque se puede introducir de forma manual a posteriori.

El rendimiento, inducción y saturación de los transformadores del punto de conexión de los sistemas de generación, almacenamiento y consumo con la red de distribución no se ha tenido en cuenta. En el caso del rendimiento está justificado ya que los transformadores de estas aplicaciones suelen presentar eficiencias muy elevadas  $\sim 99\%$ . [66] La impedancia del transformador no se considera porque el punto de vista de la operación del sistema eléctrico aplicado en este trabajo, se centra en la red de distribución como eje principal, donde tienen lugar efectos relevantes y flujos de potencia a modelar según el origen de cada uno, pero no se ha pretendido entrar en detalle de lo que ocurre aguas abajo en el consumo.

No se consideran las regulaciones referentes a la contratación o compra/venta de energía en los mercados eléctricos ni el precio de este proceso.

## 6.- Resolución del problema en AIMMS

Para resolver un problema de programación matemática hay que remitirse a paquetes de software que permitan solucionar el modelo. Los algoritmos de resolución más empleados y disponibles en la actualidad son: el algoritmo simplex para problemas lineales, una mejora del algoritmo simplex para problemas separables y el algoritmo de ramificación y acotación (Branch and Bound) para problemas que involucran variables enteras (IP, MIP).

Uno de estos paquetes de software comerciales más fiable y ampliamente utilizado es CPLEX, en desarrollo por IBM, que maneja eficientemente problemas lineales de gran tamaño a través de diferentes métodos de solución, problemas cuadráticos convexos y no convexos, etc. A este algoritmo se puede acceder a través de distintos sistemas de modelado como AIMMS, GAMS, AMPL, etc. Estas interfaces son el entorno de modelización en el que se construye el problema de forma algebraica: declaración de variables y parámetros, restricciones y función objetivo. Una vez construido el modelo se llama al algoritmo para solucionarlo. La selección de AIMMS en lugar de otro software se debe a que proporciona una licencia completa al usuario estudiante durante nueve meses, a diferencia de GAMS, por ejemplo, donde muchas funcionalidades y número de variables/restricciones se encuentran limitadas en la versión de prueba. Además, AIMMS permite crear un entorno gráfico de forma interactiva donde visualizar las soluciones y otra información de interés, así como desarrollar la interfaz web del programa para acceder a través del navegador como *front end* o exportar/importar datos de forma sencilla con otros programas como MS Excel.

AIMMS es el acrónimo de *Advanced Interactive Multidimensional Modeling System* y está especialmente diseñado para la resolución de problemas de gran escala. Los tipos de modelos matemáticos resolubles en esta plataforma son variados: lineales, cuadráticos, no lineales, enteros mixtos, enteros mixtos no lineales, programación estocástica, optimización robusta, programación con restricciones, etc. Para tener en cuenta la incerteza introducida en un modelo estocástico, AIMMS puede resolverlo de varias maneras: desarrollando el equivalente determinista o aplicando el algoritmo estocástico de Bender (solo problemas LP) o usando la descomposición de Bender (incorporada en CPLEX 12.7 o superior). En la optimización se emplea CPLEX 12.8. Para crear el modelo estocástico en AIMMS basta con construir el determinista declarando qué variables y parámetros son estocásticos, así como facilitar el árbol de escenarios y los datos estocásticos. Esto supone una ventaja ya que a partir de una misma formulación determinista se puede construir un modelo estocástico. La parte que más esfuerzo supone es la creación del árbol de escenarios y los datos estocásticos. Para ello AIMMS ha desarrollado una serie de librerías que permiten construir el árbol de escenarios a partir de:

1. La especificación del estadio en el que cada variable toma su valor (toma de decisión).
2. Construcción del árbol basado en distribuciones probabilísticas o bien en escenarios.

El primer punto es necesario para determinar qué momentos del tiempo coinciden de forma natural con estadios del modelo o si se agrupan de alguna forma, como en este caso, varios instantes en un mismo estadio. Sobre el método de generación del árbol de escenarios, en este caso la aplicación es la construcción basada en distribuciones probabilistas ya que los parámetros estocásticos de cada nodo se calculan directamente a partir de un número fijo de valores calculados según una distribución de probabilidad y cada uno con su probabilidad relativa de ocurrencia.

Una librería incorporada en el software también permite visualizar el árbol de escenarios con los nodos y las probabilidades de cada estadio lo cual es de utilidad a la hora de validar el modelo. Por ejemplo, en el caso de un problema con tres etapas y cinco realizaciones estocásticas con la misma probabilidad, se tiene el siguiente árbol de escenarios:

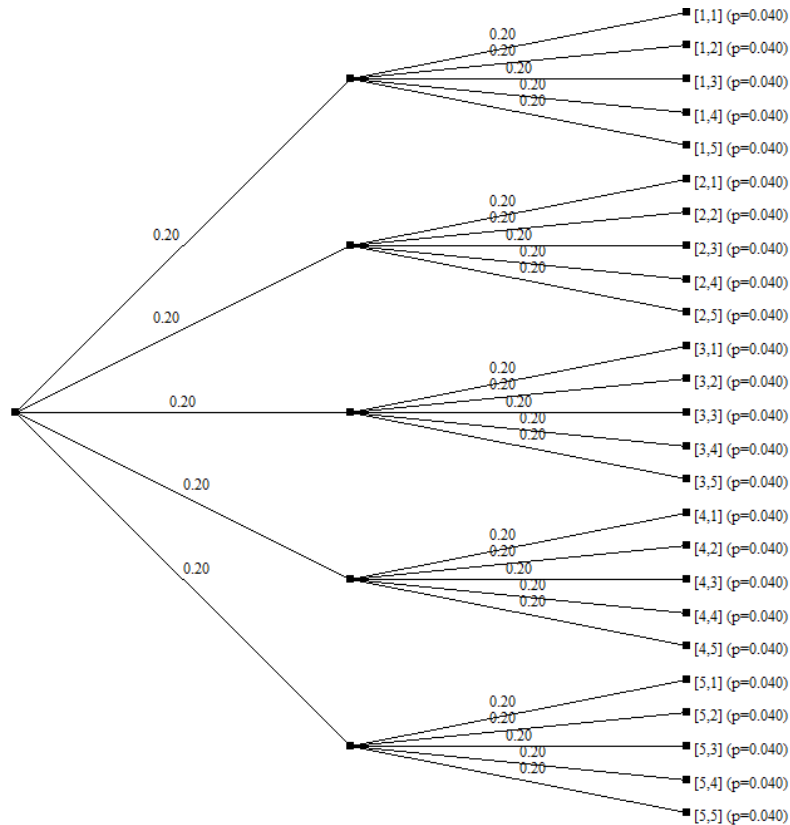


Figura 6.1. Árbol de escenarios con tres etapas, 25 escenarios y probabilidad de cada rama y hoja.

Cada etapa puede contener tantos instantes temporales del problema original como se desee modelar, por ejemplo, se puede considerar que una etapa contenga 24 instantes u horas del día y la siguiente 48 horas correspondientes a dos días siguientes y de esta manera explorar diferentes casos. En el problema principal que ocupa este proyecto, como se ha explicado anteriormente, se condensa un día dentro de la segunda etapa y se consideran dos etapas: la primera (raíz) no corresponde a ningún instante del tiempo, ya que en ella se decide el estado de carga inicial/final de los ESS, y en la segunda etapa se resuelven las ecuaciones del problema para diferentes escenarios de demanda, irradiancia y velocidad del viento.

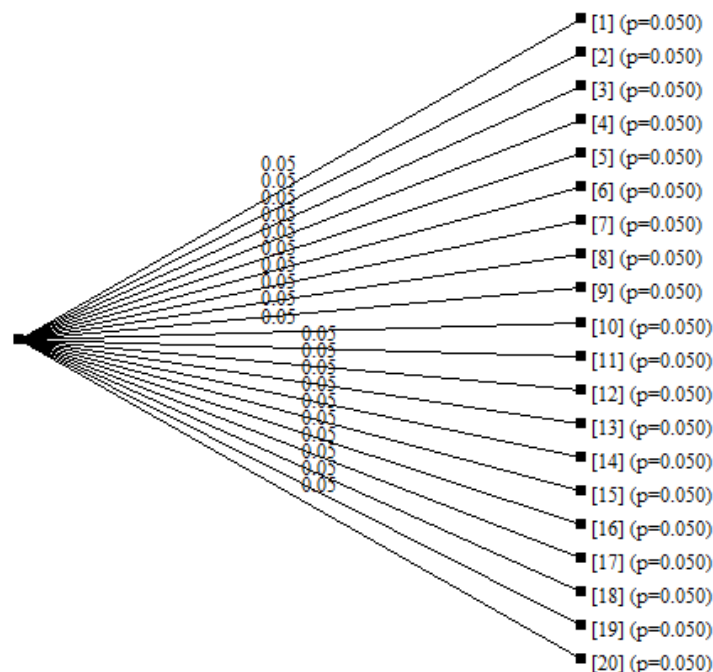


Figura 6.2. Árbol de escenarios del caso de aplicación: 20 escenarios.



## 6.1.- Sobre el tiempo de resolución

El tiempo total de computación del *solver* está fuertemente ligado al ajuste de los parámetros del mismo. Entre los más importantes de un problema MIP se encuentran los relativos al número de dígitos con los que considera una violación del rango o restricciones de las variables (*feasibility*), la cantidad en la que una variable se diferencia de su entero más próximo y a partir de la cual se deja de considerar entera (*integrality*) y la brecha (*gap*) o diferencia relativa entre la mejor solución encontrada y la solución con relajación. Los valores de *feasibility* e *integrality* se han mantenido iguales a los establecidos por defecto en  $1e-6$  y  $1e-5$  respectivamente. El valor de la brecha relativa (*gap*), o también llamado *MIP Relative Optimality Tolerance*, se define mediante la siguiente fórmula. [67]

$$gap = \frac{|Solución_{MIP} - Solución_{LP}|}{\varepsilon + |Solución_{LP}|} \quad (6.1)$$

Donde  $Solución_{MIP}$  es la mejor solución factible del problema MIP,  $Solución_{LP}$  es la mejor solución del problema lineal (LP) equivalente a la relajación del MIP y  $\varepsilon$  es una constante positiva muy pequeña para evitar la división entre cero. La resolución del problema se detiene si el *solver* es capaz de garantizar que la solución MIP hallada comporta una brecha menor a la establecida. En otras palabras, esta brecha fija la calidad de la solución considerada como óptima en relación al posible verdadero óptimo global. Es decir, por ejemplo, si se establece en un valor de 0,0001 quiere decir que la solución obtenida será un 0,01% peor que óptimo global. El tiempo de computación aumenta drásticamente al reducir el valor de esta tolerancia relativa, por ello es importante seleccionar un valor realista que permita considerar la solución obtenida como la mejor y no conlleve tiempos de resolución descabellados. En el caso de los problemas deterministas se puede ser más restrictivo y disminuir el valor de la brecha por debajo del existente por defecto sin que el tiempo de cálculo sea prohibitivo, sin embargo, se ha comprobado cómo, en el problema estocástico, mantener este valor de *gap* da lugar a tiempos mayores a seis horas. Se han probado distintas cantidades de *gap* para comparar su tiempo de cálculo. En todos los casos deterministas el *gap* es por defecto de 0,01%, aunque en algunos casos la solución ha sido alcanzada con un valor menor, y en los estocásticos se ha permitido variar entre 0,1% y 0,05%; puesto que una diferencia del 0,1% en la solución no implica variaciones significativas en las variables del problema.

La descomposición de Bender es una forma de resolver problemas de programación matemática con estructura potencialmente separable, como problemas de programación estocástica (también conocido como el método L-shaped). Esta descomposición se basa en una separación del problema en dos grupos: un problema maestro MIP y varios subproblemas lineales; dada una solución del problema maestro, que contiene una serie de variables y restricciones sobre estas variables, los subproblemas lineales permiten generar un corte óptimo que refine su contribución a la función objetivo y un corte de factibilidad si la solución no es factible para un subproblema. Este acercamiento acelera la resolución del problema de forma notable. [68] Para problemas de programación lineal estocástica multietapa (multi-stage SP) existe el algoritmo Stochastic Benders que permite descomponer problemas lineales estocásticos de más de dos estadios. Para problemas MIP existe una versión del algoritmo de Bender en CPLEX que es sencillo de aplicar y, aunque no es el único algoritmo de descomposición de Bender implementado en AIMMS, sí es el único que permite resolver problemas MIP de dos etapas (2-stage), no obstante, con el requerimiento de que todas las variables enteras se encuentren en el primer estadio. [69] Como estas condiciones no se dan en este caso, debido a las variables binarias de carga/descarga de los sistemas de almacenamiento, no se ha podido aplicar ninguno de los métodos de descomposición mencionados.

Finalmente, puede ser de interés indicar los órdenes de magnitud del tiempo de resolución en cada método: en el caso determinista, el tiempo de resolución es menor a un minuto y en la parte estocástica los tiempos difieren, pero rondan entre 2 y 50 minutos en un ordenador con 8 núcleos y 16 GB de RAM.



## 6.2.- Interfaz de usuario

Desde el mismo software de optimización, AIMMS permite desarrollar una interfaz gráfica de usuario tanto en el propio programa como en un explorador web. En este caso se han añadido funciones de interfaz con el usuario en el programa, las cuales permiten las siguientes capacidades:

1. Cargar los datos de la red y de predicción de las variables desde un fichero *.xlsx* de Excel.
2. Exportar y guardar los resultados a uno o varios archivos *.xlsx* de Excel.
3. Realizar la optimización determinista, estocástica analítica mediante escenarios o de Monte Carlo.
4. Modificar todos los datos de cada DER (potencia, capacidad, rendimiento, etc.) interactivamente.
5. Visualizar los resultados de la optimización determinista: estado de carga, flujos de energía, etc.
6. Visualizar las variables resultado de la optimización estocástica analítica mediante escenarios.
7. Visualizar las variables resultado de la optimización estocástica de cada escenario.
8. Visualizar el árbol de escenarios.

A modo de muestra se presentan la página en la que se puede observar el resultado de la optimización estocástica en cada escenario y la correspondiente al almacenamiento de energía determinista.

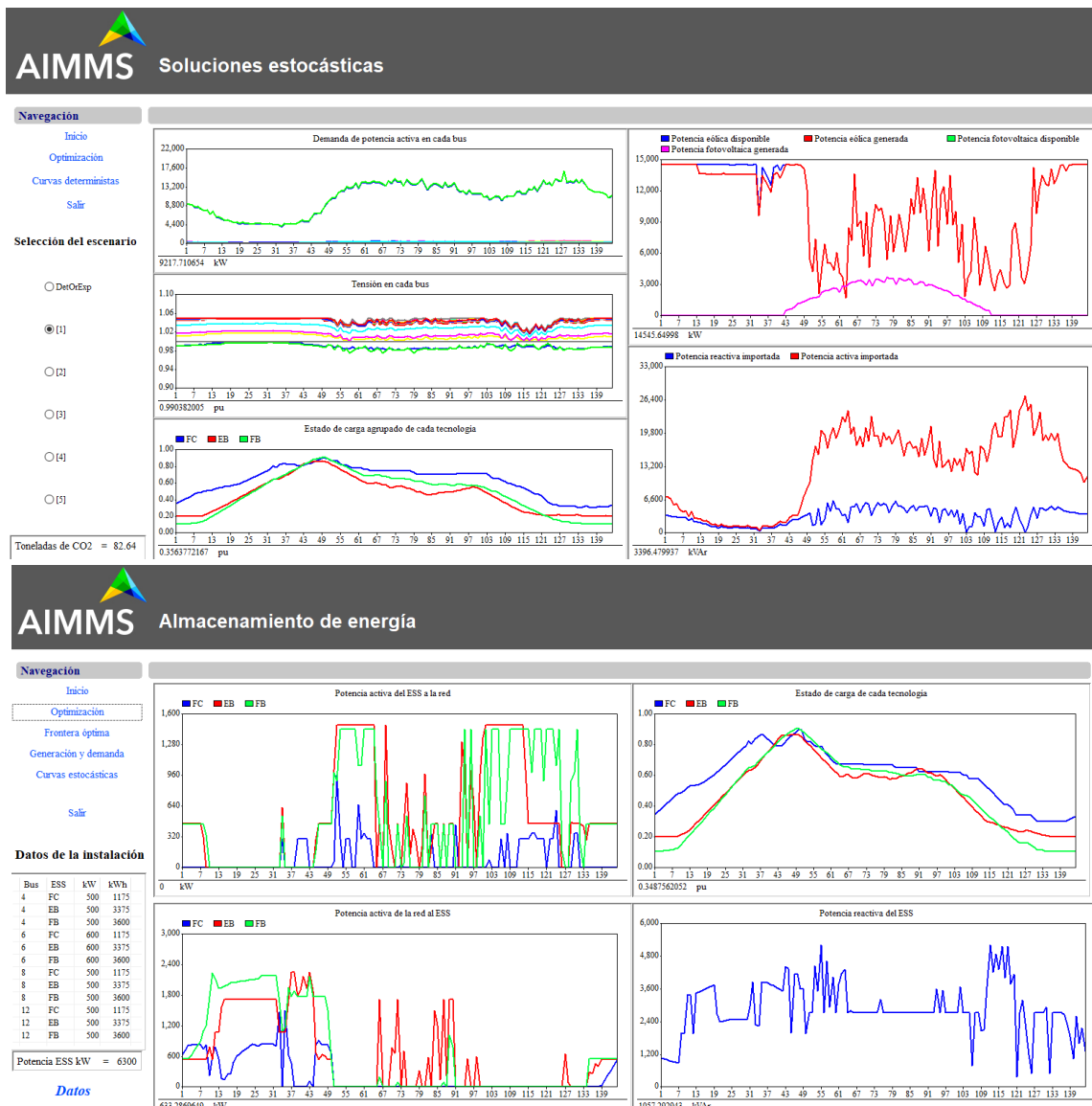


Figura 6.3. Dos páginas de resultados en la interfaz de usuario en AIMMS.

## 7.- Resultados

Para comparar los diferentes resultados obtenidos se definen los siguientes parámetros que dan cuenta del aprovechamiento de las fuentes renovables, de la integración de renovables en la red, del desempeño de los sistemas de almacenamiento de energía y del uso de los mismos.

$$\begin{aligned}
 \text{Penetración}_{EERR} &= \frac{\sum \sum \sum P_{wt}^n(t) + P_{pv}^n}{\sum P_{slack}(t) + P^G(t)}, & \text{Aprovechamiento}_{EERR} &= \frac{\sum \sum \sum P_{wt}^n(t) + P_{pv}^n}{\sum \sum \sum P_{wt,m\acute{a}x}^n(t) + P_{pv,m\acute{a}x}^n}, \\
 \eta_{ESS} &= \frac{\sum P_{ESS2red}(t)}{\sum P_{red2ESS}(t)}, & \text{Utilización}_{ESS} &= \frac{\sum P_{ESS2red}(t) \Delta t}{E_{ESS}}
 \end{aligned}
 \tag{7.1}$$

Donde  $P^G$  es la potencia activa de generación inyectada a la red,  $P_{slack}$  es la potencia activa importada de la red de transporte,  $P_{wt,m\acute{a}x}^n$  es la potencia activa eólica máxima que puede ser generada,  $P_{pv,m\acute{a}x}^n$  es la potencia activa fotovoltaica máxima que puede ser generada,  $P_{ESS2red}$  es la potencia activa inyectada por parte de los sistemas de almacenamiento a la red de distribución,  $P_{red2ESS}$  es la potencia activa absorbida por parte de los sistemas de almacenamiento desde la red de distribución y  $E_{ESS}$  es la capacidad máxima de los sistemas de almacenamiento. De los indicadores anteriores, el único que puede ser mayor a la unidad es el de la utilización de los sistemas de almacenamiento de energía.

Para los casos que se han considerado de mayor importancia se presenta también la resolución del flujo de potencia de forma exacta con MATPOWER para verificar el rigor de la linealización aplicada y detectar las discrepancias.

### 7.1.- Estudio determinista del día tipo en diferentes topologías

Se van a comparar los indicadores de (7.1), el valor de la función objetivo (emisiones de CO<sub>2</sub>), la cantidad total de energía activa renovable utilizada y la energía activa importada de la red de transporte. Se permite que los convertidores entreguen y absorban potencia reactiva a conveniencia para regular el nivel de tensión. También se presenta el nivel tensión en los buses para observar las desviaciones del valor nominal en cada caso. La máxima desviación de voltaje admisible se fija en  $\pm 5\%$  en este apartado; aunque el valor de la máxima desviación que se permite por normativa según el European Standard EN 50160 es del 10%. Además, se considera que la tensión no puede oscilar bruscamente  $|dv/dt| \leq 20$  V/min = 0,01 pu / 10 min.

#### 7.1.1.- Sin almacenamiento de energía

Al eliminar el almacenamiento de energía, el modelo pasa de ser entero mixto (MIP) a lineal puro (LP), con lo cual el tiempo de resolución disminuye: tras un tiempo de 4 a 20 s se halla el óptimo global.

##### 7.1.1.1.- Estructura mallada

La siguiente tabla recoge el resumen de resultados más relevantes para realizar la comparativa.

Emisiones de CO <sub>2</sub>	86,23 ton
Energía renovable producida	252,64 MWh
Energía importada de la red de transporte	319,38 MWh
Penetración renovable	44,17%
Aprovechamiento renovable	88,11%

Tabla 7.1. Resultados sin ESS y con estructura mallada.

En la gráfica siguiente se muestra de forma apilada la potencia activa en cada momento según cada sistema: generación agrupada de los aerogeneradores, de los sistemas fotovoltaicos o de la red de transporte. Se ha marcado también la curva de demanda de potencia activa total para verificar que la suma de la inyección o generación es igual a la demanda.

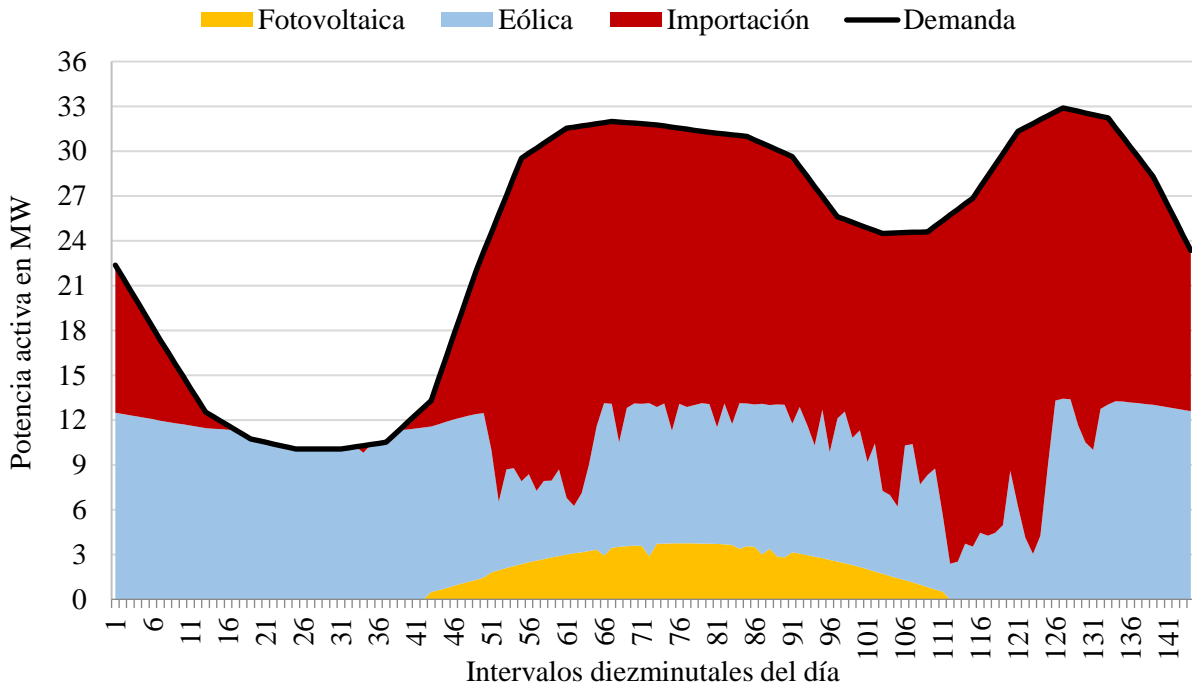


Figura 7.1. Balance de potencia activa para el caso sin ESS y topología mallada.

Además de verificar el equilibrio de flujos de potencia, es interesante fijar la atención en que el aprovechamiento de energía renovable no es el máximo. Es decir, no se inyecta a la red toda la potencia renovable que se puede generar, no obstante, del gráfico superior se aprecia que, salvo durante parte de las horas valle, el consumo se cubre mayoritariamente con la energía importada de la red de transporte.

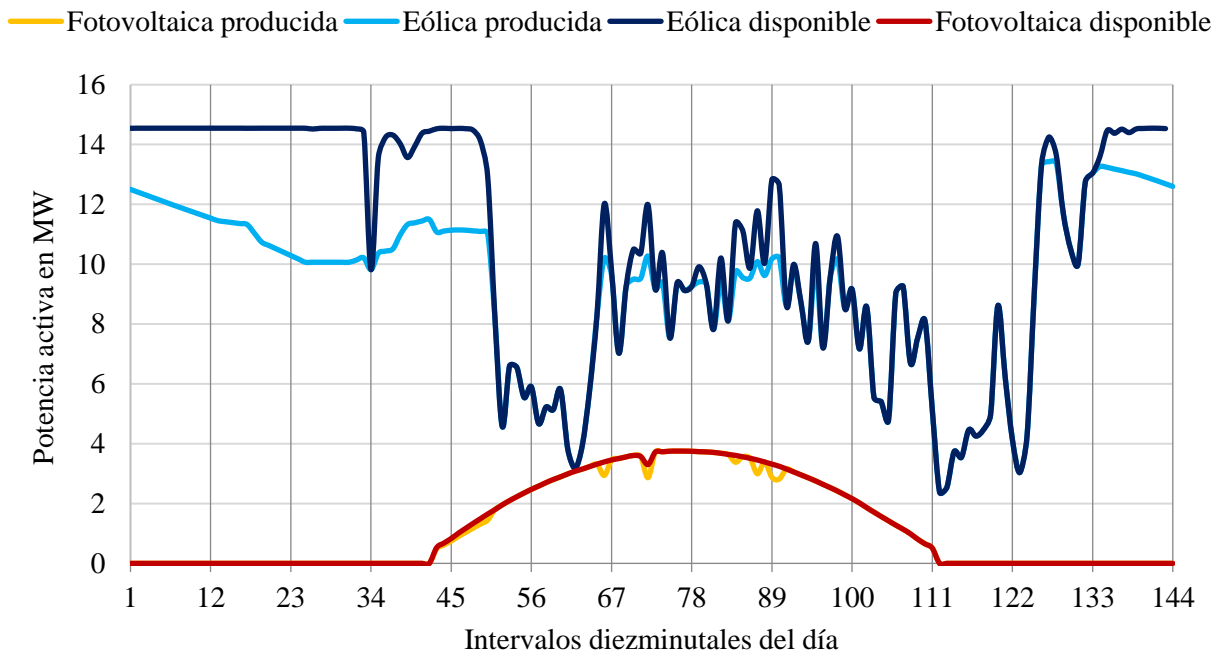


Figura 7.2. Comparativa entre la potencia máxima renovable generada y la realmente producida.

Esta falta de aprovechamiento principalmente se debe a que no coincide en el tiempo la posibilidad de generación con la demanda, no obstante, es relevante apreciar que existen momentos en los que la demanda es mucho mayor que la máxima generación posible (principio y final del día) y, sin embargo, el valor real de producción es menor al máximo. Para justificar este hecho es necesario remitirse a los límites de corriente de las líneas de la red. En el siguiente gráfico de barras se representa el porcentaje de corriente que circula por cada línea con respecto del máximo que soportan los conductores, para uno de los instantes centrales del día cuando la generación renovable es menor a la máxima posible.

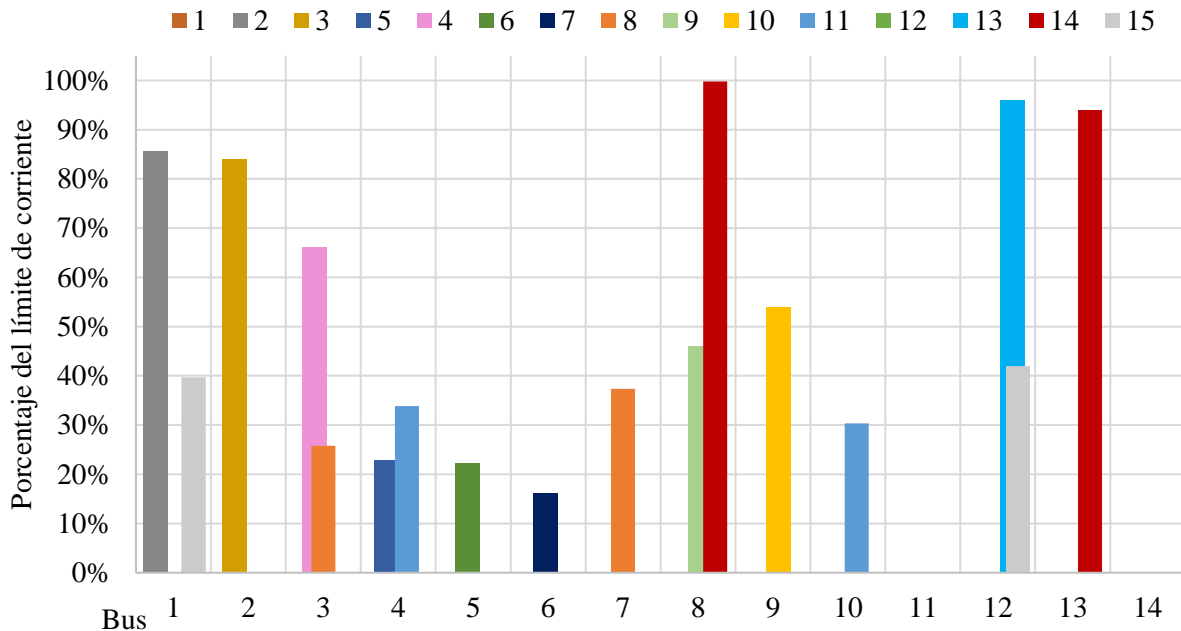


Figura 7.3. Saturación de las líneas de la red de distribución durante el mediodía.

A partir del gráfico se comprueba que las líneas 12-13, 13-14 y 8-14 se encuentran sumamente saturadas. En concreto, la línea 8-14 trabaja al límite de su corriente máxima y en consecuencia no es posible enviar por esa vía más potencia, lo cual se traduce en una disminución de la potencia renovable generada.

Por último, se muestra el valor de la tensión en cada bus durante cada instante para verificar que se mantiene dentro del límite de operación impuesto del  $\pm 5\%$ . El valor máximo de la desviación por encima del nominal es del 5% y por debajo del 2,67%.

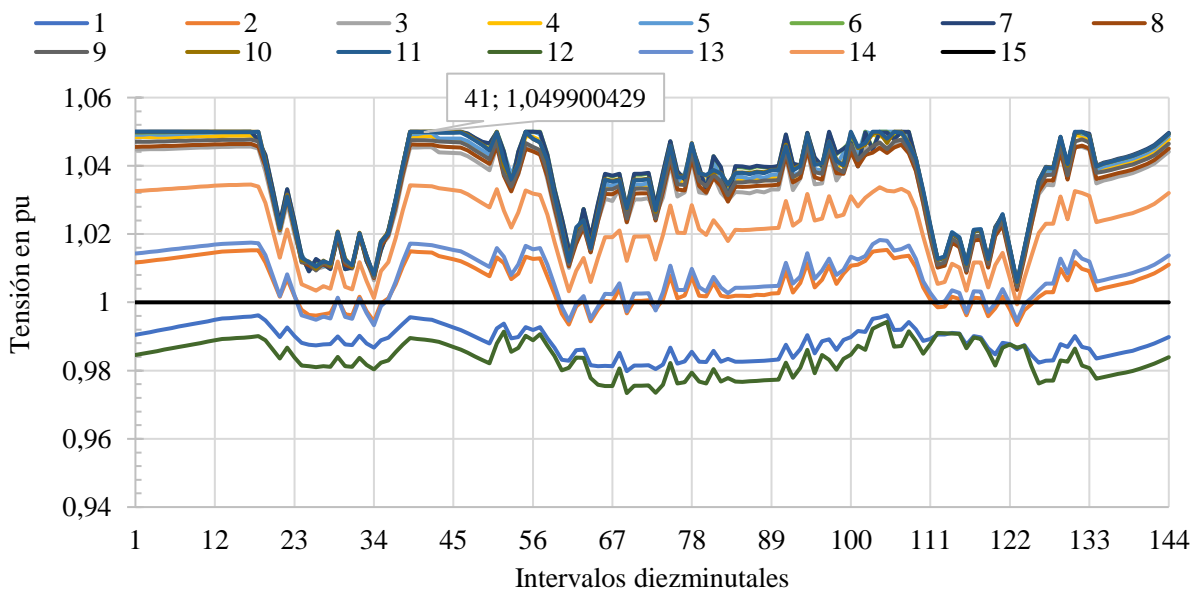


Figura 7.4. Tensión en los buses para el caso sin ESS y estructura mallada.

7.1.1.2.- Estructura radial

Comparando los resultados de la tabla siguiente con los de la estructura mallada, se aprecia un incremento notable de las emisiones de CO<sub>2</sub> con estructura radial: un aumento de 20,12 toneladas o un 23,33% más. También se observa que tanto la penetración renovable como el aprovechamiento de los recursos es menor con esta topología: 12,76 puntos porcentuales menos en el caso de la penetración de renovables en la red y 25,99 puntos del parámetro de aprovechamiento, o lo que es lo mismo, se dejan de generar 74,51 MWh de energía limpia.

Emisiones de CO <sub>2</sub>	106,35 ton
Energía renovable producida	178,13 MWh
Energía importada de la red de transporte	393,89 MWh
Penetración renovable	31,41%
Aprovechamiento renovable	62,12%

Tabla 7.2. Resultados sin ESS y con estructura radial.

Lo señalado se pone de manifiesto visualmente observando la gráfica siguiente de cobertura de la demanda de potencia activa, donde es evidente que el papel de la generación renovable tiene menos presencia que en el caso anterior.

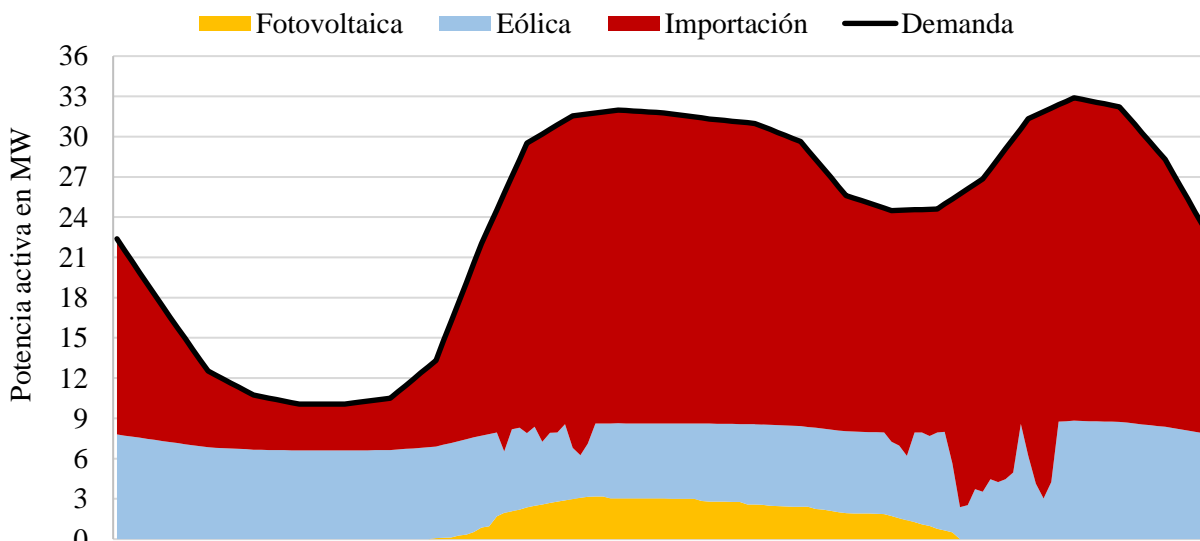


Figura 7.5. Balance de potencia activa para el caso radial y sin almacenamiento.

Comparando las curvas de tensión en los buses también se aprecia que, si la configuración de la red es radial, la tensión se aleja más de su valor nominal y alcanza el límite superior impuesto frecuentemente.

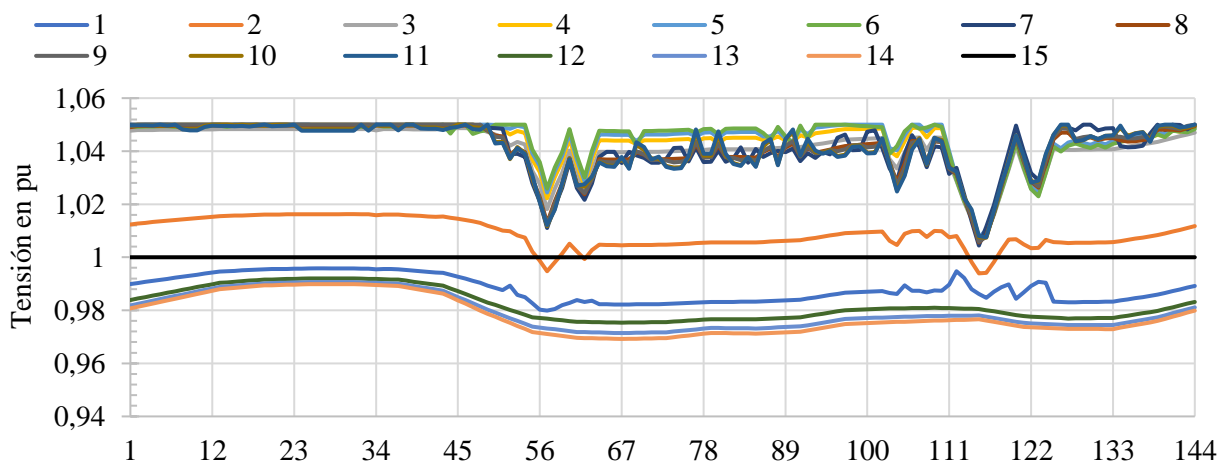


Figura 7.6. Perfil diario de tensión en cada bus.

### 7.1.2.- Con almacenamiento de energía

La función objetivo es, de nuevo, minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al mix de generación de energía correspondiente a la potencia importada de la red de transporte. Al considerar un factor de emisiones constante, esto es lo mismo que minimizar la potencia total importada. En este caso tampoco se permite la exportación de energía activa a la red de transporte.

#### 7.1.2.1.- Estructura mallada

La penetración renovable en este caso es la mayor en comparación a la topología radial. Además, para la misma topología mallada, considerando almacenamiento de energía se logra incrementar la producción de energía renovable en un 13,50% o unos 34,1 MWh más con respecto al caso sin almacenamiento. Esto se traduce en unas 7 toneladas menos de CO<sub>2</sub> emitidas a la atmósfera y la posibilidad de aprovechar al máximo posible en la red actual las fuentes de energía renovable.

Emisiones de CO <sub>2</sub>	79,21 ton
Energía renovable producida	286,74 MWh
Energía importada de la red de transporte	293,38 MWh
Penetración renovable	49,43%
Aprovechamiento renovable	100,00%
Energía extraída del ESS	28,369 MWh
Energía absorbida por el ESS	36,470 MWh
Rendimiento conjunto ESS	77,79%
Utilización ESS	87,00%

Tabla 7.3. Resultados con estructura mallada y ESS.

En el siguiente balance diario se aprecia en verde la cobertura de la demanda por parte de los sistemas de almacenamiento. En violeta y por debajo del eje de abscisas se traza la carga de los sistemas de almacenamiento. Es interesante apreciar cómo el almacenamiento permite disminuir la importación de energía inyectando el sobrante renovable que almacena durante los periodos en los que la producción es mayor a la demanda y en periodos valle. Además, ayuda a aliviar el uso de las líneas más saturadas y a evitar las subidas de tensión cargándose en los periodos oportunos, como consecuencia, toda la energía renovable que es posible inyectar a la red es producida.

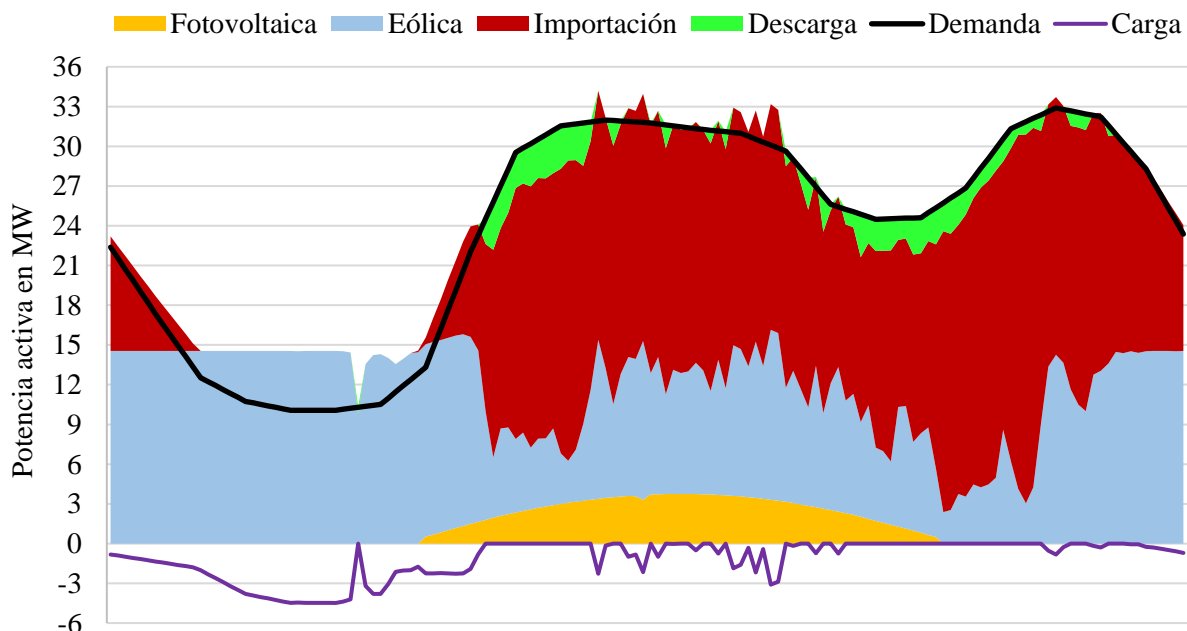


Figura 7.7. Balance de potencia activa en el caso de topología mallada y almacenamiento de energía.

Se debe notar, de nuevo, que la red presenta limitaciones intrínsecas para la integración de renovables debido a su construcción, pero ahora, las líneas se reparten el esfuerzo gracias a la gestión de los sistemas de almacenamiento y se permite aprovechar toda la energía disponible.

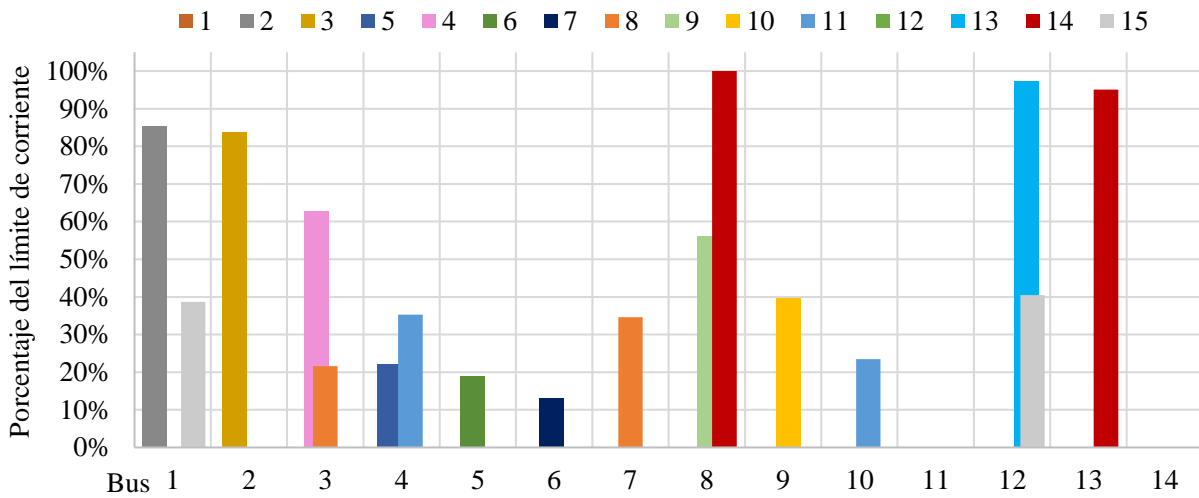


Figura 7.8. Límite de las líneas en el caso mallado con ESS durante un periodo de máximo uso de la línea 8-14..

A partir del gráfico del estado de carga agrupado de todos los sistemas de almacenamiento de cada tecnología, se aprecia que en ningún caso se superan los límites de operación de cada tecnología.

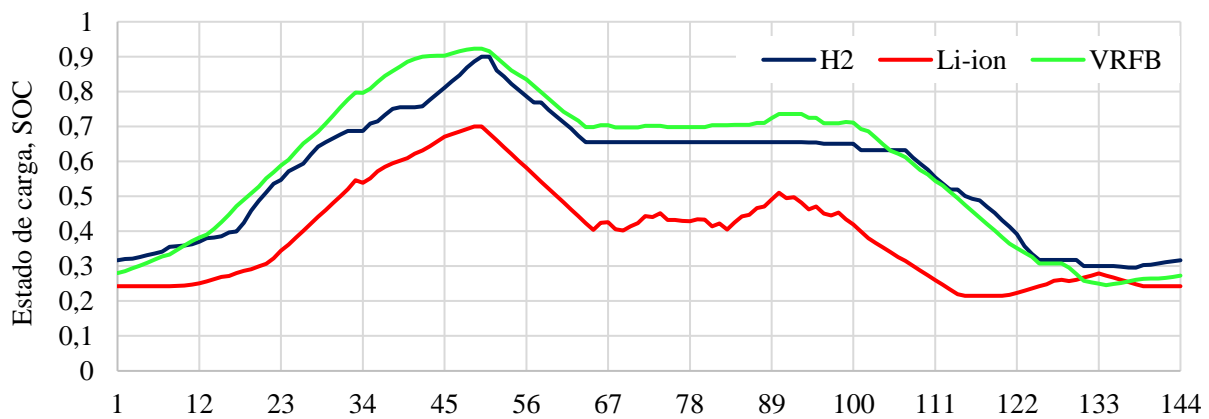


Figura 7.9. Estado de carga de cada tecnología de almacenamiento en la red mallada.

El perfil de tensión en los buses es el que muestra la gráfica siguiente, donde se comprueba que los límites de  $\pm 0,05$  pu son cumplidos.

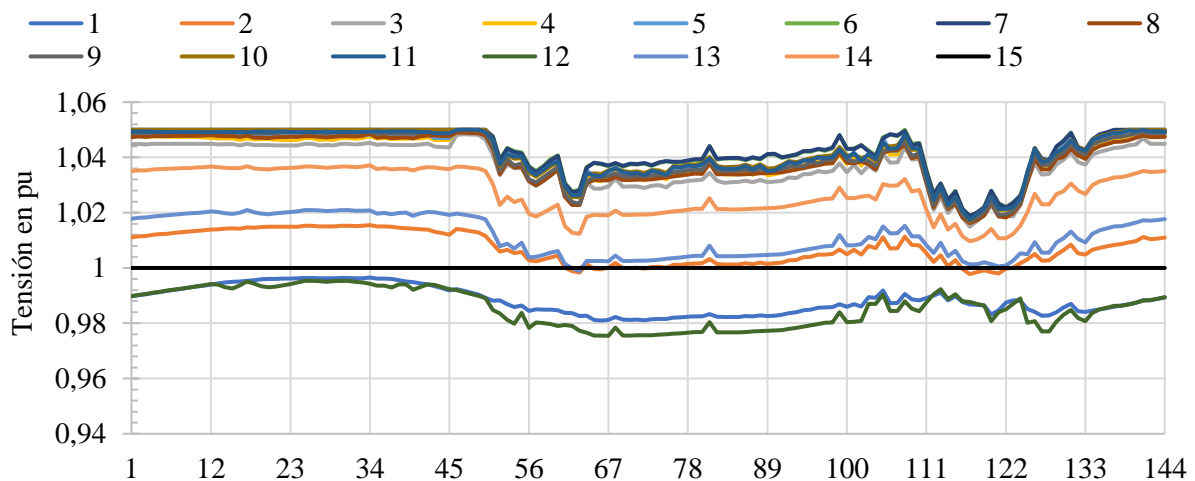


Figura 7.10. Perfil de tensiones durante el día para el caso de topología mallada.



7.1.2.2.- Estructura radial

Como puede consultarse en la tabla siguiente, las emisiones son mayores que en los casos de estructura mallada, pero menores que en el caso de topología radial sin almacenamiento. Con respecto a la topología mallada con ESS se emiten 24,4 toneladas más de CO<sub>2</sub> y se desaprovechan 91,43 MWh de energía renovable. Si se compara con el caso sin almacenamiento de topología mallada, en esta situación se emiten 17,38 toneladas más de CO<sub>2</sub> y no se generan 57,33 MWh. Solo en el caso de la misma topología (radial) pero sin sistemas de almacenamiento esta solución es mejor: se ahorran 2,74 toneladas de CO<sub>2</sub> y se producen 17,18 MWh más de energía limpia. Esto demuestra la importancia de la necesidad de una remodelación del sistema eléctrico para favorecer la integración de energías renovables.

Emisiones de CO <sub>2</sub>	103,61 ton
Energía renovable producida	195,31 MWh
Energía importada de la red de transporte	387,73 MWh
Penetración renovable	32,35%
Aprovechamiento renovable	68,11%
Energía extraída del ESS	13,168 MWh
Energía absorbida por el ESS	20,192 MWh
Rendimiento conjunto ESS	65,21%
Utilización ESS	40,39%

Tabla 7.4. Resultados con estructura radial y ESS.

En este caso los sistemas de almacenamiento de energía se usan menos que con la topología mallada y el rendimiento conjunto es peor, así como la penetración renovable y su aprovechamiento.

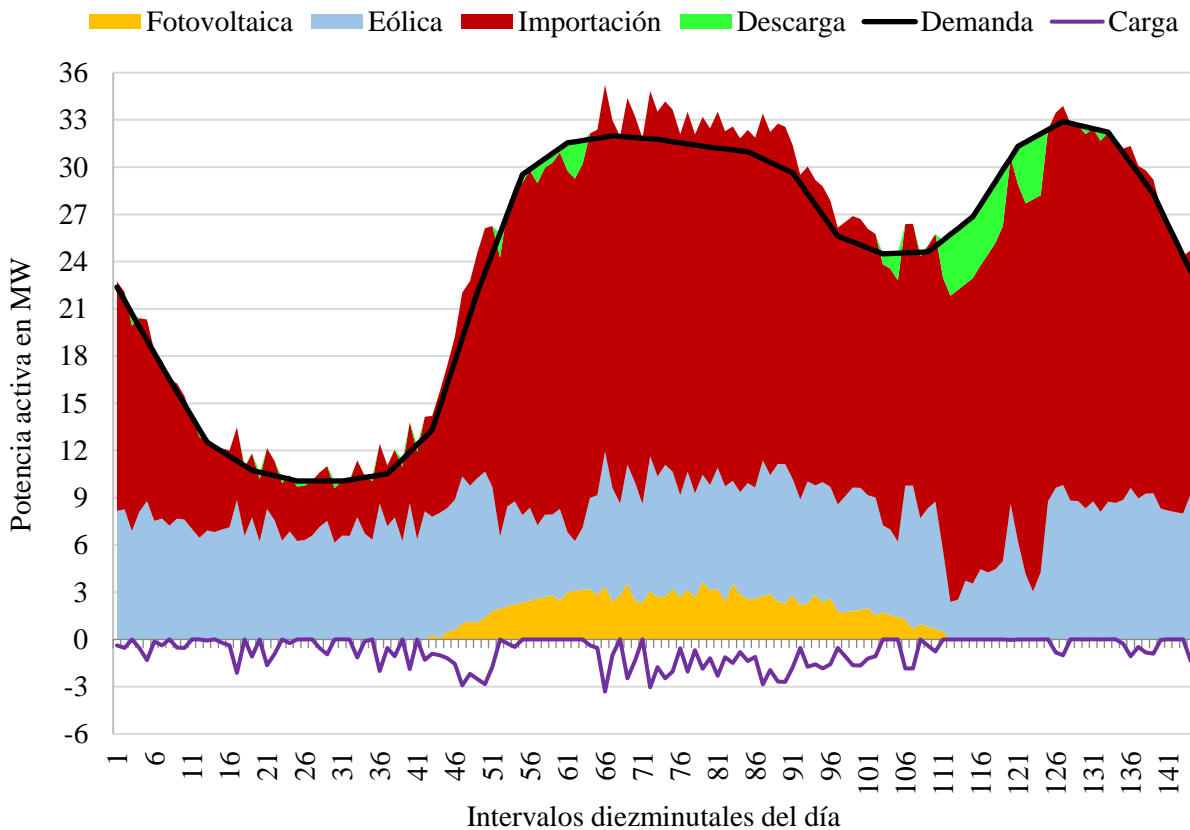


Figura 7.11. Balance de potencia activa para el caso radial con sistema de almacenamiento.

La gráfica del estado de carga agrupado a lo largo del día muestra lo que el parámetro de utilización de los sistemas de almacenamiento indica: no se llega a utilizar toda la capacidad de los sistemas y el ciclo de carga/descarga es parcial. Estamos ante una situación de desaprovecho de los ESS.

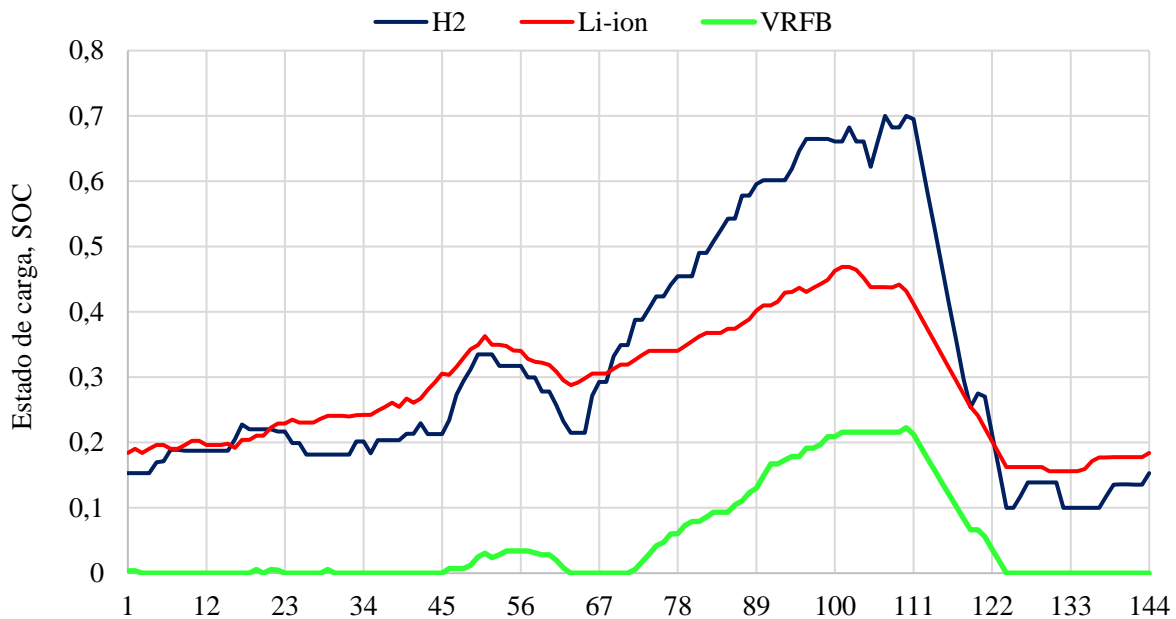


Figura 7.12. Estado de carga de cada sistema de almacenamiento para la topología radial.

Por último, se muestra de nuevo el perfil de tensión en cada bus a lo largo del día. Comparándolo con el de la estructura mallada sobresale que, en el caso de estructura radial, la tensión se acerca más a los límites de operación impuestos y se producen más oscilaciones a partir de cerca de las ocho y media de la mañana. Además, en este caso la tensión se mantiene en repetidas ocasiones en el límite impuesto de 1,05 pu.

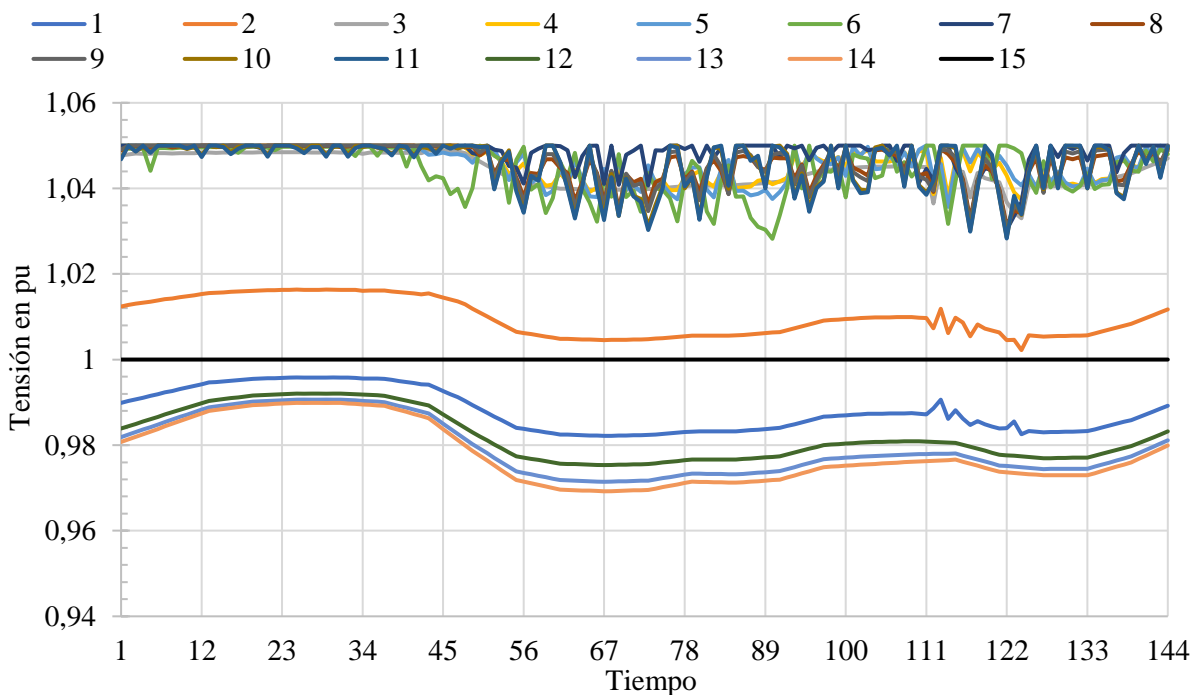
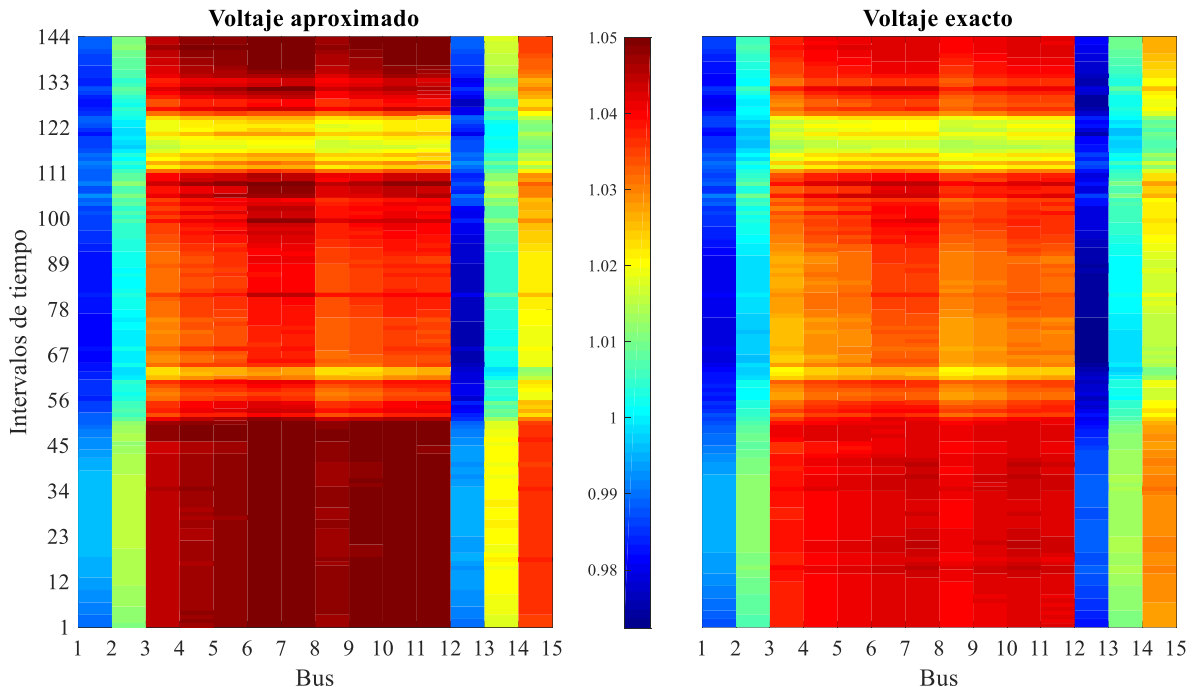


Figura 7.13. Perfil de tensión en cada bus a lo largo del día con ESS y estructura radial.

Destaca que en los buses donde no hay almacenamiento ni generación de energía, la tensión varía de forma mucho más suave que en los demás, igual que se aprecia en el resto de supuestos estudiados.

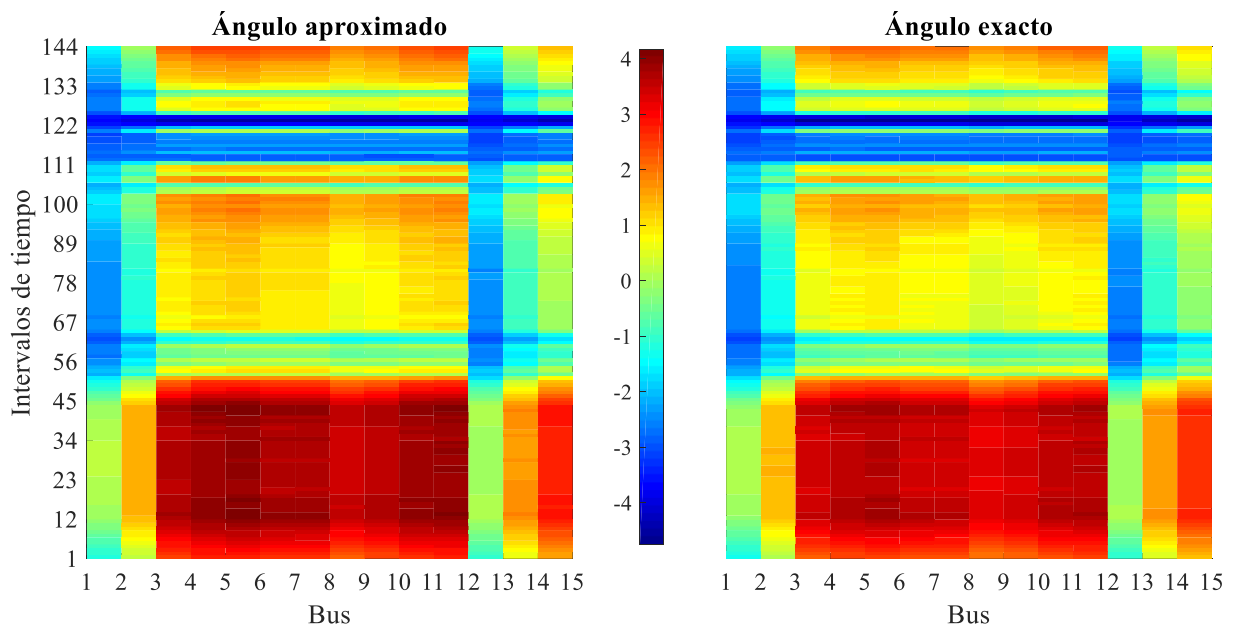
### 7.1.3.- Verificación del flujo de potencia para el caso de topología mallada

El escenario comprobado a continuación corresponde a la estructura mallada y con sistemas de almacenamiento de energía. El tiempo de ejecución son 16,90 s. En los siguientes gráficos se muestra el mapeo de los valores de tensión y ángulo en la resolución aproximada y exacta de forma visual para comprobar que la magnitud de las desviaciones es baja y existe bastante semejanza entre ambos casos.



*Figura 7.14. Comparativa de los valores reales y los aproximados de tensión en pu.*

Se aprecia que en el caso aproximado los valores de tensión son ligeramente superiores a los que arroja la resolución exacta de los flujos de potencia.



*Figura 7.15. Comparativa del ángulo en grados.*

Para lo que respecta al valor del ángulo, la apreciación es similar: en la aproximación el valor es algo más elevado que en el caso exacto; no obstante esta discrepancia es lo suficiente menuda para considerarse buena aproximación. Ello da lugar al siguiente perfil de consumo de potencia activa y reactiva del bus slack.

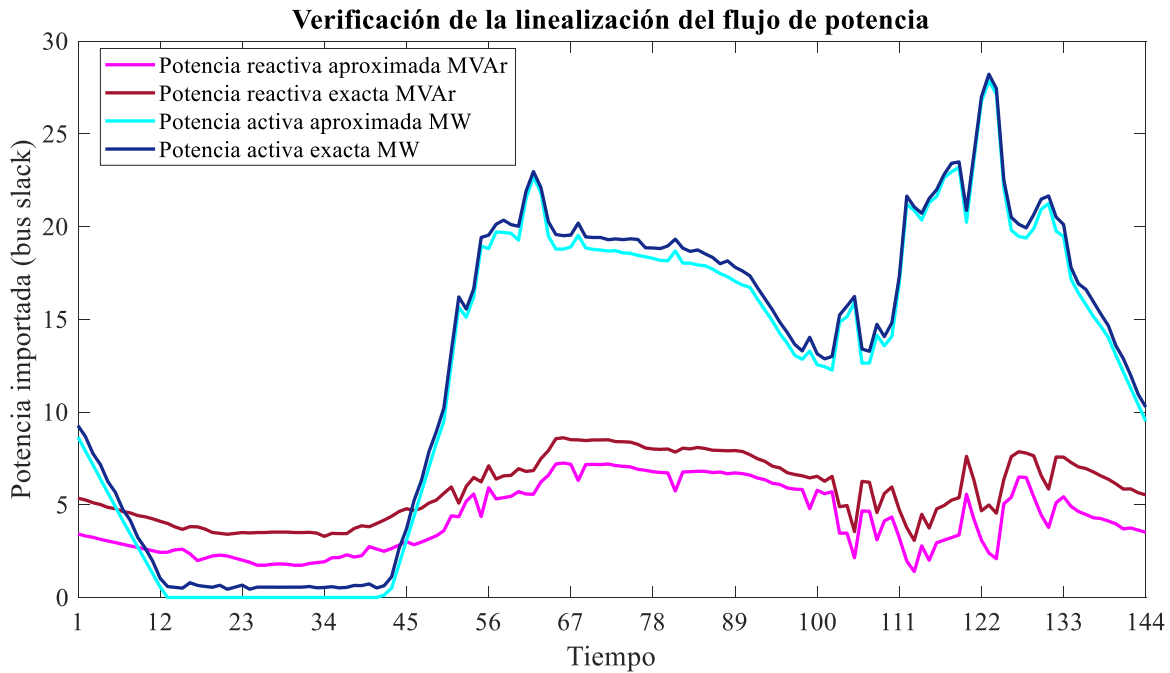


Figura 7.16. Comparación entre los flujos de potencia activa y reactiva del bus slack.

Como se observa en la figura anterior, la diferencia entre el valor exacto y el aproximado es más reducida en el flujo de potencia activa que en el de reactiva. La diferencia en el valor de la función objetivo es del 4,83% o 3,82 ton de CO<sub>2</sub>. Esta diferencia se corresponde con las pérdidas de energía de la red que ascienden a 14,16 MWh a lo largo del día, lo cual equivale a un 4,83% de la energía total diaria importada, es decir, el rendimiento estimado de la red es un 95,4%.

## 7.2.- Influencia de los límites de tensión

En este apartado se muestra cómo afecta, a las emisiones de CO<sub>2</sub> y a la energía renovable generada, el límite de variación del valor de la tensión en los buses con respecto al nominal. Se estudia de forma determinista considerando el día tipo, almacenamiento de energía, topología mallada y el factor de emisiones constante, con lo cual minimizar en las emisiones es equivalente a reducir la potencia importada de la red de transporte. Se limita el cambio de tensión con el tiempo a  $|dv/dt| \leq 0,01 \text{ pu} / 10 \text{ min}$ . Para el caso con el límite del  $\pm 3\%$  se muestran los resultados y el flujo exacto.

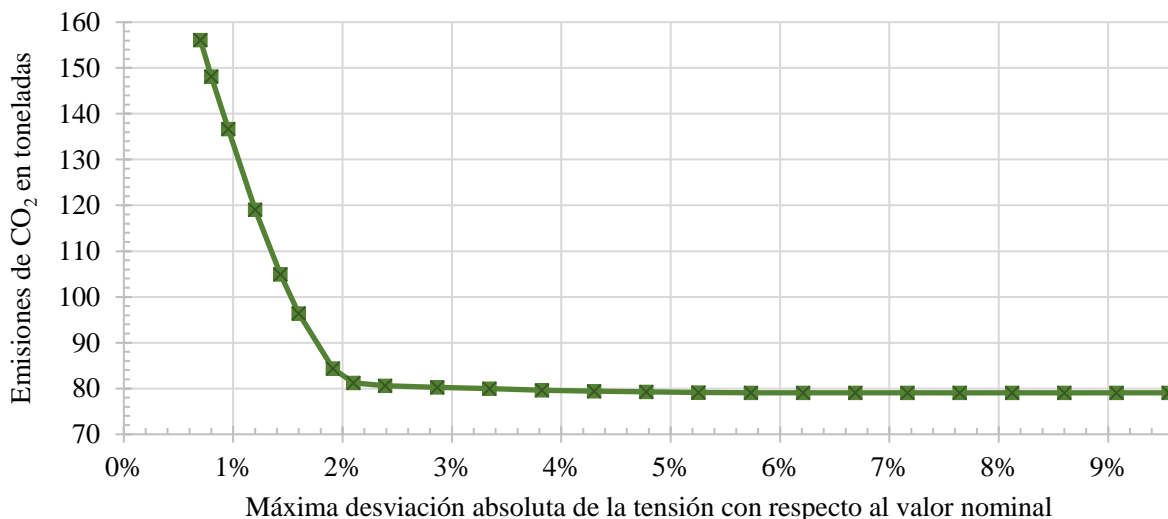


Figura 7.17. Sensibilidad de las soluciones frente al límite de tensión.

A partir de un 2% de margen, las emisiones se disparan y con muy poca disminución de los márgenes de tensión, las emisiones aumentan cuantiosamente; esto se debe a que para mantener el nivel de tensión dentro de los márgenes es necesario emplear la gestión de reactiva de los DER y que estos no inyecten potencia activa. Se debe señalar que sin DER no sería posible tener casos con  $|\Delta v| \leq 5\% = 0,05$  pu.

Emisiones de CO <sub>2</sub>	80,17 ton
Energía renovable producida	285,01 MWh
Energía importada de la red de transporte	296,91 MWh
Penetración renovable	48,98%
Aprovechamiento renovable	99,39%
Energía extraída del ESS	29,106 MWh
Energía absorbida por el ESS	39,008 MWh
Rendimiento conjunto ESS	74,62%
Utilización ESS	89,28%

Tabla 7.5. Solución con una desviación máxima de la tensión del 3%.

La diferencia con respecto al límite de desviación del 5% es que, en este caso, algo más potencia activa es importada de la red de transporte, en concreto solo 3,53 MWh y la energía renovable extraída es cerca de la máxima, por lo tanto, la penetración disminuye muy ligeramente. Sin embargo, hay que observar la potencia reactiva: al restringir la variación de la tensión, la potencia reactiva importada de la red de transporte, así como la inyectada por los recursos energéticos distribuidos se muestra más estabilizada.

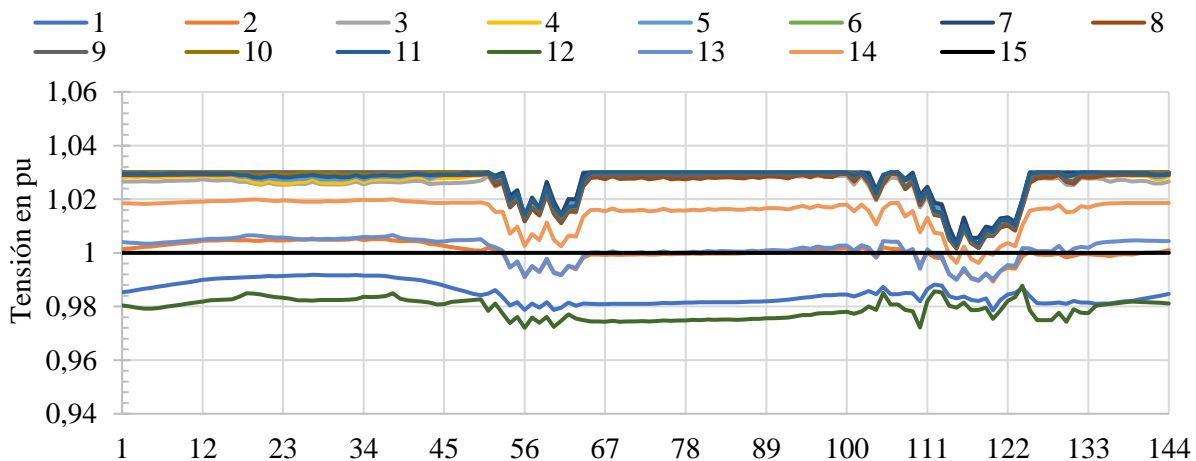


Figura 7.18. Perfil de tensión en cada bus durante el día en estudio con el límite de desviación del 3%.

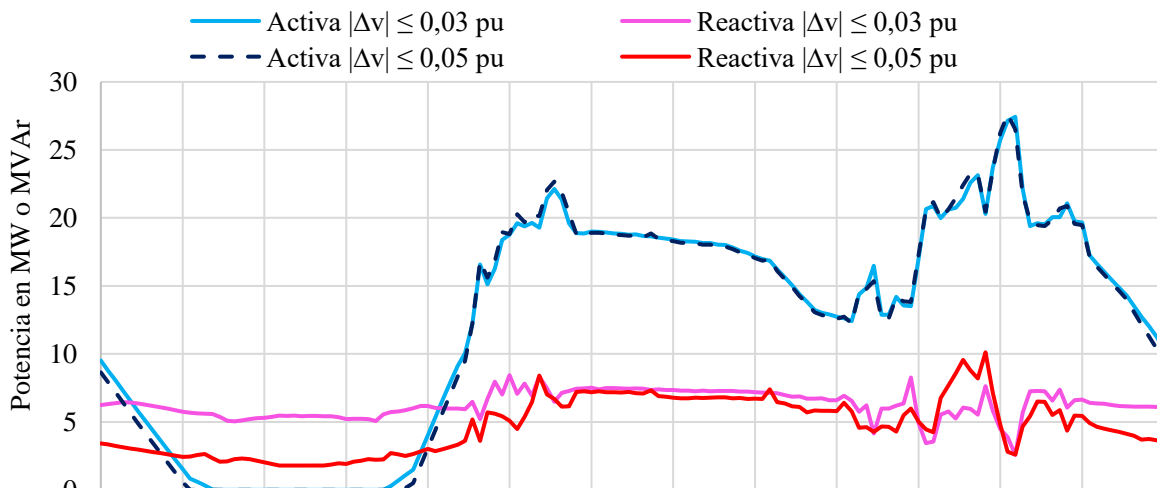


Figura 7.19. Diferencias entre las potencias importadas según los límites de variación de tensión.

### 7.2.1.- Verificación del flujo de potencia con MATPOWER

Se comprueba en este apartado la resolución del caso con el límite de variación de tensión del 3% sobre el valor nominal. En lugar de comparar visualmente, a través de un mapeo, los valores de ángulos y tensión según ambas soluciones, como se ha hecho en un apartado anterior, se opta por una comparación directa mediante un gráfico de dispersión; donde el eje de abscisas corresponde al valor aproximado y el de ordenadas al valor exacto. De esta forma se pueden cotejar los datos con lo que sería una aproximación exacta del tipo  $y = x$  con tal de determinar la validez de la linealización realizada.

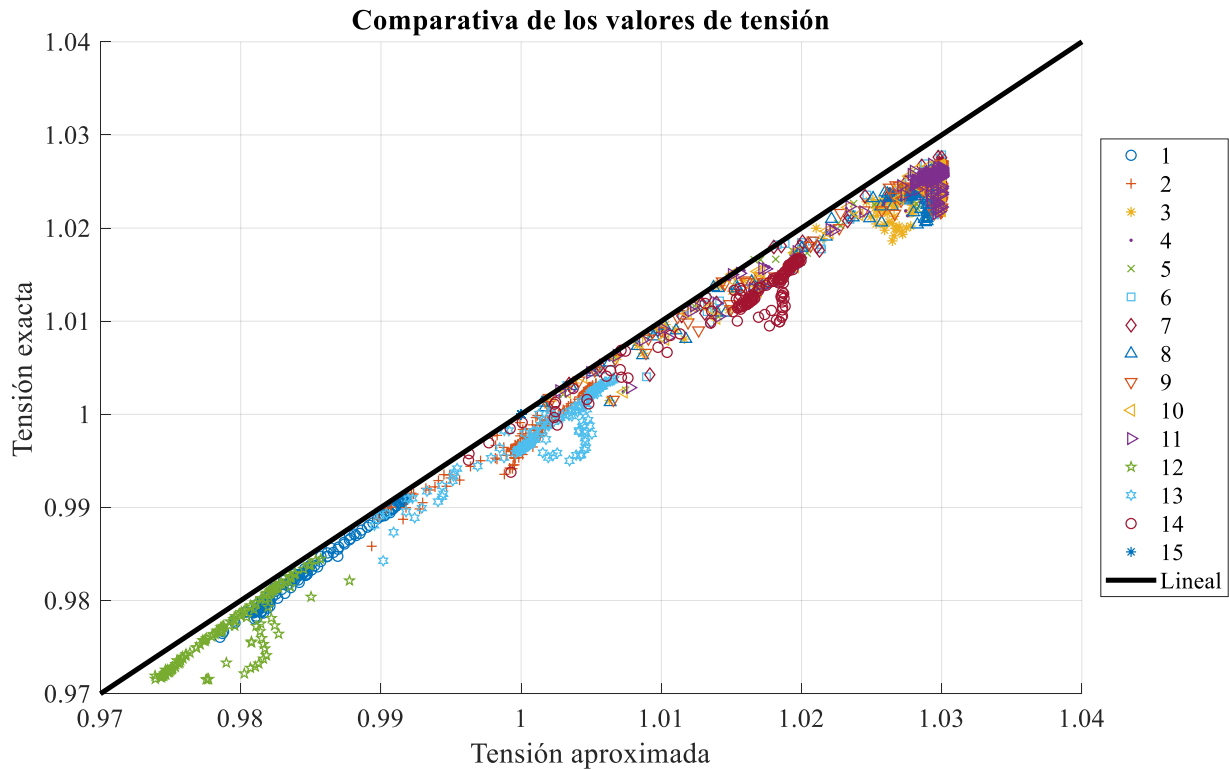


Figura 7.20. Comparativa de los valores exactos con los aproximados.  $R^2 = 0,9489$ .

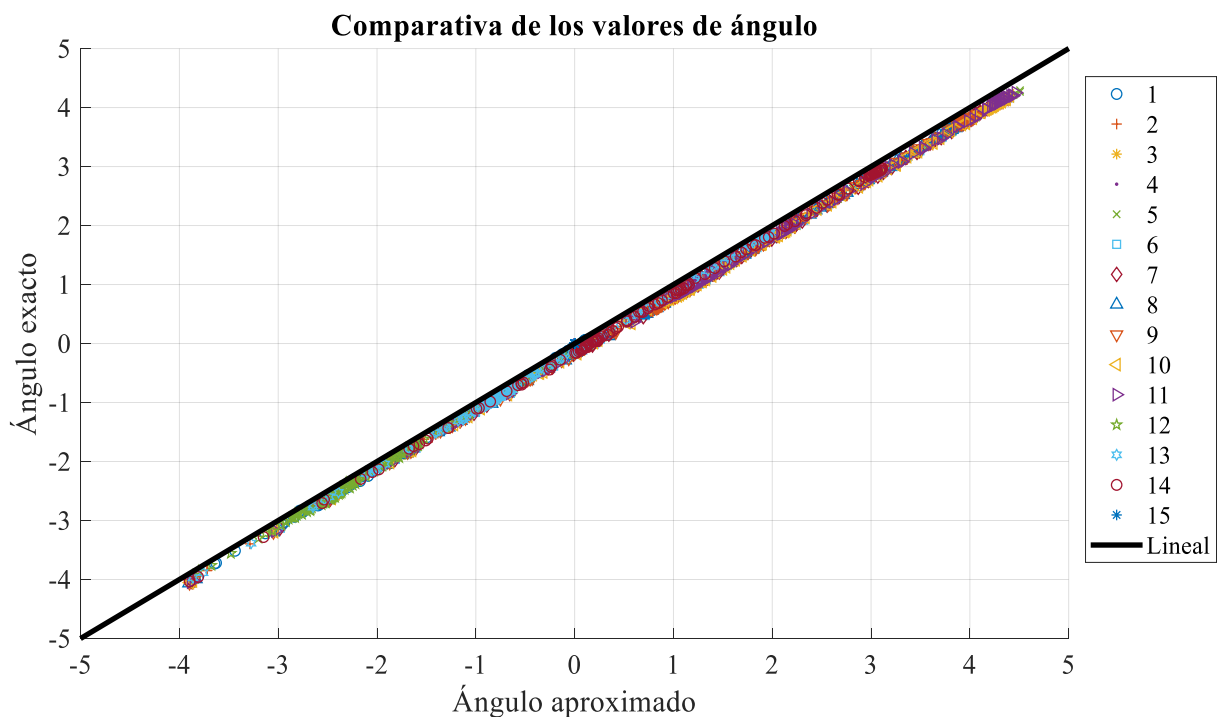


Figura 7.21. Verificación de la aproximación para los valores del ángulo.  $R^2 = 0,9932$

Se observa que la aproximación del ángulo es casi perfecta, con un valor de la raíz cuadrada del error cuadrático medio de  $RMSE = 0,1677^\circ$ . El error en la tensión es algo mayor y asciende a  $RMSE = 0,00368 \text{ pu} = 0,074 \text{ kV}$ . En ambas variables las aproximaciones han demostrado ser muy exactas y conservadoras en el sentido de que la tensión y ángulo aproximados son siempre mayores que los reales.

Atendiendo ahora al flujo de potencia, se detecta mayor error en la potencia reactiva que en la activa, como ya se ha visto anteriormente. Esto puede deberse a la exclusión del producto de los términos *shunt* con la tensión al cuadrado en la linealización del flujo de potencia. En todos los casos, las potencias aproximadas son menores a las exactas, esto es debido a que se desprecian las pérdidas de la red y en la realidad se debe importar energía adicional para compensarlas.

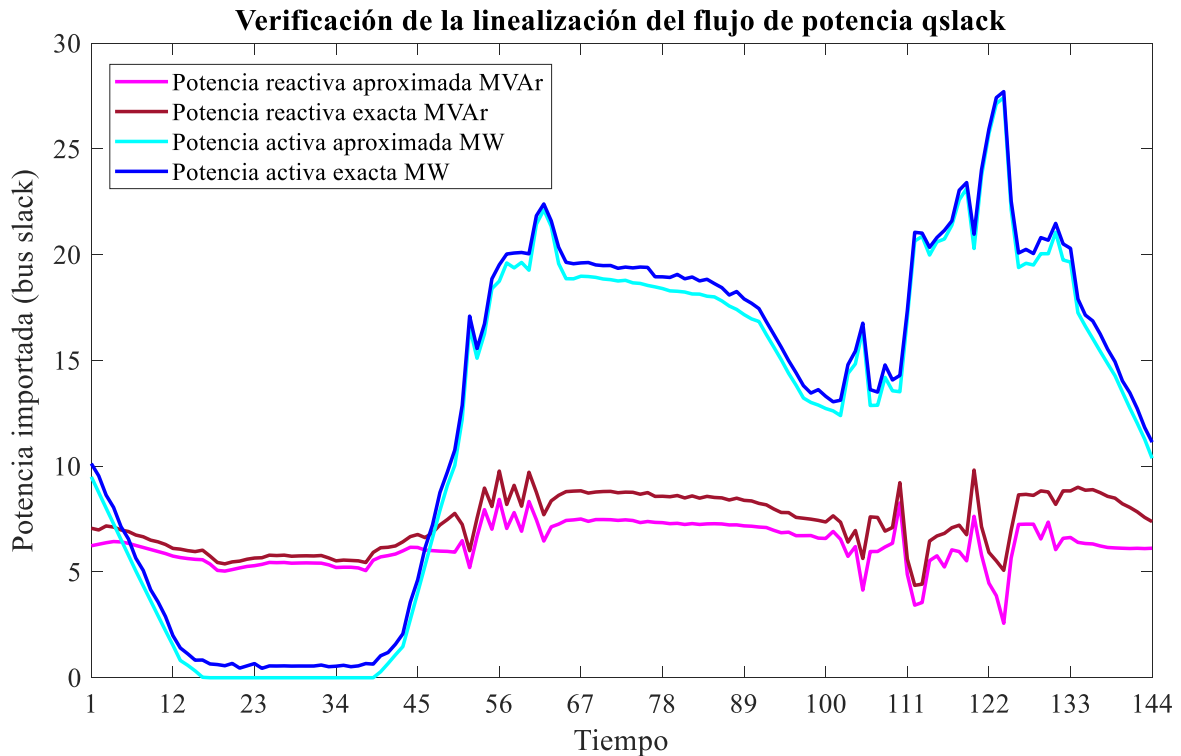


Figura 7.22. Flujos de potencia activa y reactiva importada según la resolución exacta y aproximada.

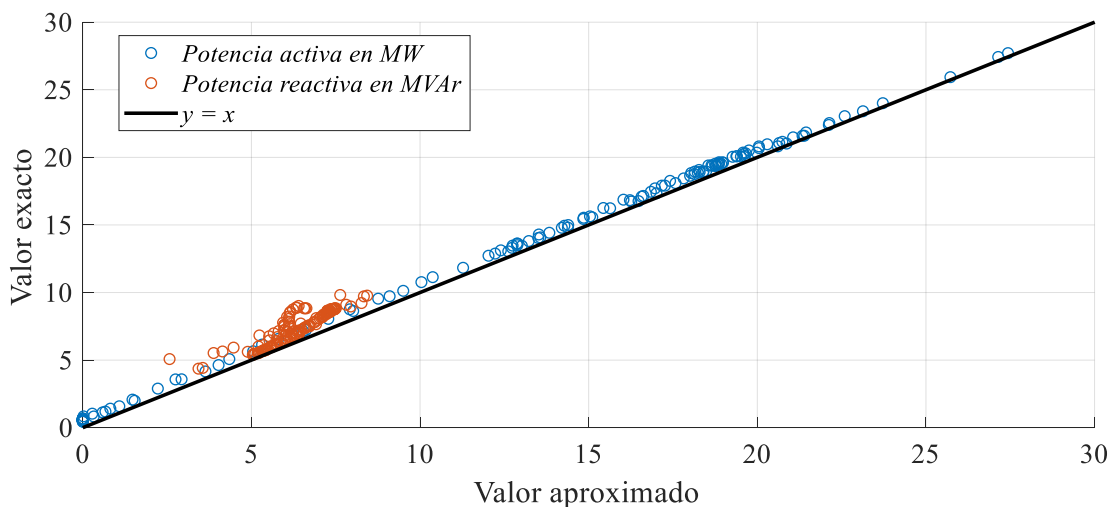


Figura 7.23. Comparación de los valores con la función identidad.  $R^2 = 0,9777$ .

En el caso de las potencias la raíz cuadrada del error cuadrático medio es de  $RMSE = 0,9552 \text{ MVA}$ , también al menos un orden de magnitud menor a los valores de potencia del flujo.



### 7.3.- Influencia del intercambio bidireccional con la red de transporte

Se presenta en esta sección el resultado óptimo para los casos estudiados en el apartado anterior, a modo de comparar el efecto que tiene en cada situación poder intercambiar energía con la red transporte.

Sin almacenamiento de energía	Mallada	Radial
Emisiones de CO <sub>2</sub>	85,44 ton	106,35 ton
Energía renovable producida	255,56 MWh	178,13 MWh
Energía importada de la red de transporte	316,46 MWh	393,89 MWh
Penetración renovable	44,68%	31,14%
Aprovechamiento renovable	89,12%	62,12%

Con almacenamiento de energía	Mallada	Radial
Emisiones de CO <sub>2</sub>	79,17 ton	103,61 ton
Energía renovable producida	289,74 MWh	198,82 MWh
Energía importada de la red de transporte	293,23 MWh	383,73 MWh
Penetración renovable	49,44%	34,13%
Aprovechamiento renovable	100,0%	69,34%
Energía extraída del ESS	27,827 MWh	35,976 MWh
Energía absorbida por el ESS	35,782 MWh	25,448 MWh
Rendimiento conjunto ESS	77,77%	70,74%
Utilización ESS	85,36%	78,06%

Tabla 7.6. Resultados con intercambio bidireccional.

Comparando estos resultados con los que el intercambio bidireccional de potencia activa estaba restringido, se ve que no existen diferencias relevantes en el valor total de emisiones sin ESS. En todos los supuestos sin ESS, el cambio es menor al 1,5%. En los casos con ESS se aprecian grandes diferencias en el uso de los sistemas de almacenamiento, siendo menos utilizados con estructura radial y si es posible exportar la energía directamente a la red de transporte.

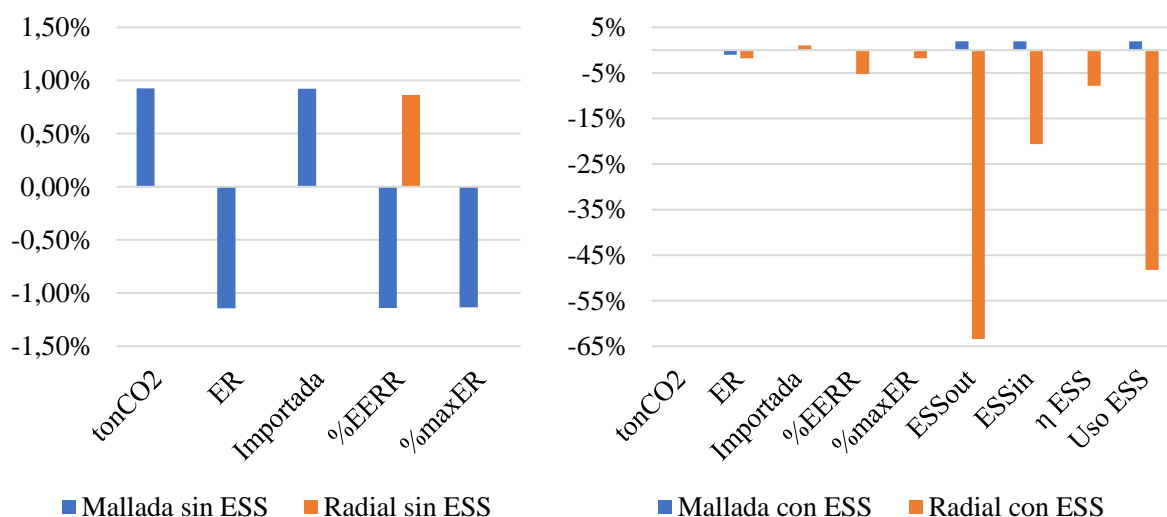


Figura 7.24. Variación de resultados tomando como base los valores con intercambio.

### 7.4.- Influencia de la limitación del ritmo de variación de tensión

Como se ha visto en apartados anteriores, el límite en la tensión de los buses no afecta significativamente al valor de las emisiones de CO<sub>2</sub> mientras éste se sitúe por encima de un valor frontera a partir del cual se reduce la inyección de potencia renovable y se importa mucha más energía de la red de transporte. En este apartado se analiza el componente de cambio con el tiempo de los valores de tensión en cada bus. Aunque no es objeto de este trabajo realizar un estudio dinámico del sistema, se pueden introducir limitaciones en la velocidad de cambio de la tensión al rango de valores de  $|dv/dt|$  para comparar el efecto que tiene esta restricción en las emisiones y en el perfil de tensiones. Así se consigue un perfil de tensiones mucho más suavizado; además las emisiones de CO<sub>2</sub> no aumentan notablemente mientras no se supere un valor frontera. Se trata de nuevo de una distribución de Pareto, como se comprueba en la gráfica adjunta.

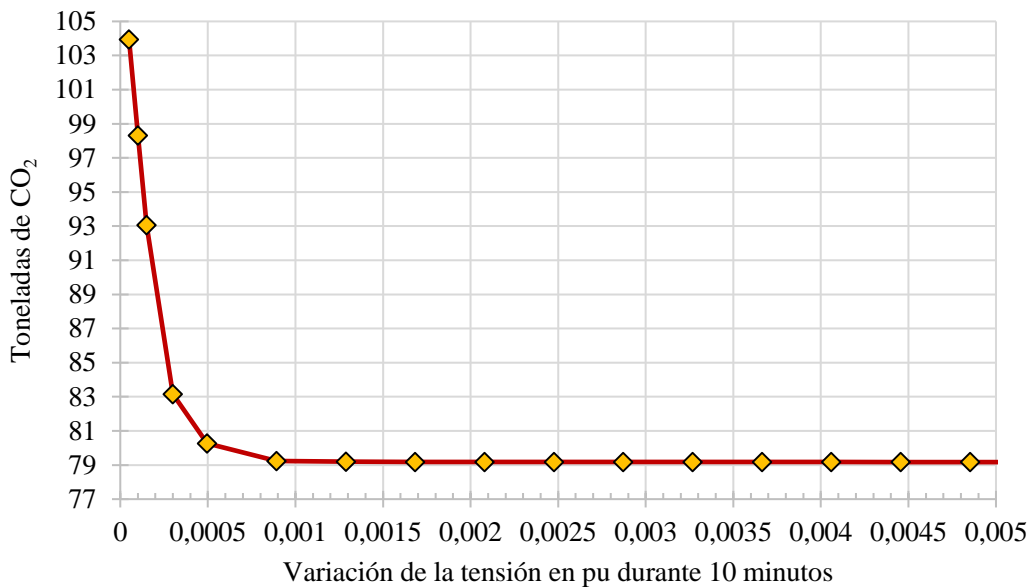


Figura 7.25. Curva del mínimo de emisiones según el límite del ritmo de cambio de la tensión.

El tiempo de cálculo se incrementa notablemente conforme disminuye el límite del ritmo de variación de la tensión: sin añadir esta restricción, el problema es resuelto unos treinta segundos, mientras que, con este nuevo límite, el tiempo de resolución puede alcanzar hasta dos minutos. No obstante, este tiempo extra se ve compensado por la suavidad en los perfiles de tensión, y en consecuencia en la operación del sistema.

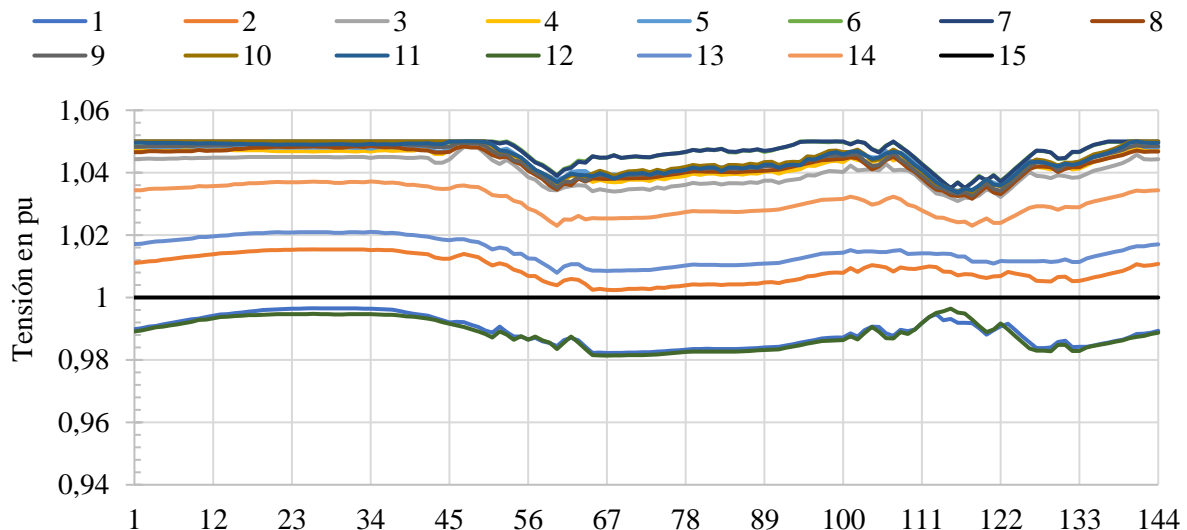


Figura 7.26. Perfil de tensión en cada bus durante el día con el límite en 0,002 pu / 10 min = 240 V/h. (79,175 ton CO<sub>2</sub>)

### 7.5.- Influencia de la limitación en las rampas de los generadores

En este apartado se analiza el efecto que del ritmo de cambio de la potencia sobre la función objetivo. Se estudia el día tipo en estructura mallada con ESS, con una variación máxima absoluta del 5% en la tensión de los buses y un límite del ritmo de cambio del voltaje de  $|dv/dt| \leq 0,01$  pu / 10 min.

La motivación de este apartado deriva de los requerimientos impuestos sobre las renovables, como parques eólicos, de cumplir con las regulaciones actuales en exigencias técnicas para su conexión a red. [70] [71] Por ejemplo, en Dinamarca y Alemania, durante operación estacionaria, se limita el ritmo de cambio de potencia por minuto de los generadores al 10% de su potencia nominal. [72]

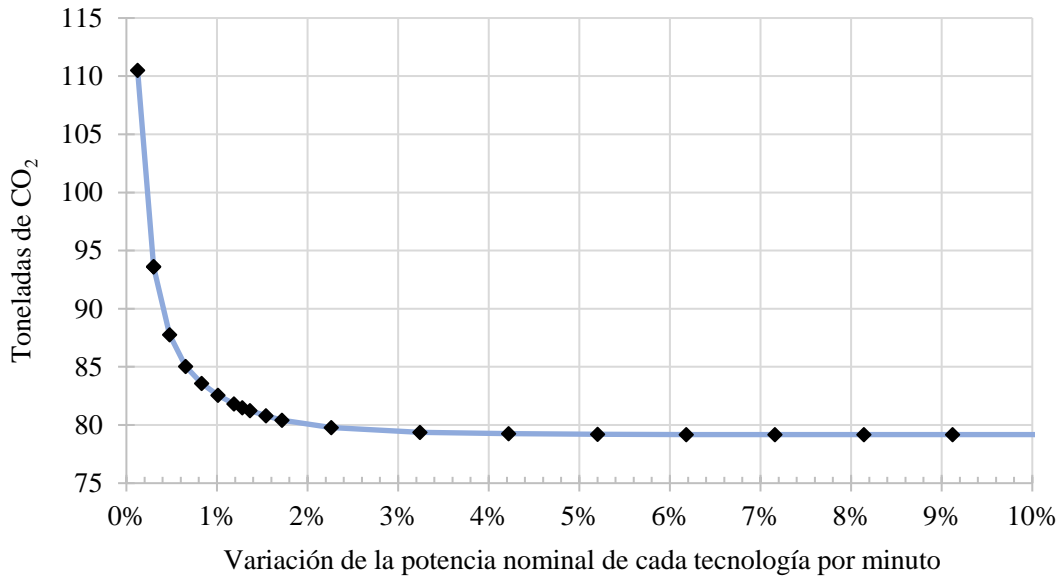


Figura 7.27. Frontera del mínimo de emisiones según el límite de la variación de potencia en el tiempo.

De nuevo se aprecia una curva del tipo Pareto: al reducir el ritmo de cambio de la potencia por debajo del 10%, las emisiones aumentan de forma muy lenta, pero al limitarlo por debajo del 2% se disparan alcanzando valores que llegan a ser un 28% mayores que con un límite razonable del 4%. En el caso de redes de baja tensión, donde el componente resistivo de las líneas domina, la variación de tensión en el punto de conexión (PCC) se ve afectada fuertemente por la variación de potencia activa y por ello se limita esta variación en el tiempo. Como consecuencia, limitar la variación de potencia de cada sistema suaviza el perfil de tensiones, aunque no de forma tan eficiente como limitando directamente el ritmo de cambio de la tensión (apartado anterior).

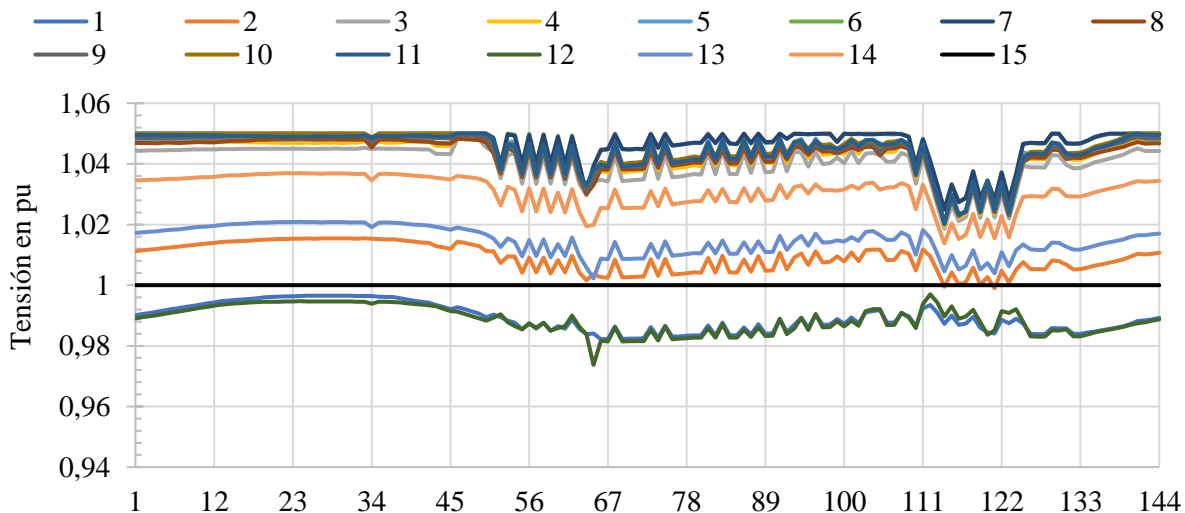


Figura 7.28. Perfil de tensiones con un límite del 4% de la potencia nominal por minuto. Emisiones: 79,27 ton CO<sub>2</sub>.

### 7.6.- Efecto del factor de potencia de la energía importada

Hasta ahora no se ha considerado limitar el factor de potencia de la energía extraída de la red de transporte, si se limita a ciertos valores, por ejemplo entre 0,53 y 1, se tiene que las emisiones aumentan conforme lo hace el factor de potencia. Sin embargo este aumento no es lineal por encima del valor de 0,95 sino de tipo exponencial.

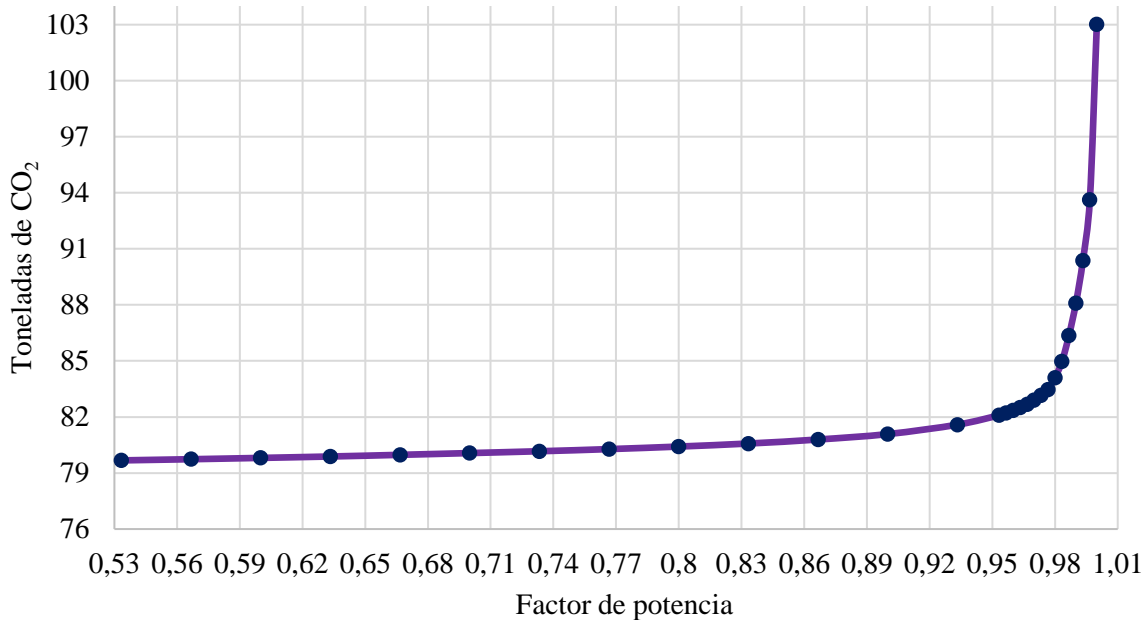


Figura 7.29. Relación entre el factor de potencia de la importación de la red de transporte y las emisiones.

A modo de muestra se presenta la siguiente gráfica donde se presenta el factor de potencia y la importación de energía de la red de transporte en cada momento durante el día medio determinista con un límite de  $fp \geq 0,9$ .

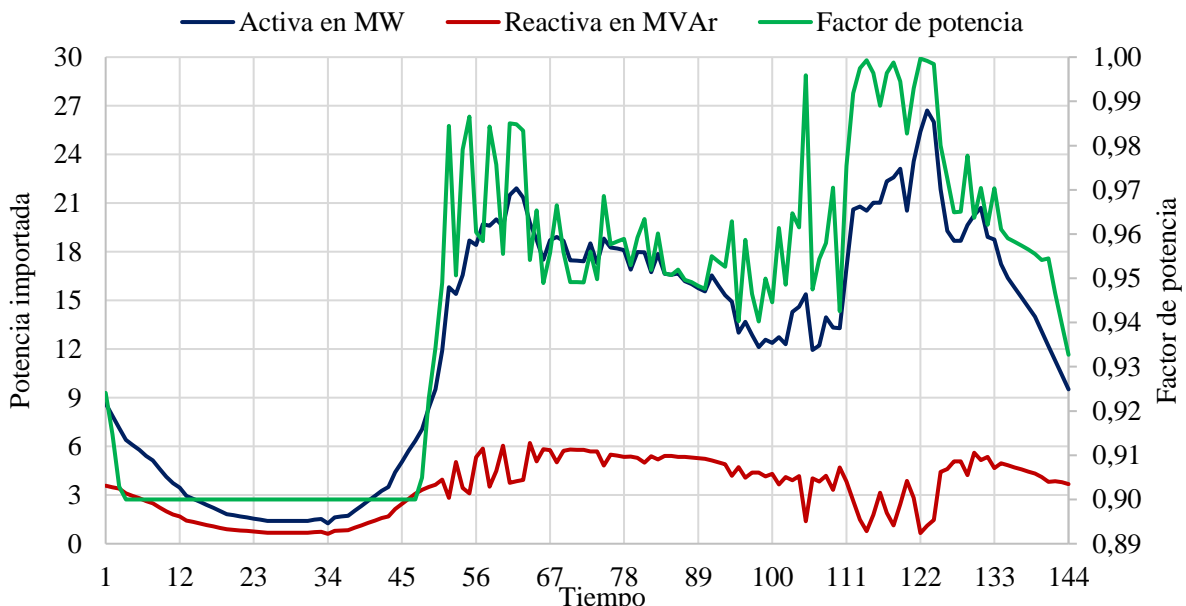


Figura 7.30. Verificación del factor de potencia en la energía importada de la red de transporte. Emisiones: 81,80 tCO<sub>2</sub>.

Se debe señalar que no se aprecia una mejora en la estabilización del perfil de tensiones, pero sí en la operación de los DER: los sistemas fotovoltaicos y ESS que son los sistemas con mayor capacidad de entregar y absorber energía reactiva. Los sistemas de almacenamiento proporcionan tanto reactiva capacitiva como inductiva en mayor proporción que el resto de DER. También se observa la contribución de los aerogeneradores, aunque en menor medida que el resto de DER.

### 7.7.- Influencia del factor de emisiones de CO<sub>2</sub> asociado a la generación

Este apartado estudia el efecto de la evolución del factor de emisiones con el tiempo en la solución óptima, considerando cinco escenarios diferentes con estocasticidad en demanda y generación. En concreto, se han simulado cincuenta casos estocásticos con cinco escenarios cada uno. En total, un tiempo de cálculo de 16230 segundos o cuatro horas y media. De esta manera se puede estudiar el efecto de este parámetro de forma robusta y certera.

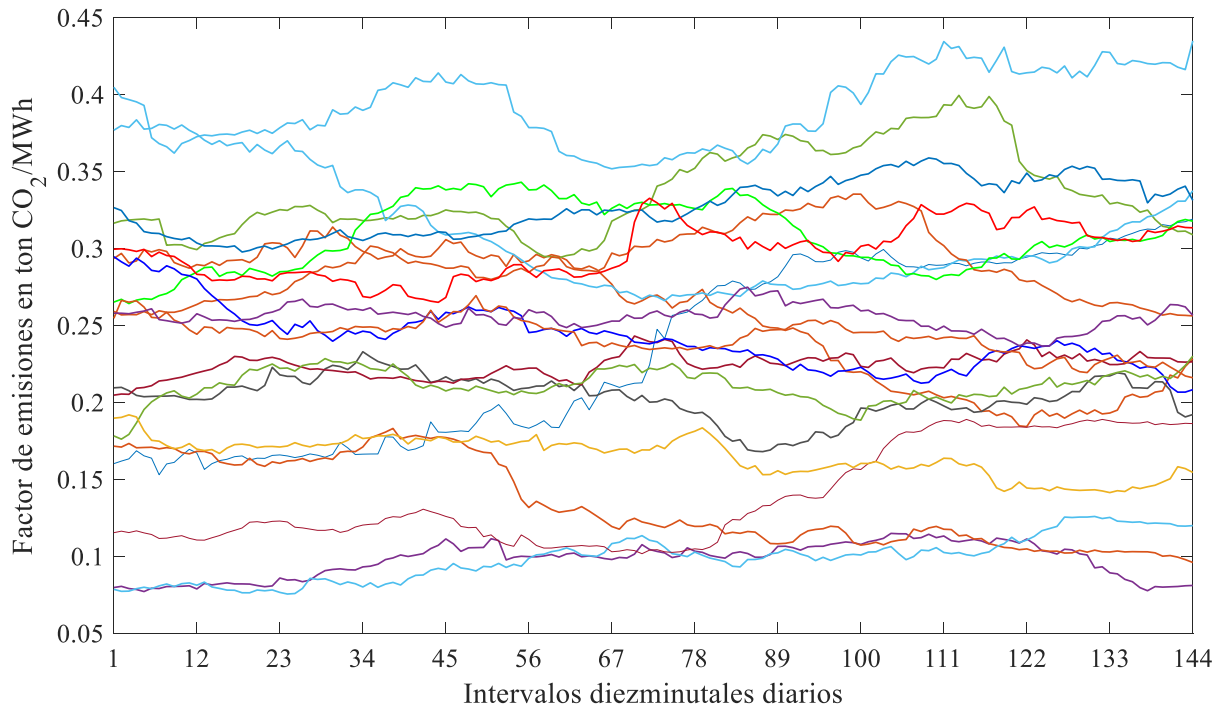


Figura 7.31. Algunas curvas de emisiones del factor de emisión de días aleatorios.

Para normalizar las emisiones y comparar en base al mismo factor constante del resto de apartados se ha dividido cada curva por la media de la misma y multiplicado por el factor de emisiones medio de España de los últimos cinco años: 0,27 ton CO<sub>2</sub>/MWh. Los parámetros básicos del valor medio de los valores ajustados del factor de emisiones son las de la tabla siguiente.

Media del factor medio	0,2228 tCO <sub>2</sub> /MWh	Emisiones medias	81,62 tCO <sub>2</sub>
SD del factor medio	0,1058 tCO <sub>2</sub> /MWh	SD de las emisiones	3,747 tCO <sub>2</sub>
Coficiente de variación	39,2%	Coficiente de variación	4,59%
Mínimo factor medio	0,0999 tCO <sub>2</sub> /MWh	Mínimas emisiones	71,10 tCO <sub>2</sub>
Máximo factor medio	0,4239 tCO <sub>2</sub> /MWh	Máximas emisiones	88,22 tCO <sub>2</sub>

Tabla 7.7. Estadística básica de los escenarios propuestos y de las soluciones.

Se aprecia por inspección de las soluciones un cambio en los regímenes de carga y descarga, o los momentos en los que entrega y absorbe energía de la red, así como un estado de carga de cada tecnología diferente. En cada caso una operación es óptima y diferente de los demás. Por esto se debe tener una predicción adecuada del mix de generación de la red de importación si se quiere ser efectivo en una operación adecuada.

En las tablas y gráficos siguientes se compactan las soluciones y sus características más relevantes obtenidas en cada caso.

<b>SD</b>	<b>H<sub>2</sub></b>	<b>Li-ion</b>	<b>VRFB</b>
4	41	204	255
6	71	4	39
8	116	192	75
12	426	775	1225

<b>Mínimo</b>	<b>H<sub>2</sub></b>	<b>Li-ion</b>	<b>VRFB</b>
4	118	338	0
6	118	338	0
8	118	418	357
12	118	338	0

<b>Media</b>	<b>H<sub>2</sub></b>	<b>Li-ion</b>	<b>VRFB</b>
4	148	457	229
6	259	338	15
8	260	852	634
12	527	1371	1718

<b>Máximo</b>	<b>H<sub>2</sub></b>	<b>Li-ion</b>	<b>VRFB</b>
4	286	1004	667
6	361	365	200
8	514	1004	667
12	1058	2739	3600

Tabla 7.8. Estadística de las soluciones estocásticas.

Los valores de carga inicial/final encuentran muy dispersos entre sí en las soluciones estocásticas, esto demuestra la importancia de considerar este factor dentro de la estocasticidad de los fenómenos de los que depende la operación óptima para minimizar el CO<sub>2</sub>, es decir, es necesario un estudio de la predicción del factor de emisión de CO<sub>2</sub> asociado a la generación de energía eléctrica en cada momento. El autor no ha encontrado correlación en los valores de esta variable con la demanda eléctrica, pero futuros trabajos deben investigar esta relación para poder introducir esta incerteza en el problema.

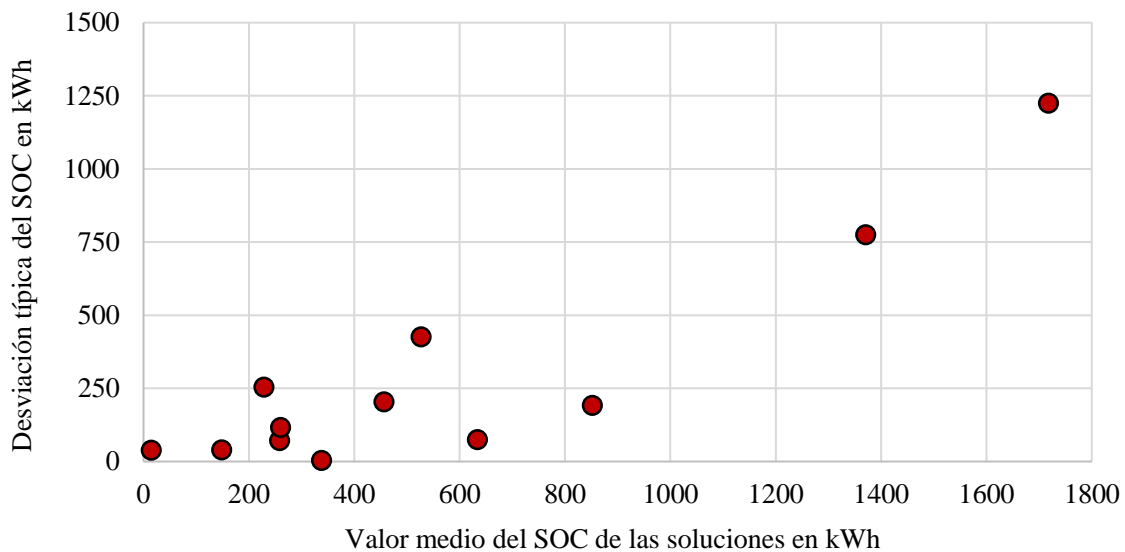


Tabla 7.9. Relación entre la media y la desviación típica del SOC.

También se ha observado que, en el caso de permitir la importación de energía a la red de transporte, considerando un factor de emisiones variable, el perfil de los ESS cambia con respecto al caso con factor constante, de tal forma que pueda entregar energía a la red de transporte cuando el factor de emisiones es mayor y absorber en caso de menor.

Por todo lo anterior, se señala la importancia de considerar, además de la estocasticidad de la demanda y recursos meteorológicos, la predicción e incerteza asociada al factor de emisiones, con el propósito de lograr una operación baja en emisiones de dióxido de carbono.

Sin embargo, es notable que el tiempo de computación del método combinado de Monte Carlo y analítico es muy elevado aunque el número de escenarios optimizados también es considerable: 250.

### 7.8.- Análisis del incremento en la instalación de energías renovables

Como se ha observado en el caso determinista del día tipo, la capacidad de aprovechamiento renovable con estructura mallada y ESS es del 100%, sin embargo, las líneas llegan a saturarse en algunos momentos. Este apartado pretende profundizar sobre una operación que incluya más potencia instalada renovable: fotovoltaica y eólica, sin aumentar la capacidad ni potencia de los sistemas de almacenamiento.

Si se realiza el análisis del día medio bajo las variables deterministas, los parámetros referentes al aprovechamiento y penetración de energía renovable junto con las emisiones, presentan la siguiente dependencia según la potencia instalada en el caso de la curva promedio.

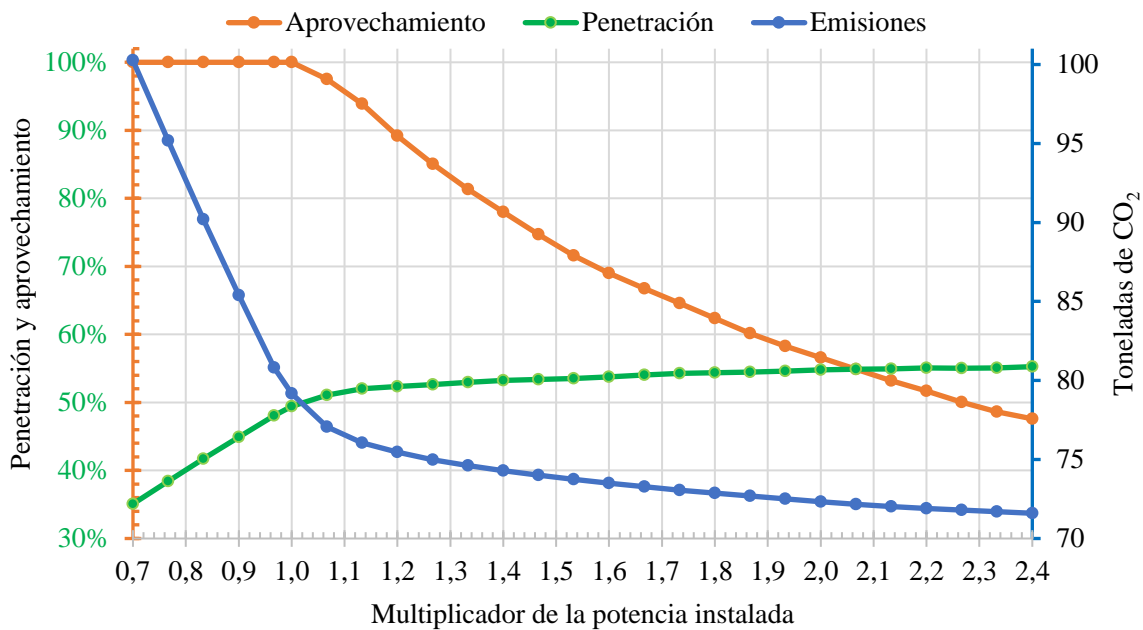


Figura 7.32. Evolución de los parámetros de interés según la potencia instalada en el caso de demanda media.

En el caso de máxima demanda se tienen las siguientes curvas. Nótese la variación de escala en los ejes.

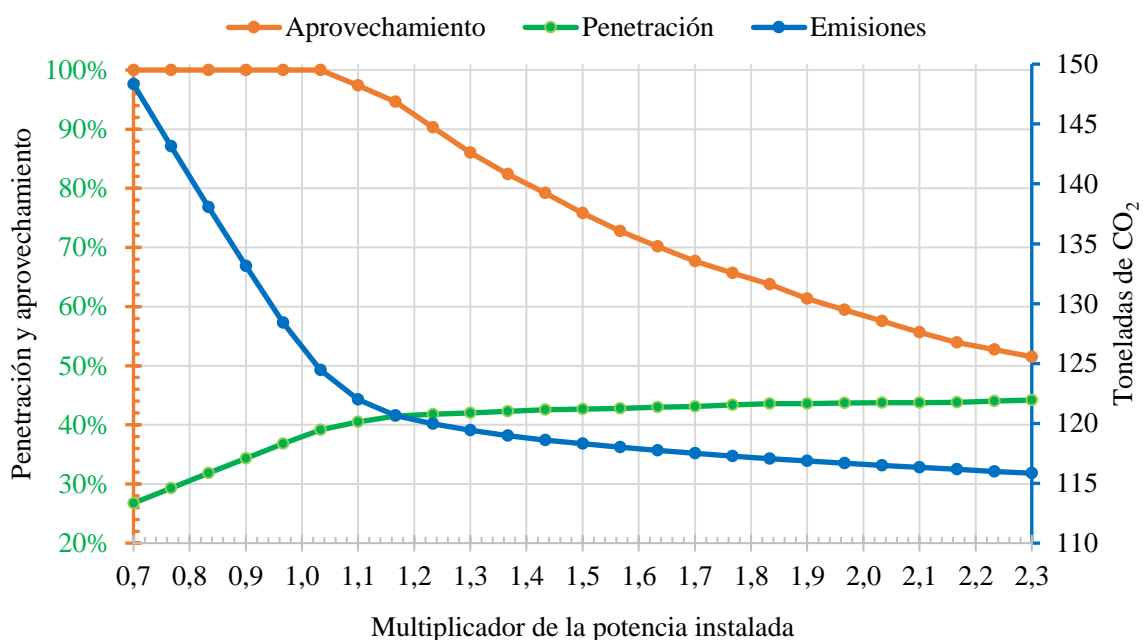


Figura 7.33. Evolución de los indicadores con la potencia instalada para el caso de demanda máxima.



En el caso de mínima demanda se tienen los siguientes perfiles. Nótese la variación de escala en los ejes.

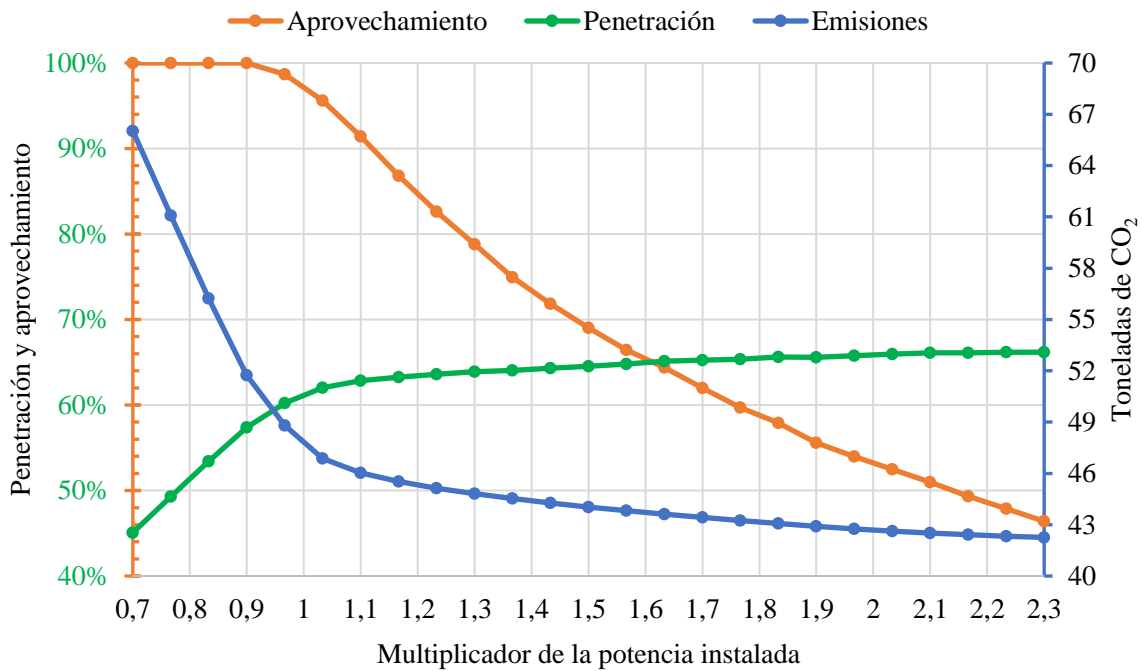


Figura 7.34. Variación de los parámetros para el caso de mínima demanda.

En suma, al aumentar la instalación de renovables conforme al valor base, se aprecia una disminución de las emisiones en todos los casos, un decremento del aprovechamiento de los recursos renovables y un aumento muy ligero de la penetración de renovables. Se observa que, al disminuir la instalación de potencia por debajo del valor inicial considerado, en los tres casos se mantiene el aprovechamiento de los recursos al máximo, disminuye la penetración de forma apreciable y aumentan las emisiones de CO<sub>2</sub> considerablemente. La mengua del aprovechamiento se debe a la limitación de corriente de las líneas.

Todos los parámetros parecen tener relación lineal con la demanda, para comprobarlo se traza la superficie que define las emisiones de CO<sub>2</sub> según el incremento de potencia y de demanda.

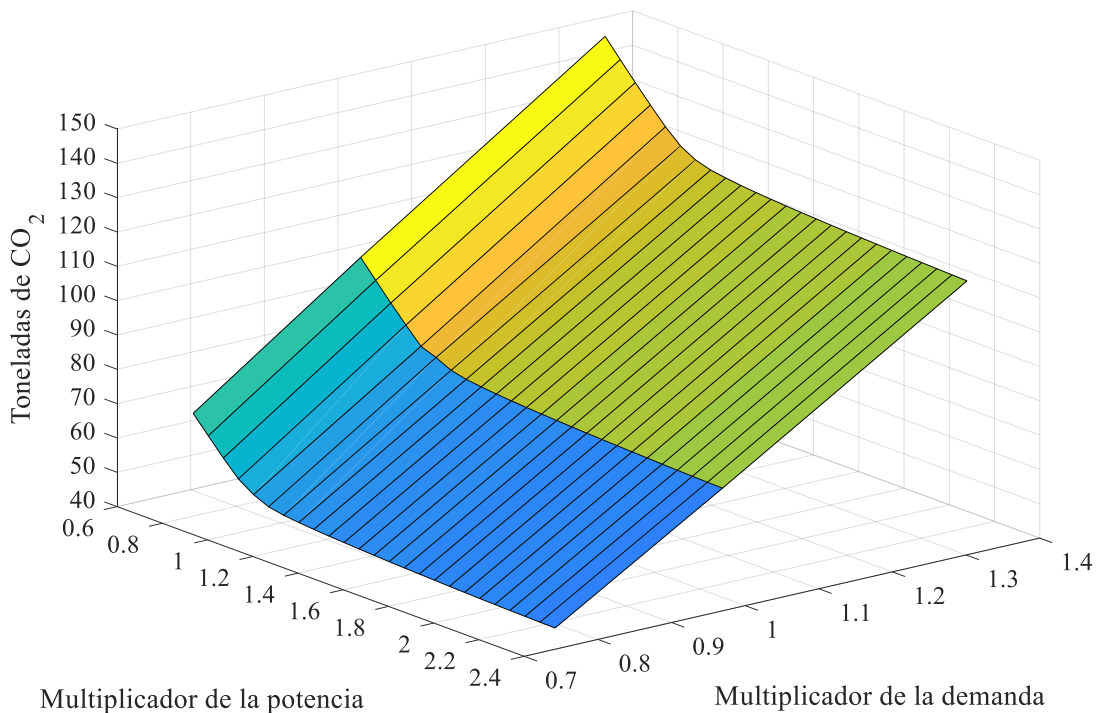


Figura 7.35. Variación de las emisiones con la demanda y la instalación de renovables.

### 7.9.- Estudio estocástico bajo los errores en la predicción de la demanda

La forma de introducir la estocasticidad en el problema es aplicando variaciones aleatorias sobre la curva de demanda predicha (suavizada) según la distribución logística del error de predicción. Se consideran 20 escenarios con el mismo recurso meteorológico cada uno, pero diferentes curvas de demanda. El propósito es determinar el estado de carga inicial y final de cada sistema de almacenamiento en cada bus para minimizar el valor esperado de emisiones de CO<sub>2</sub> y que el funcionamiento del sistema sea robusto.

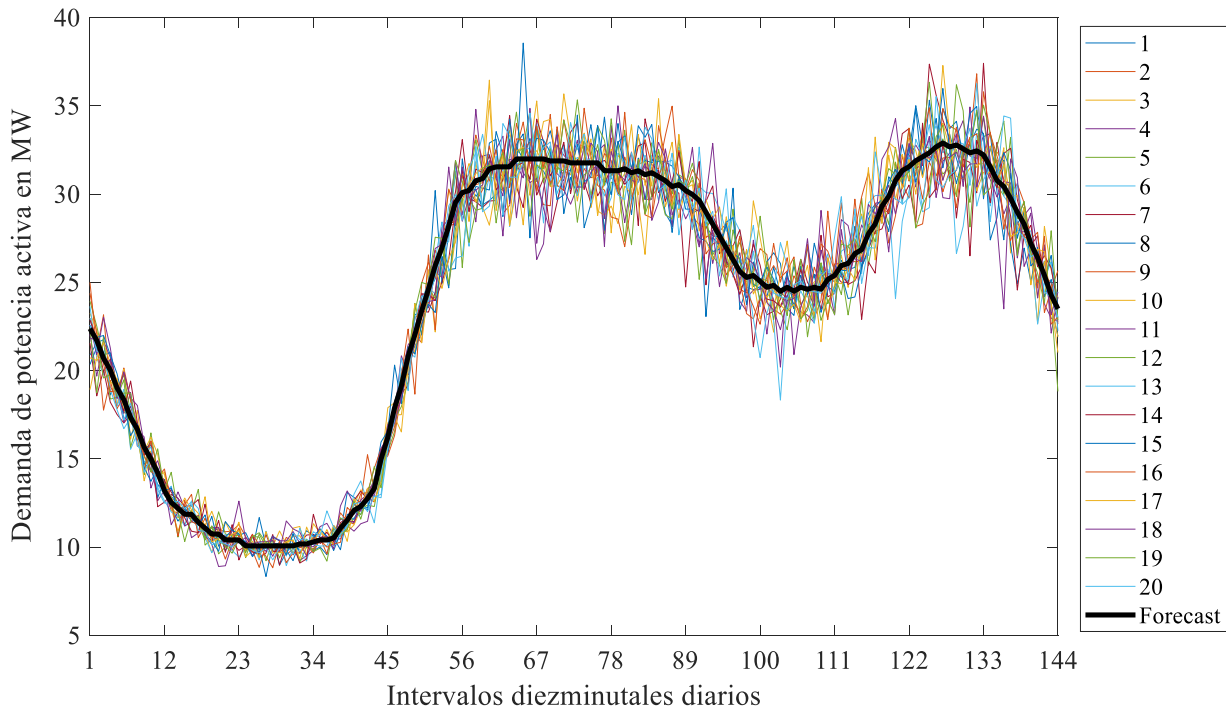


Figura 7.36. Curvas de demanda para cada escenario.

El tiempo de computación es elevado en este caso, pero se mantiene dentro de valores razonables (menos de 40 minutos). La dispersión del valor de la función objetivo, la media y los valores extremos se muestran en la siguiente gráfica.

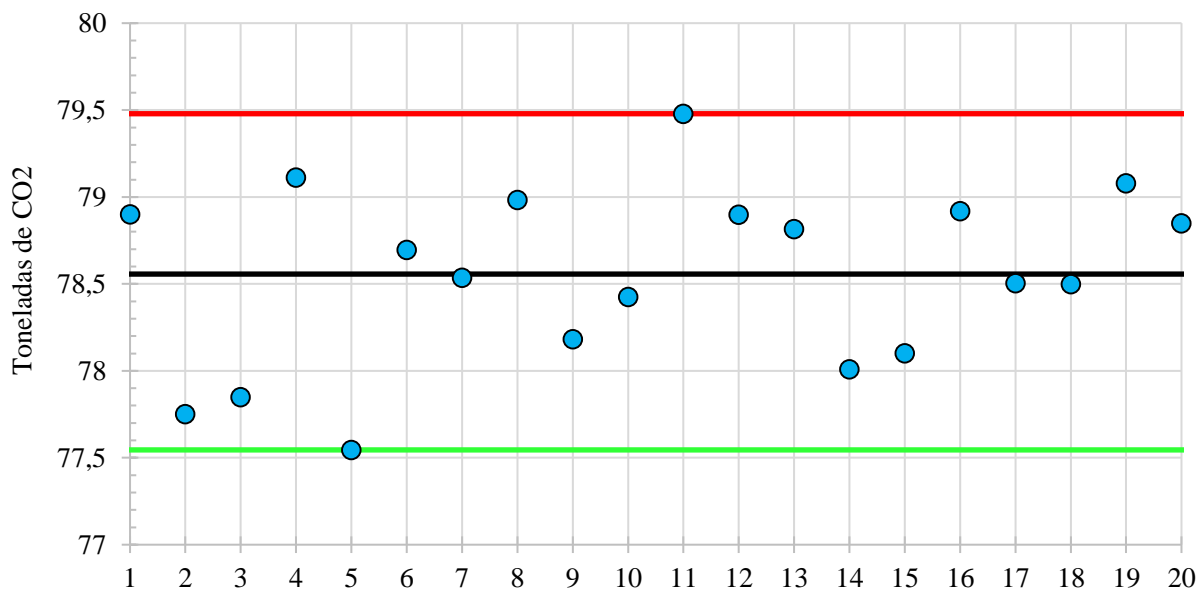


Figura 7.37. Dispersión de los resultados.

Las emisiones y el análisis estadístico básico de los mismos se presentan en la tabla siguiente.

Emisiones de CO <sub>2</sub> promedio	78,56 ton
Desviación típica	0,5127 ton
Coefficiente de variación ( $\sigma/\mu$ )	0,653%
Valor máximo de emisiones de CO <sub>2</sub>	79,48 ton
Valor mínimo de emisiones de CO <sub>2</sub>	77,55 ton

Tabla 7.10. Estadística de los resultados.

El estado de carga relativo a la capacidad total y en valor absoluto se muestran en el siguiente gráfico de barras y tabla inferiores.

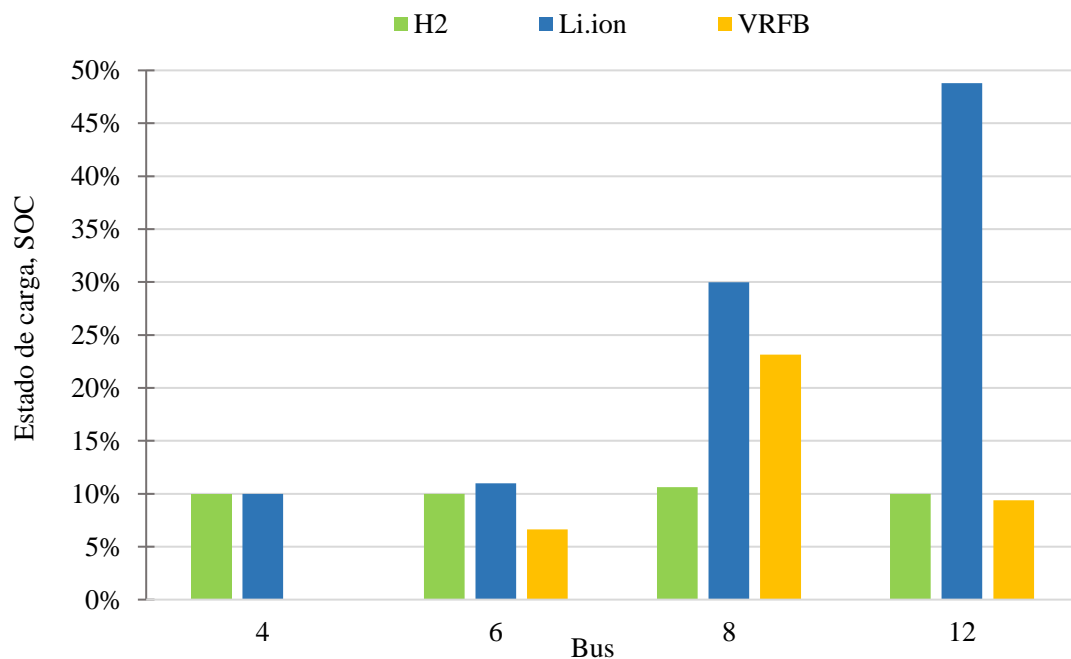


Figura 7.38. Estado de carga de cada tecnología en cada bus.

	H <sub>2</sub>	Li-ion	VRFB
4	118	338	0
6	118	371	239
8	125	1012	833
12	118	1646	338

Tabla 7.11. Estado de carga en kWh.

Con estos valores de carga inicial se garantiza que las emisiones se mantengan dentro del rango presentado en la Tabla 7.10. En caso de aumentar el número de escenarios el tiempo de computación se elevaría, en el mejor de los casos, de forma polinómica. Se ha de señalar que cada uno se compone de 144 instantes, lo cual da lugar a 2880 instantes aleatorios; además, como el coeficiente de variación tiene un valor muy pequeño se puede considerar suficiente el número de escenarios.

### 7.10.- Estudio completo bajo los errores de predicción de las tres variables

Se realiza ahora el análisis considerando la estocasticidad de la demanda, la irradiancia y la velocidad del viento mediante 22 escenarios generados en base a la predicción de las variables del día medio e introduciendo los posibles errores a través de valores aleatorios según sus distribuciones de probabilidad correspondientes. Se ha usado la misma semilla en la generación de números aleatorios para poder comparar los resultados con los del apartado anterior.

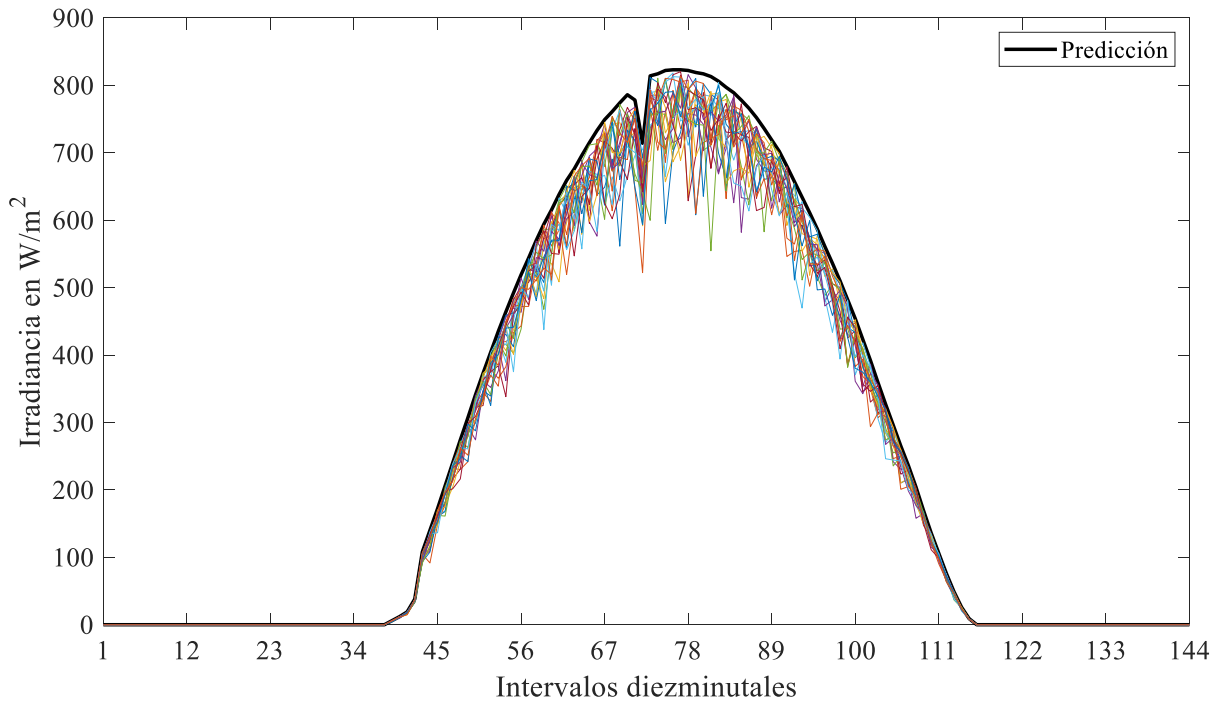


Figura 7.39. Irradiancia prevista y 22 posibles realizaciones. Beta(20,5/3) ≡ día con pocas nubes.

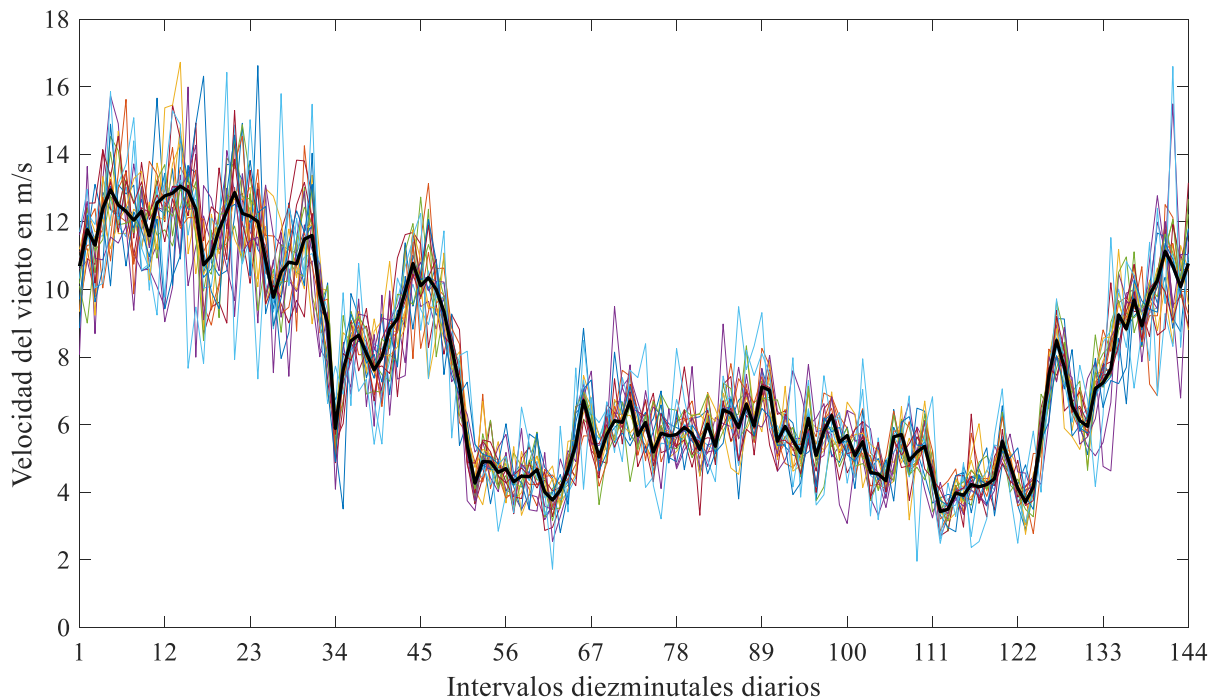


Figura 7.40. Velocidad del viento prevista y 22 posibles realizaciones.

Tras 3770 segundos o una hora, la solución óptima en todos los escenarios se alcanza y el estado de carga inicial y final de cada ESS en cada bus es el que se muestra en el gráfico siguiente.

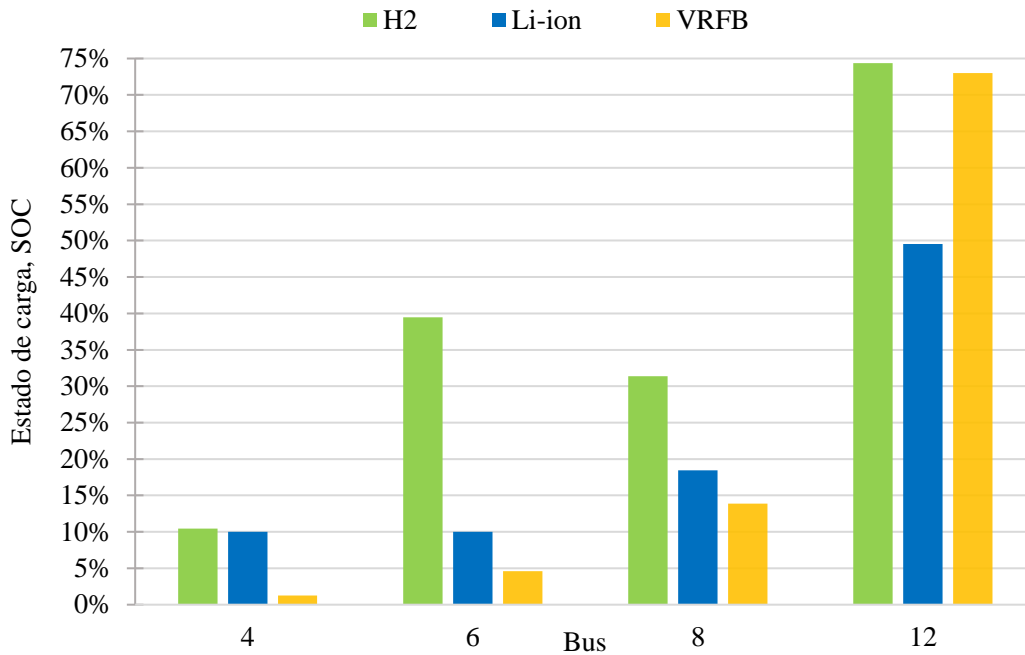


Figura 7.41. Estado de carga inicial/final de cada sistema.

	H <sub>2</sub>	Li-ion	VRFB
4	123	338	45
6	464	338	166
8	368	623	500
12	874	1671	2627

Tabla 7.12. Estado de carga en kWh.

Emisiones de CO <sub>2</sub> promedio	79,20 ton
Desviación típica	0,926 ton
Coefficiente de variación ( $\sigma/\mu$ )	1,17%
Valor máximo de emisiones de CO <sub>2</sub>	80,40 ton
Valor mínimo de emisiones de CO <sub>2</sub>	77,67 ton

Tabla 7.13. Estadística de los resultados

De nuevo el coeficiente de variación tiene un valor bastante bajo: 1,17%, se aprecia una desviación estándar de 0,926 ton de CO<sub>2</sub> y un valor esperado de 79,20 ton, es decir, un 0,81% más que en el estudio con la incerteza únicamente de la demanda. Esto pone de manifiesto la robustez que proporcionan los ESS ya que, bajo el escenario que realmente ocurra, permiten gestionar la energía según los recursos y la demanda existentes para minimizar las emisiones cumpliendo las limitaciones de operación.

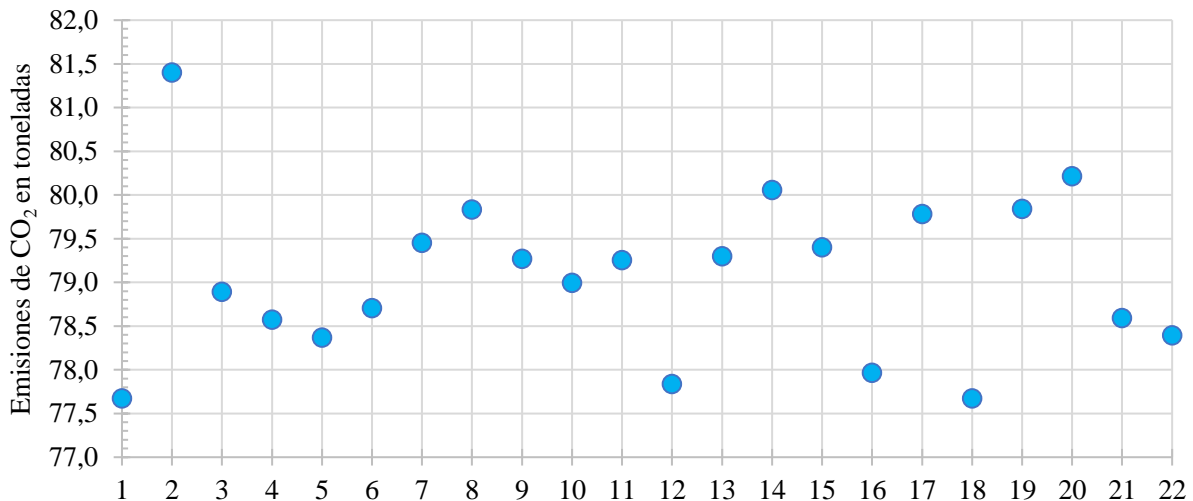


Figura 7.42. Dispersión de los resultados.

### 7.11.- Estudio horario durante una semana con tres variables estocásticas

Para poder optimizar la operación de varios días consecutivos sin elevar drásticamente el tiempo de cálculo, se decide aumentar el paso temporal de diez minutos a una hora. En esta situación, los errores de predicción se compensan durante el intervalo de tiempo y la diferencia entre el valor predicho y el real es menor (se suavizan), por lo tanto, deben estimarse de nuevo las distribuciones del error en cada variable, sin embargo, a modo de simplificación, simplemente se reducen a dos tercios la desviación típica del error diezminutal en el caso del viento y de la demanda, y en la irradiancia se disminuye el factor alfa en 5 puntos hasta un valor de 15, en vista de los días con nubes que aparecen en la semana elegida para los datos meteorológicos. Se considera una predicción igual a los datos medios horarios a partir de los reales diezminutales de la segunda semana de julio de 2015. Esto da lugar a 168 instantes de tiempo con recursos meteorológicos y demanda aleatorios. El tiempo de resolución es dependiente del límite del ritmo de variación de las variables. Por ejemplo, si solo se limita a 200 V/h, la solución determinista se alcanza en 19 segundos ( $588,3 \text{ ton CO}_2 \equiv 84,04 \text{ tonCO}_2/\text{día}$ ), mientras que, si se reduce el límite a 20 V/h, el tiempo es de 459 s ( $636,81 \text{ ton CO}_2 \equiv 90,97 \text{ tonCO}_2/\text{día}$ ), considerando en ambos casos el factor de emisiones constante de  $0,27 \text{ tonCO}_2/\text{MWh}$ . En este estudio se emplean los valores reales del factor de emisiones durante los días 7-13 de julio de 2015 en España, desplazados tal que su media es  $0,27 \text{ tonCO}_2/\text{MWh}$ . Los parámetros de optimización de la red se muestran en la Tabla 7.14.

Variación temporal absoluta máxima de la tensión	200 V/h
Rampas de los generadores	10% kW <sub>nom</sub> /min
Factor de potencia mínimo de la energía importada	0,65
Tiempo de cálculo	3759 s = 62 min y 39 s
Estrategia de optimización	Estocástica analítica
Número de escenarios	22
Factor de emisiones (tonCO <sub>2</sub> /MWh)	7-13 de julio de 2015

Tabla 7.14. Características de la optimización.

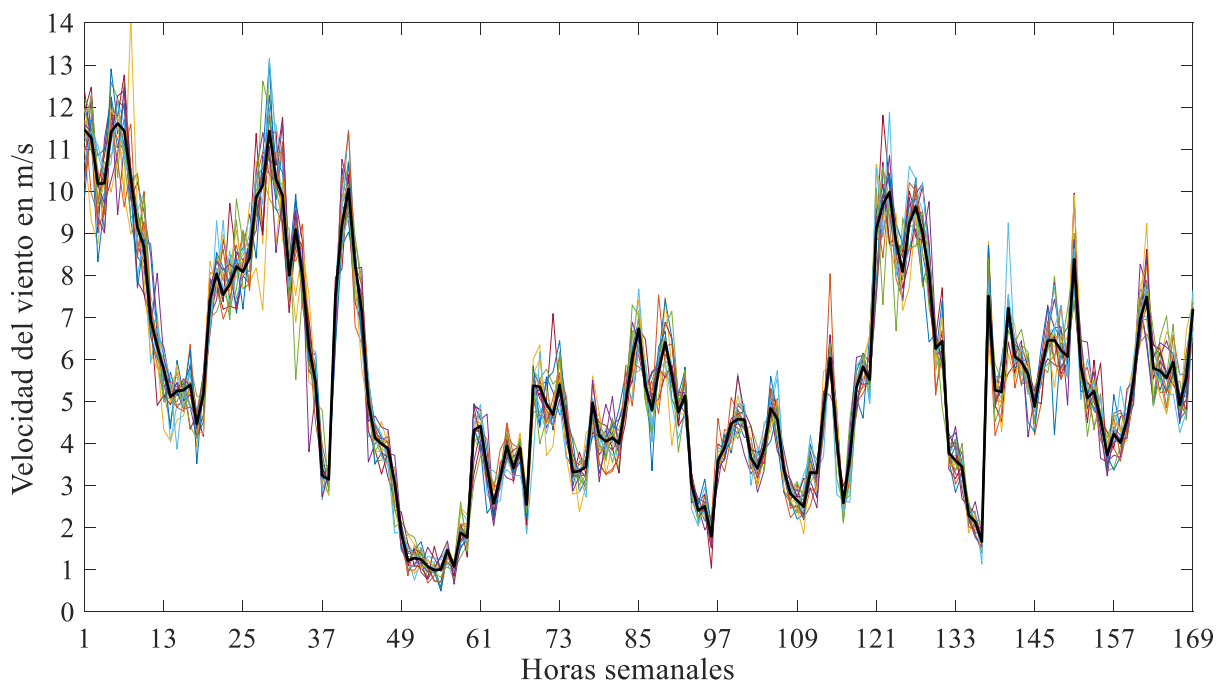


Figura 7.43. Predicción de la velocidad del viento horaria durante una semana (negro) y posibles escenarios.

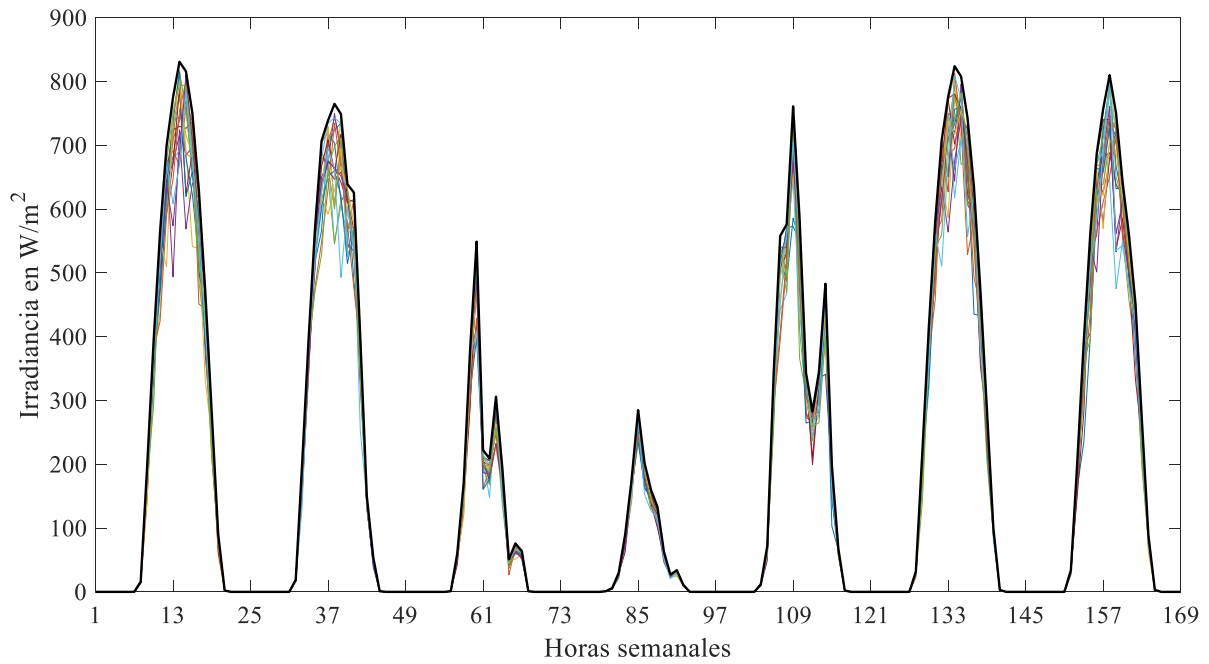


Figura 7.44. Escenarios de irradiancia durante la semana en estudio. En negro la media horaria (predicción).

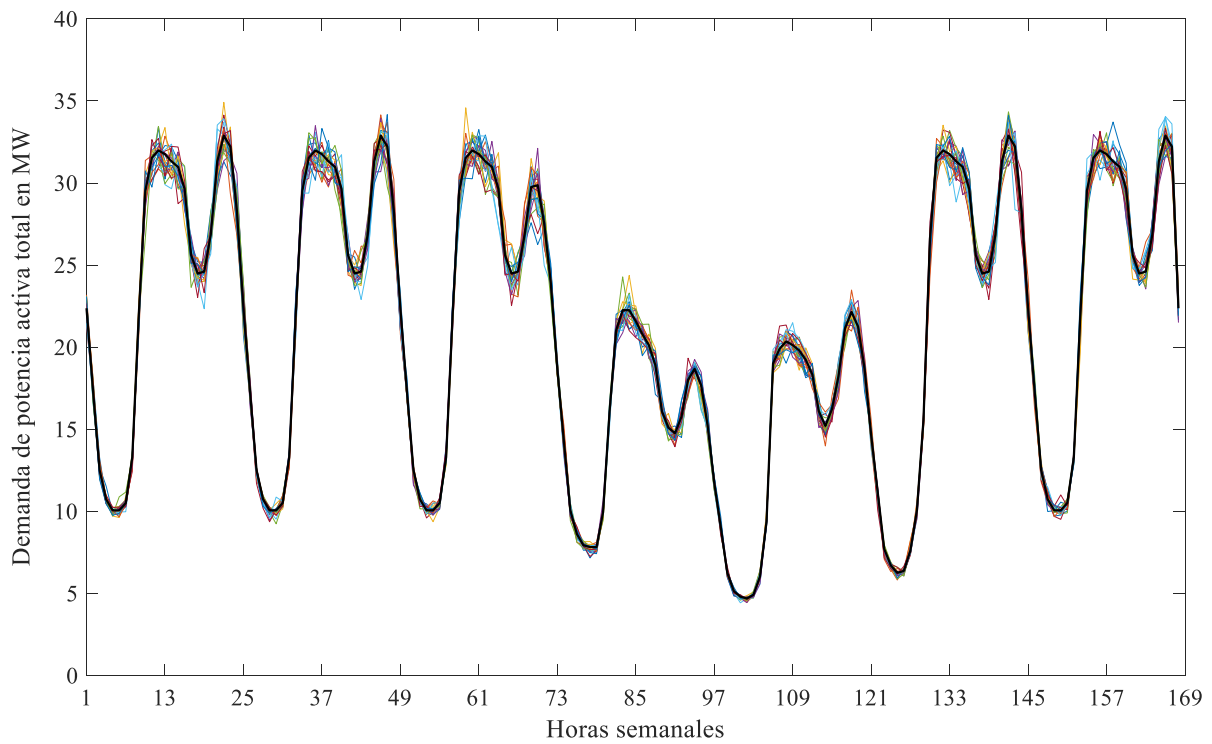


Figura 7.45. Demanda prevista durante la semana en estudio (negro) y posibles ocurrencias.

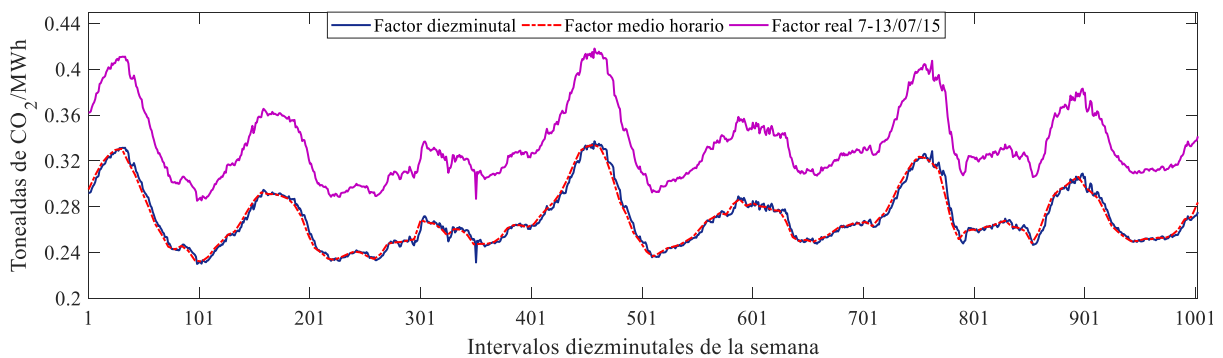


Figura 7.46. Factor de emisiones horario considerado y originales diezminutales: real y desplazado.



La ventana de progreso en AIMMS muestra el resumen del proceso de optimización. Al ser este caso de estudio el que mayor número de intervalos y escenarios contiene, es de relevancia mostrar esta información. El estado del *solver* indicado de *Normal completion* se refiere a que el modelo matemático ha sido resuelto y se ha hallado el óptimo global.

```

Math.Program      : StochProgram
# Constraints     : 43499215
# Variables      : 4701358 (44352 integer)
# Nonzeros       : 91506229
Model Type       : MIP
Direction        : minimize

SOLVER           : CPLEX 12.8
Phase            : MIP
Iterations       : 6084      (Threads: 8)
Nodes            : 0         (Left: 1)
Best LP Bound    : 559.1790914 (Gap: 0.00%)
Best Solution    : 559.1799177
Solving Time    : 3759.11 sec (Peak Mem: 28346.8 Mb)
Program Status  : Optimal
Solver Status    : Normal completion
    
```

Figura 7.47. Ventana de progreso de la optimización.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de las emisiones considerando los 22 escenarios

	H <sub>2</sub>	Li-ion	VRFB
4	118	338	0
6	118	338	0
8	118	338	0
12	1058	1338	2100

Emisiones de CO <sub>2</sub> promedio	559,18 ton
Desviación típica	4,565 ton
Coefficiente de variación ( $\sigma/\mu$ )	0,654%
Valor máximo de emisiones de CO <sub>2</sub>	566,58 ton
Valor mínimo de emisiones de CO <sub>2</sub>	553,95 ton

Tabla 7.15. Solución estocástica del modelo semanal. Capacidad en kWh.

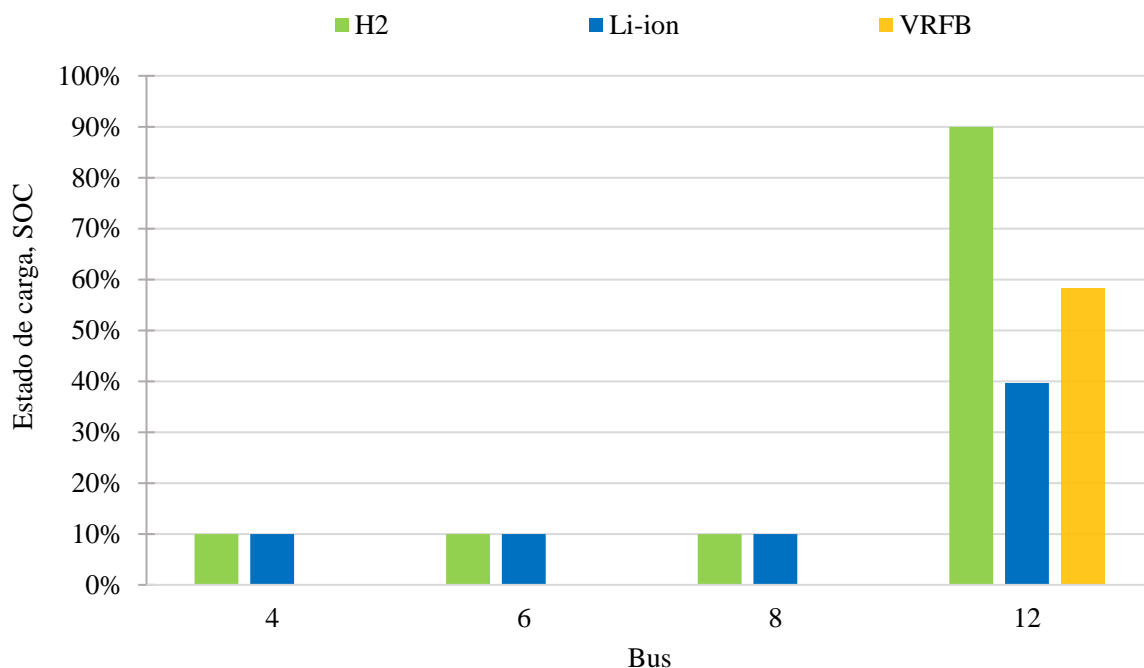


Figura 7.48. Estado de carga en la solución con SOC inicial = final en una semana.

La dispersión de las soluciones se puede observar en el siguiente gráfico donde se aprecia visualmente que la variación de la función objetivo con el número de escenarios es baja, de hecho, entre las dos soluciones más dispares existe una diferencia de 12,63 ton o un 2,26% con respecto al valor esperado.

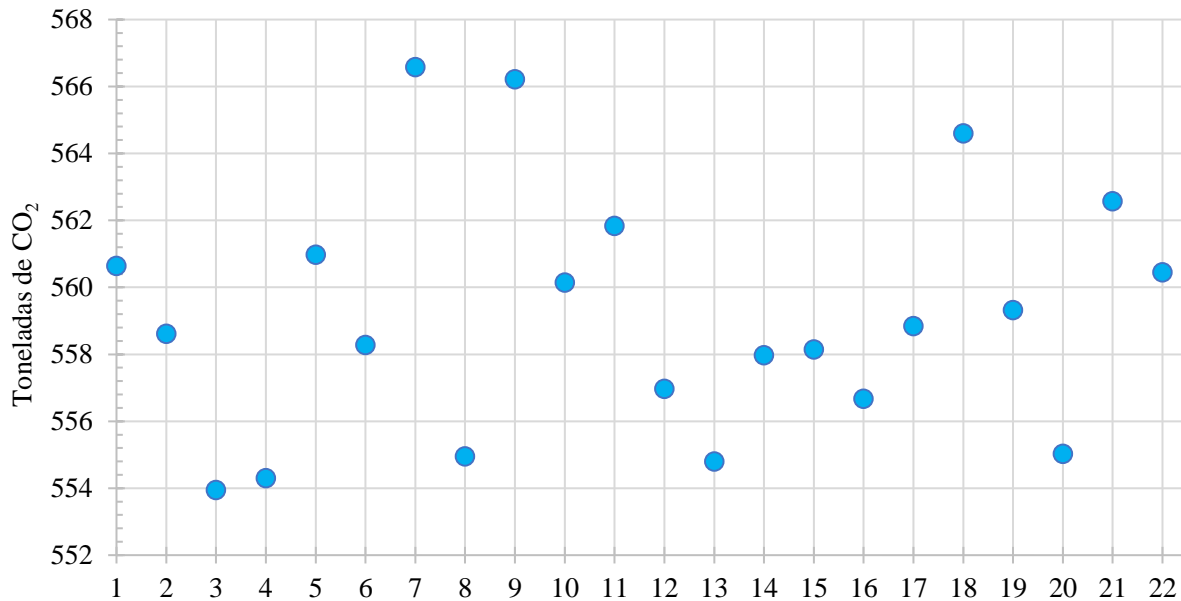


Figura 7.49. Dispersión de las soluciones.

Si se realiza la optimización determinista en base a los valores previstos de demanda y recursos meteorológicos se aprecia que el estado de carga de las tecnologías coincide en 9 de los 12 sistemas de almacenamiento conectados a la red, esto es, en el 75% de los casos. Además, la diferencia relativa de los valores discordantes no es muy elevada, como se puede observar en la figura siguiente.

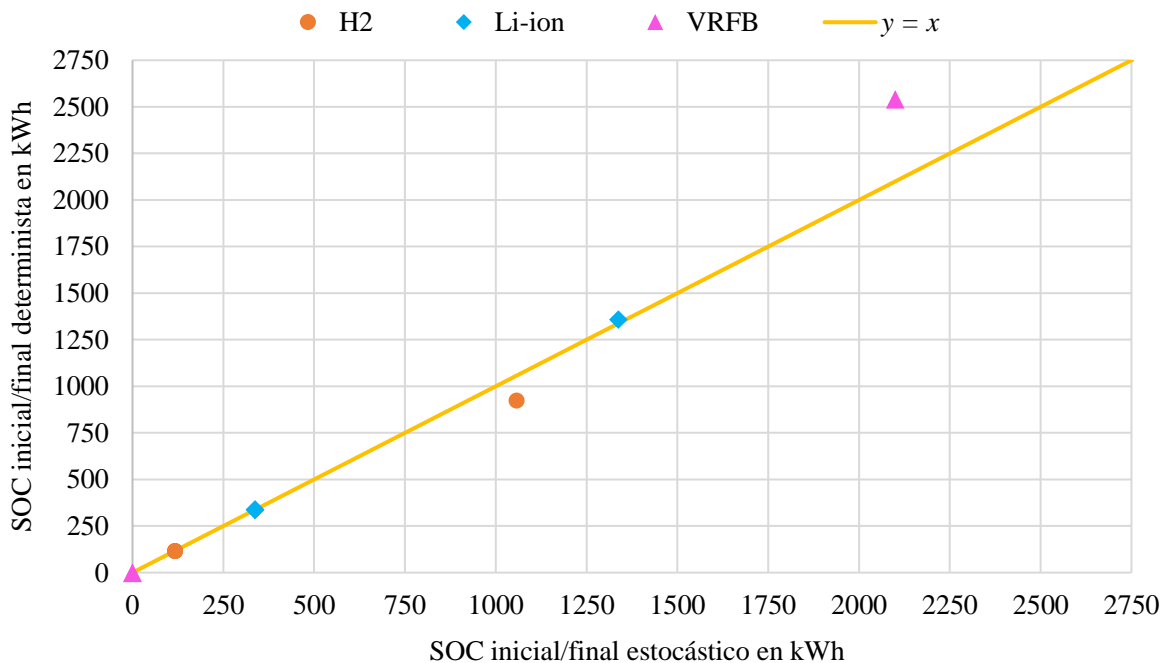


Figura 7.50. Comparativa del estado de carga inicial/final según el tipo de optimización.

La solución determinista se alcanza en tan solo 31,25 s con un valor de emisiones un 0,06% mayor que el resultado de la optimización estocástica. Los buses muestran un perfil de tensiones suavizado dentro de los valores de operación estipulados, tal y como se ha impuesto en las limitaciones.

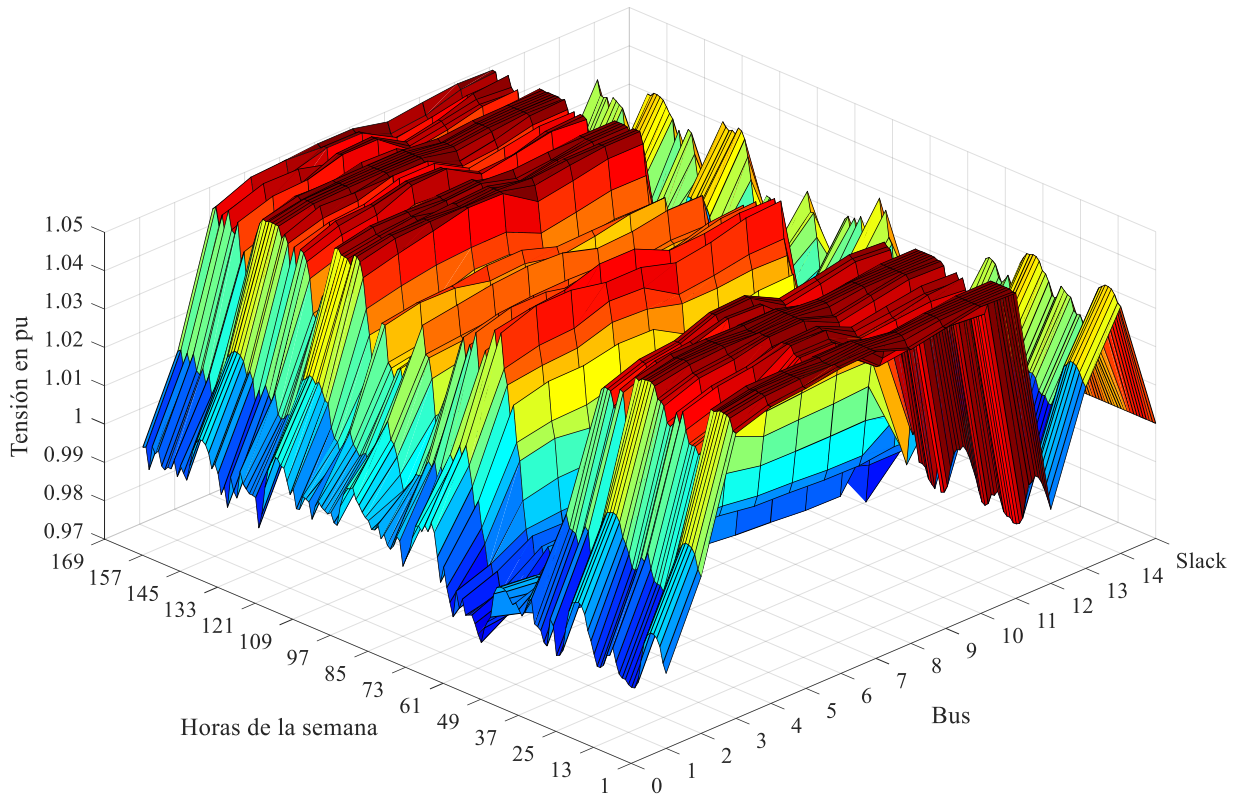


Figura 7.51. Perfil de tensiones en cada bus a lo largo de la semana en la solución determinista.

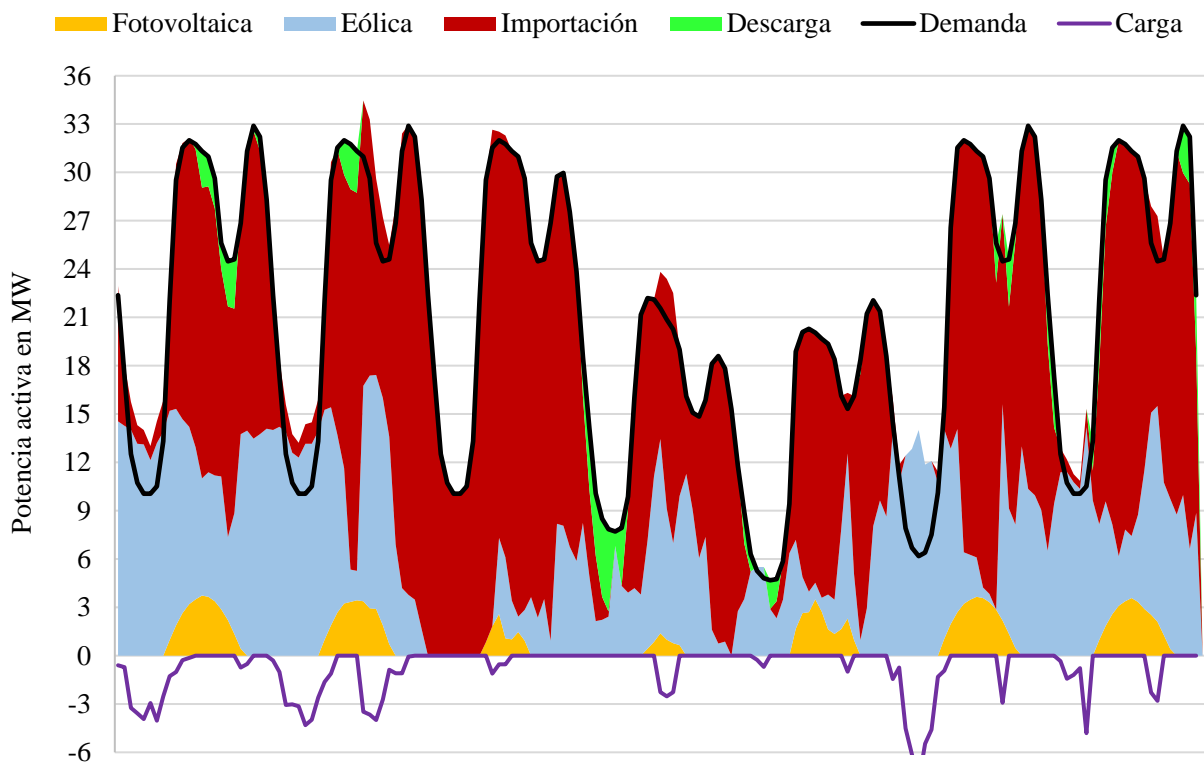


Figura 7.52. Flujos de potencia activa en la solución determinista.

El estado de carga de cada tecnología, optimizando el sistema de forma semanal, es muy diferente al obtenido considerando un solo día de operación. Esto pone de manifiesto la importancia del horizonte temporal en la solución.

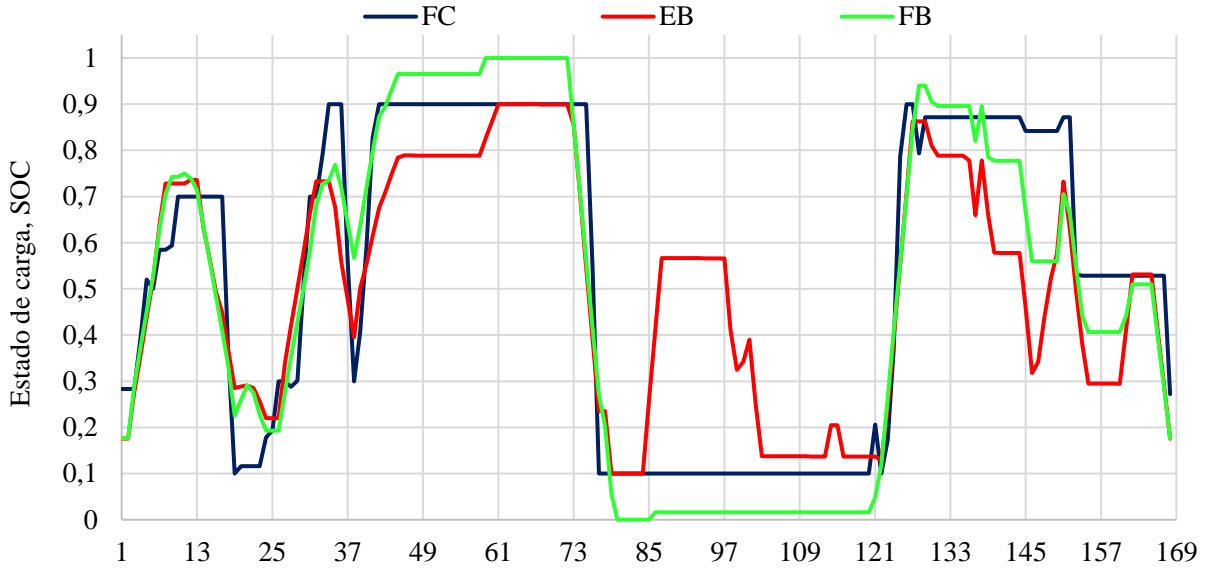


Figura 7.53. Estado de carga agrupado por tecnologías: FC (pila de H<sub>2</sub>), EB (Li-ion) y FB (VRFB).

La verificación del flujo de potencia aproximado con el exacto a través de MATPOWER concluye tras 13,67 segundos de ejecución y los resultados muestran de nuevo que la aproximación es bastante precisa y que la mayor discrepancia aparece en el flujo de reactiva. Para comparar ambas soluciones se muestran los siguientes gráficos.

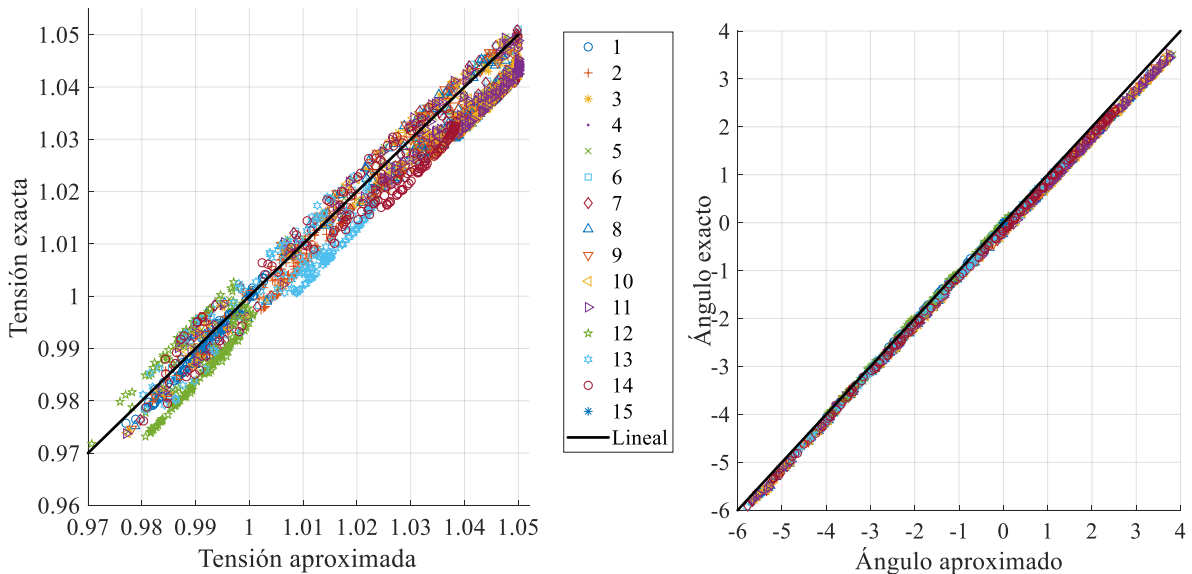


Figura 7.54. Comparativa de los valores de tensión en pu y ángulo en grados.

La regresión por separado sobre la energía importada indica que el mayor error aparece en la reactiva y que la potencia activa es muy exacta. Se pone de manifiesto la relación dominante del valor de tensión sobre el flujo de reactiva, y del ángulo sobre el de activa, en esta red de distribución. Como el ángulo se encuentra muy bien aproximado en la linealización, el flujo de activa es muy exacto, mientras que, en el caso de la tensión, se aprecian mayores discrepancias que se ven reflejadas en el flujo de reactiva.

	R <sup>2</sup>	RMSE
Potencia reactiva	0,5359	1718 kVAr
Potencia activa	0,9975	431 kW

Tabla 7.16. Bondad de la aproximación del flujo.

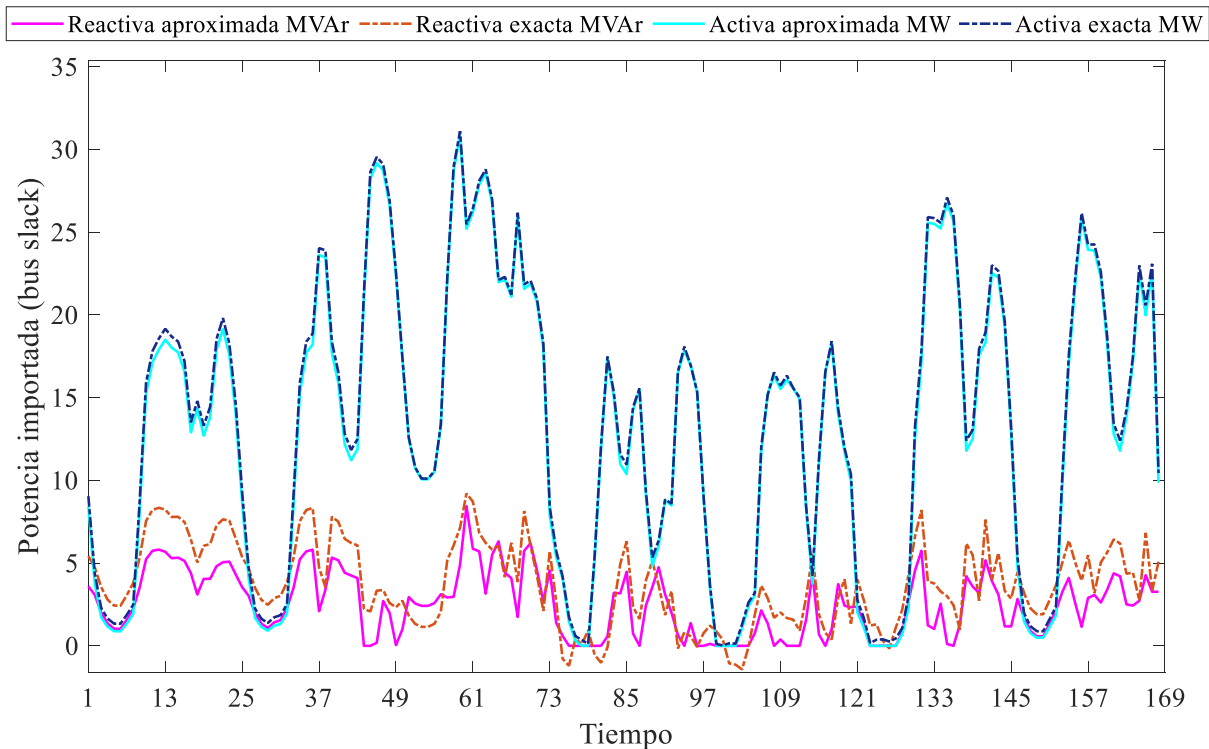


Figura 7.55. Verificación del flujo de potencia importada. Regresión sobre S:  $R^2 = 0,9911$ ;  $RMSE = 0,8013$  MVA.

El estado de carga inicial en este estudio se fuerza a ser igual al del último periodo, es decir, en lugar de imponer que cada día la carga al final sea la misma que al inicio, ahora se permite variar de forma intradiaria, pero al final y al inicio de la semana debe mantener el mismo valor. Si se compara la resolución mediante esta consideración, con restringir el SOC (de cada ESS en cada bus en cada escenario) al mismo valor final/inicial diario, se observa un aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub> en caso de demarcarlo de forma diaria a hacerlo semanalmente. Esto es esperable, sin embargo, la magnitud de, valor esperado es de 561,97 toneladas de CO<sub>2</sub> o solamente una diferencia del 0,50% sobre el valor esperado (2,79 ton), por lo tanto, se explica la restricción de apartados anteriores sobre el SOC final/inicial diario para alargar la vida de algunos de los sistemas de almacenamiento. Por otro lado, el tiempo de cálculo añadiendo la limitación de forma diaria es de 16677 s (algo menos de 4 horas y 40 min), esto es, 4,44 veces mayor que el tiempo sin añadir estas restricciones, por lo que se dispara la duración de la resolución con respecto a no añadir esta condición.

```

Math.Program      : StochProgram
# Constraints     : 43505155
# Variables      : 4701358 (44352 integer)
# Nonzeros       : 91518109
Model Type       : MIP
Direction        : minimize

SOLVER           : CPLEX 12.8
Phase            : MIP
Iterations       : 3841299 (Threads: 8)
Nodes            : 0 (Left: 1)
Best LP Bound    : 561.9473385 (Gap: 0.00%)
Best Solution     : 561.9668167
Solving Time     : 16677.36 sec (Peak Mem: 19930.7 Mb)
Program Status   : Optimal
Solver Status    : Normal completion
    
```

Figura 7.56. Resolución con restricción del SOC diario.

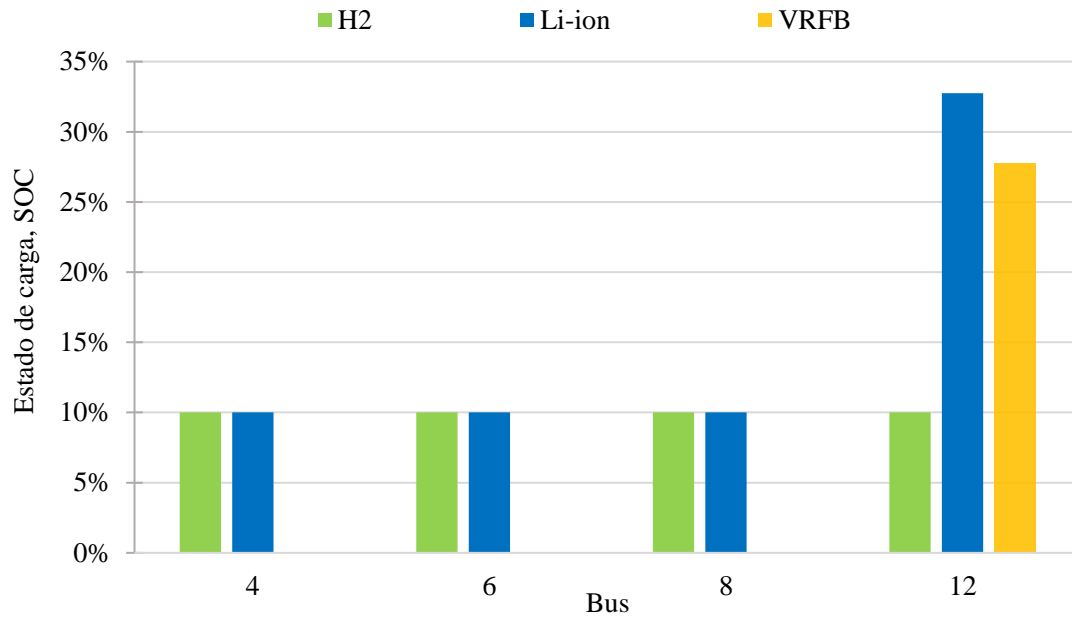


Figura 7.57. Estado de carga inicial/final de cada ESS en cada bus.

El resumen de la solución se muestra en la siguiente tabla, donde se observa de nuevo que el coeficiente de variación es lo suficientemente bajo para considerar la solución definitiva empleando 22 escenarios.

	H <sub>2</sub>	Li-ion	VRFB
4	118	338	0
6	118	338	0
8	118	338	0
12	118	1105	1000

Emisiones de CO <sub>2</sub> promedio	561,97 ton
Desviación típica	3,704 ton
Coefficiente de variación ( $\sigma/\mu$ )	0,659%
Valor máximo de emisiones de CO <sub>2</sub>	569,48 ton
Valor mínimo de emisiones de CO <sub>2</sub>	556,76 ton

Tabla 7.17. Soluciones estocásticas considerando el SOC inicial igual al final de cada día durante una semana.

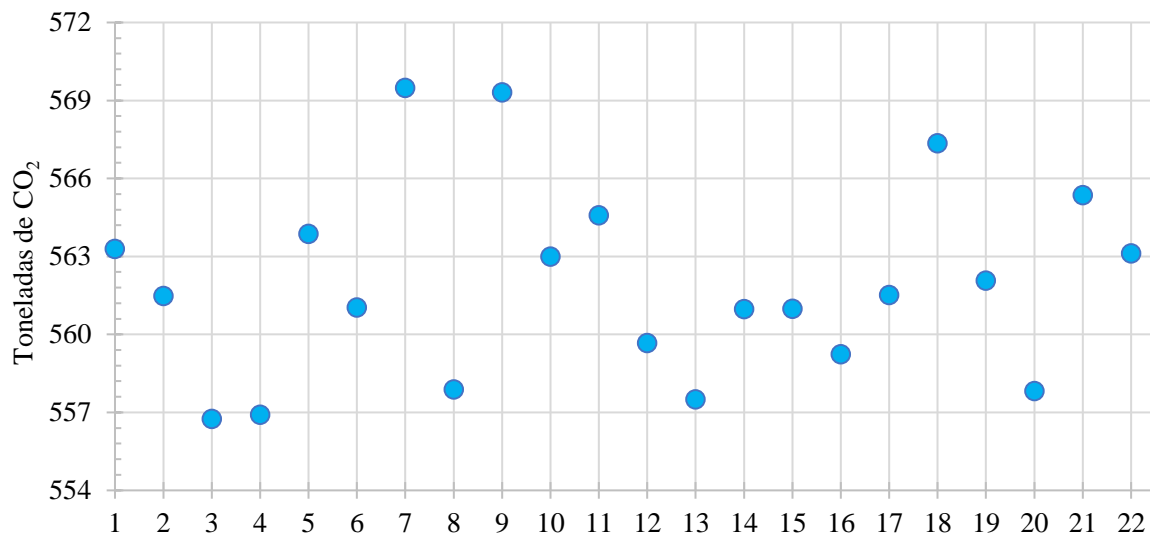


Figura 7.58. Dispersión del valor de la función objetivo.

También se aprecia que los valores obtenidos, realizando la optimización estocástica, del estado de carga y las emisiones son muy similares a los que se obtienen realizando la optimización determinista (562,28 ton CO<sub>2</sub>), sin embargo, el tiempo de cálculo en la versión determinista es de 34,5 s, por lo que se concluye que en el caso de estudio semanal horario el enfoque adecuado sería el determinista por resolverse más rápido y obtener resultados muy semejantes al caso estocástico.

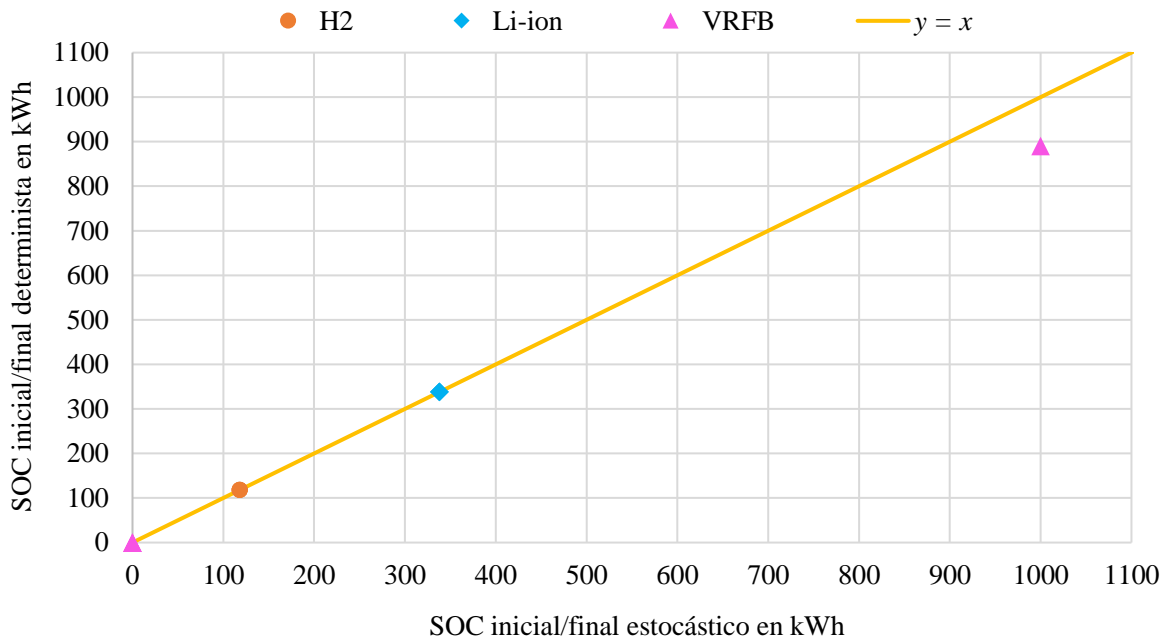


Figura 7.59. Comparativa de los estados de carga óptimos según el método de optimización.

En la solución determinista con límite semanal, los flujos de energía y el estado de carga difieren del caso con límite diario. Se muestra el siguiente perfil del SOC agrupado por tecnologías a lo largo de la semana para el caso determinista con la restricción diaria del estado de carga inicial/final.

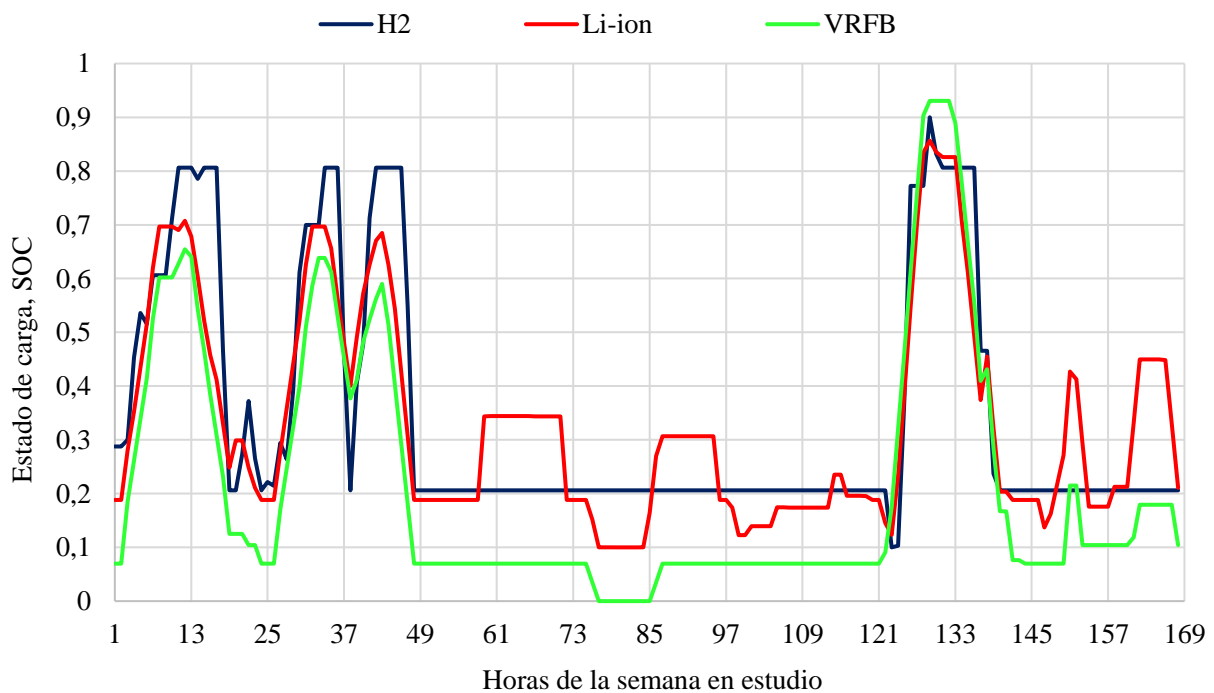


Figura 7.60. Evolución del estado de carga agregado por tecnologías durante una semana.



## 8.- Análisis del impacto ambiental

En este apartado se pretende dar cuenta del impacto ambiental que supone el presente proyecto como consecuencia de su elaboración. Este trabajo se ha realizado en mayor medida mediante un ordenador personal: recopilación de documentación, lectura de artículos científicos, simulaciones y redacción de la memoria. Como resultado, la huella ambiental del proyecto viene dada por las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al consumo energético del PC. En los subapartados sucesivos se expone la metodología aplicada para dar cuenta de la huella de CO<sub>2</sub> generada, la implementación del método y los resultados.

### 8.1.- Metodología para la estimación de las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas

El punto de partida para calcular la cantidad de dióxido de carbono emitido a la atmósfera a consecuencia proyecto es la medida de la demanda eléctrica del PC durante el tiempo que se emplea para realizar el proyecto. Después se debe conocer la aportación de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica a la demanda nacional total, así como las emisiones de CO<sub>2</sub> que supone la energía procedente de cada tipo de central, por último, las emisiones del proyecto en cada momento son el resultado del producto entre el total de emisiones de CO<sub>2</sub> de origen eléctrico y el cociente entre la potencia demanda por el PC y la demanda nacional total. Las emisiones acumuladas son la suma de todas las emisiones que se han dado en cada momento a lo largo de la duración del trabajo. Por lo tanto, el flujo de trabajo del estudio ambiental del proyecto es el siguiente.

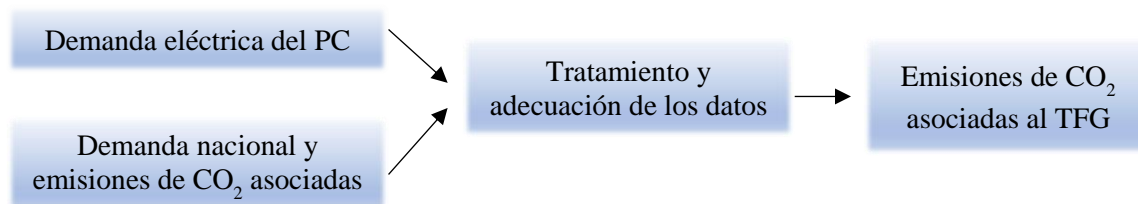


Figura 8.1. Flujo de trabajo del estudio medioambiental.

### 8.2.- Implementación del método

Un enfoque de cálculo instantáneo de las emisiones es posible, pero no presenta ventajas significativas, ya que el propósito es conocer el impacto al final del proyecto, y su carga computacional no se ve justificada en comparación a un tratamiento posterior de los datos. La medida de la demanda eléctrica del ordenador puede abordarse de diferentes formas, en este caso se considera adecuado registrar las variables cada cierto tiempo en algún soporte de almacenamiento de información. Para calcular la demanda eléctrica se deben medir la intensidad de corriente y la diferencia de potencial.

El dispositivo de adquisición de datos elegido es un Arduino UNO por su bajo precio, simplicidad de programación (lenguaje C++), ser *open-source* y disponer de numerosas librerías y documentación en la web. Se recogen algunas características de esta placa de desarrollo en la siguiente tabla.

Microcontrolador	ATmega328P
Tensión de operación y tensión de alimentación	5 V y 7 – 12V
Pines I/O digitales	14 (6 con salida PWM)
Pines de entrada analógicos	6
Tensión en los pines	0 – 5 V
Velocidad del reloj/oscilador	16 MHz
Convertidor analógico/digital	10 bit, 0 – 1023, 4,9 mV/bit
Frecuencia máxima de muestreo analógica	10 kHz
Memoria flash y SRAM	32 KB y 2 KB

Tabla 8.1. Información relevante sobre la placa de desarrollo Arduino UNO. [73]

### 8.2.1.- Medida de las variables eléctricas

La potencia activa o media es el valor promedio del producto de intensidad y tensión, o potencia instantánea, durante un intervalo múltiplo del periodo de las señales. Entonces, para registrar el valor de la corriente y de la tensión es necesario un sistema de medición. En el caso de la corriente, existen diferentes tipos de sensores: resistencias shunt, transformadores de corriente, de efecto Hall, *fluxgate*, de fibra óptica, etc. En este caso se elige un transformador de corriente de núcleo dividido ya que aporta asilamiento galvánico entre los circuitos involucrados, no necesita alimentación externa, es un componente barato y no es necesario abrir el circuito. El modelo seleccionado es el SCT-013-030 del fabricante YHDC® suministrado por TZT. El aspecto de este sensor, algunas de sus características y dos esquemas del mismo se presentan a continuación.

Intensidad nominal de entrada (A)	0 – 30
Tensión nominal de salida	0 – 1 V
Precisión	±1%
Voltaje de trabajo	660 V
Temperatura de operación (°C)	-25, 70
Rigidez dieléctrica, 50 Hz, 1 min	3 kV
Material del núcleo	Ferrita
Peso	55 g

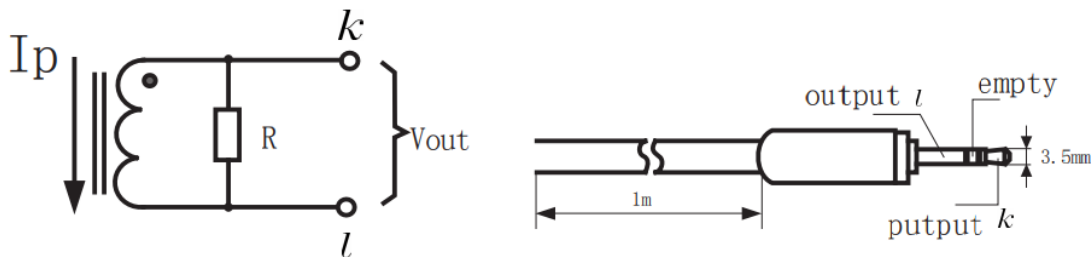


Figura 8.2. Características más relevantes, aspecto y esquemas del SCT-013-030. [74]

El fabricante ofrece modelos con rango de medida más cercano al consumo de corriente de la fuente de alimentación del PC, que no supera los 2 A según las características impresas en la misma que se muestran en la imagen siguiente.



Figura 8.3. Características de la fuente de alimentación del PC.

Sin embargo, el modelo de 30 A es el más económico de la serie y para aprovechar todo el rango de salida simplemente se amplía el número de vueltas devanado primario de 1 a 5, de tal forma que la tensión de salida proporcional a la corriente viene dada por la fórmula (8.1).

$$V_{intensidad}(t) = I(t) \frac{n_1}{n_2} = I(t) \frac{5}{30} = \frac{I(t)}{6} \quad (8.1)$$

Donde  $V_{intensidad}(t)$  es la tensión de salida del dispositivo de medida en voltios,  $I(t)$  es la intensidad del devanado primario que se pretende medir en amperios,  $n_1$  y  $n_2$  son el número de vueltas del devanado primario y secundario respectivamente. De esta manera el rango de corriente se limita de 0 – 30 A, al intervalo 0 – 6 A. Suficiente para medir cargas de hasta unos 1400 W. Aumentando el número de vueltas del devanado primario se puede reducir todavía más el rango, por ejemplo, con 15 vueltas se tendría una corriente máxima de 2 A de tal forma que se aprovecha todo el rango de medida. Sin embargo, el número de vueltas final del primario es 5 por no disponer de suficiente cable y para no aumentar el tamaño total del dispositivo final, siendo el rango de trabajo mayor al 33% del total y permitiendo monitorizar cargas de mayor potencia en caso de valerse de otro computador en paralelo para las simulaciones.

A pesar de que la variación de la tensión eficaz proporcionada por la red eléctrica no es significativa en comparación a la intensidad de corriente, es fundamental conocer los valores de tensión en cada momento para el cálculo de la potencia activa. La fuente de alimentación de un PC es un componente no lineal, lo cual implica que la corriente no es proporcional a la tensión y la potencia activa no es simplemente el producto de la tensión y corriente eficaces. Para realizar el cálculo mediante la definición es necesario medir la tensión de red o en bornes de la fuente de alimentación del ordenador. Una forma de medir la tensión de red es disponer un transformador para aislar galvánicamente los circuitos y poder reducir el valor del voltaje medido, aunque la opción más económica es utilizar un divisor de tensión resistivo.

Se debe remarcar que la tensión aplicada en los pines de entrada no debe ser nunca negativa ni superior a 5 V. Por ello hay que adecuar las señales de los sensores de tensión y corriente para que su tensión de salida se mantenga en el rango de trabajo de la placa.

En el caso del transformador de corriente, se ha visto que la salida máxima es de 1 V, pero este es el valor eficaz, por lo tanto, el rango real de la tensión asociada a la corriente es de  $\pm\sqrt{2}$  V  $\approx \pm 1,414$  V. Para eliminar la parte negativa de la señal se impone un offset estable de + 3,3 V, incorporado en la placa, de tal forma que el rango de tensión asociada a la corriente medida es de 1,89 V a 4,71 V.

En el caso del divisor de tensión usado para medir la tensión de red, su diseño parte de esta adecuación con el propósito de aprovechar al máximo el rango de medida del Arduino UNO. Es posible centrar la tensión senoidal en el valor medio del rango a través de un *offset* aplicado a la salida del divisor de tensión. El valor medio del rango es 2,5 V y se pueden obtener a partir de otro divisor de tensión aplicado al voltaje de 5 V estable que puede proporcionar la placa. Los valores de las resistencias empleadas deben ser elevados para minimizar el paso de corriente y disipación de potencia en forma de temperatura que provocaría una variación en la resistencia afectando de forma negativa a la medición. Las resistencias elegidas son de tipo cermet con un bajo coeficiente de temperatura, una tolerancia de  $\pm 1\%$  y una capacidad de disipación de 0,25 W. Para el divisor de tensión aplicado a los 5 V, las resistencias son de 1 k $\Omega$  cada una. En el caso del divisor aplicado a la tensión de red, de los valores comerciales de resistencias se colocan en serie tres: dos de 220 k $\Omega$  y una de 10 k $\Omega$ , que hacen un total de 450 k $\Omega$  equivalentes para la primera resistencia del divisor de tensión, y la segunda es un resistor de 3,3 k $\Omega$ . Estos valores se han elegido considerando un margen de seguridad por si la tensión eficaz fuera 10 V superior a la de diseño de 230 V eficaces. Se puede tener en cuenta, aunque no es necesario, la resistencia

interna que ofrece el pin analógico: 4,9 MΩ. De esta forma la tensión en bornes de la resistencia de 3,3 kΩ viene dada por la fórmula (8.2).

$$V_{tensión}(t) = V(t) \frac{3,3 \text{ k}\Omega // 4,9 \text{ M}\Omega}{450 \text{ k}\Omega + 3,3 \text{ k}\Omega // 4,9 \text{ M}\Omega} + 2,5 \text{ V} = 2,5 + 0,007275 V(t) \quad (8.2)$$

Donde  $V_{tensión}(t)$  es el voltaje en la salida del divisor de tensión en voltios y  $V(t)$  es la tensión de red a medir. Dado que el regulador interno de Arduino de 5 V proporciona la máxima tensión de trabajo, puede presentar oscilaciones y para suavizarlas se hace uso de un condensador de 4,7 μF en paralelo a la tensión de *offset* de 2,5 V. El circuito resultante es el de la figura siguiente elaborada en PSIM® para comprobar su funcionamiento, el periodo transitorio de carga del condensador y la respuesta al ruido en la referencia.

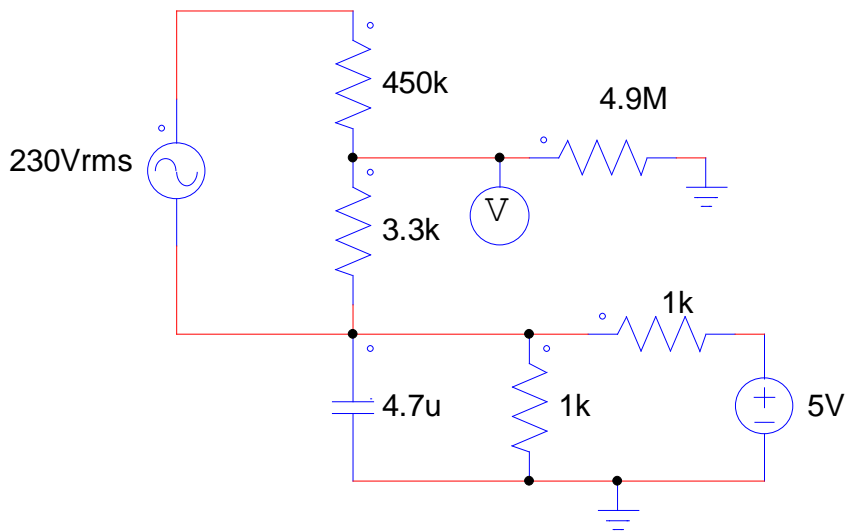


Figura 8.4. Circuito para la medida de la tensión de red.

La simulación durante 40 ms se muestra en la Figura 8.5. La oscilación de la tensión de referencia del *offset* se modela mediante una variación senoidal de 0,4 V de pico a pico y de alta frecuencia (5 kHz) a partir de los 20 ms del inicio de la simulación y aplicada a los 5 V de referencia. Se puede comprobar que el transitorio de carga del condensador es inferior a un periodo y que no se ve reflejada la oscilación de la tensión de referencia en la tensión medida.

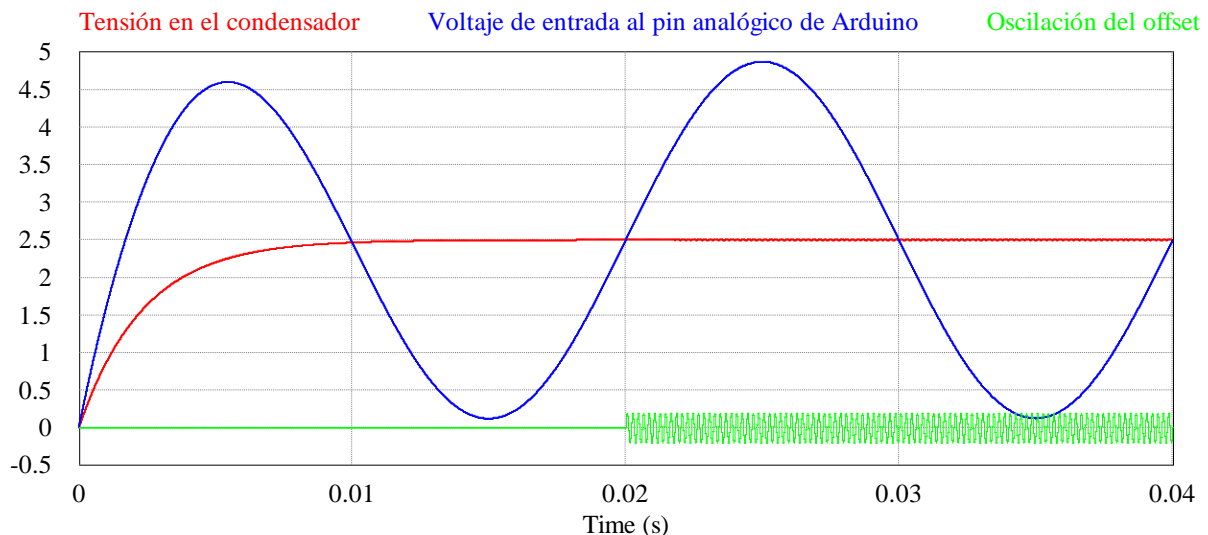
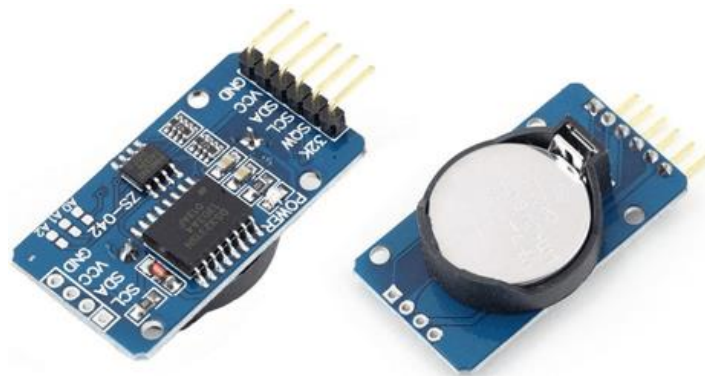


Figura 8.5. Simulación del circuito de adecuación de la tensión de red. Tensión en voltios.

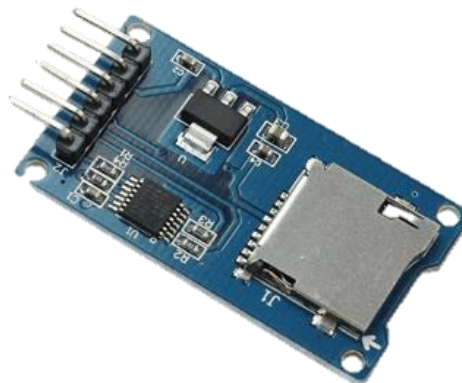
### 8.2.2.- Medida del tiempo y almacenamiento de los datos

Otra consideración a la hora de realizar las medidas es el momento del tiempo en el que se realiza cada una para poder calcular la energía consumida y la potencia media demanda en cada periodo de interés. Para ello se puede emplear el reloj interno de Arduino, pero tiene la desventaja de resetearse cada vez que se desconecta la alimentación. Por lo tanto, es necesario un reloj con suministro externo que cuente el tiempo de forma continua. Para ello se elige el modelo RTC DS3231 del vendedor *All Electronics Mall* que es un módulo de reloj de precisión, con comunicación I<sup>2</sup>C compatible con Arduino y que incorpora un oscilador compensado por temperatura (TCXO). Este dispositivo porta una pila de 3 V que permite continuar midiendo el paso del tiempo, aunque el suministro de tensión con Arduino sea finalizado. Tiene incorporado un sensor de temperatura ( $\pm 3^{\circ}\text{C}$  de precisión) que se puede usar para avisar al usuario en caso de exceso de temperatura. El uso de este RTC (*Real Time Clock*) se simplifica sustancialmente a través de la librería multiplataforma desarrollada por *Rinky-Dink Electronics*. [75]



*Figura 8.6. Aspecto del RTC DS3231. [76]*

Para el almacenamiento de los datos medidos se emplea un módulo lector de tarjetas de memoria micro SD compatible con Arduino. El modelo comercial lo suministra *Thinry Electronic* y consta de interfaz de comunicación SPI estándar y regulador de tensión integrado. La programación de la comunicación con este módulo se facilita por medio de la librería disponible para Arduino. [77]



*Figura 8.7. Módulo para la tarjeta  $\mu\text{SD}$ . [78]*

La tarjeta de memoria introducida es una micro SDHC de 4 GB de capacidad de la marca Kingston<sup>®</sup>.

Un esquema ilustrativo de las conexiones y detalles del resultado final del dispositivo implementado se pueden encontrar en el apartado *Esquema de conexión de la placa del prototipo y aspecto final* de los Anexos del documento.



### 8.2.3.- Estrategia de registro y medida de las variables

La frecuencia máxima de muestreo de Arduino es de 10 kHz y frecuencia de la tensión de red es de 50 Hz, esto significa que es posible medir cientos de valores en cada periodo. En realidad, el uso de funciones de escritura en la tarjeta de memoria, de asignación de variables y otras instrucciones del algoritmo, dan lugar a una frecuencia de muestreo real algo menor. A pesar de ello, la frecuencia de muestreo real se sitúa muy por encima de la de Nyquist garantizando medidas que posibilitan la reconstrucción de la señal. Sin embargo, medir y almacenar los valores de tensión y corriente de forma continua provocaría el llenado de la tarjeta de memoria en poco tiempo y no es necesario para obtener medidas representativas.

Se probaron diferentes enfoques de medida y registro: medida y registro de valor por valor de forma instantánea, este método es muy lento ya que tiene que acceder a la tarjeta de memoria para escribir el dato cada vez que guarda un valor dando lugar a errores importantes; medida y tratamiento de las variables eléctricas para almacenar en la SD solamente la fecha y la potencia, en este caso se hace notoria la limitación computacional de la placa ya que no consta de la precisión ni memoria necesaria para realizar los cálculos de manera adecuada.

El procedimiento implementado consiste en medir cada 10 segundos 116 valores de tensión y 116 valores de corriente y registrarlos en la micro SD junto con la fecha de la medida. El número de valores total es de 232 porque el máximo teórico de medidas durante un periodo de 20 ms es de  $10 \text{ kHz} / 50 \text{ Hz} = 200$  y de esta manera se garantiza disponer de más de un periodo de cada señal para seleccionar la extracción periódica de los valores discretos que menos discrepancia entre extremos presente. Esto implica el uso de dos *arrays* de 116 variables cada una que suponen una carga importante de memoria para el dispositivo (77% de la SRAM). Aumentar la frecuencia de registro de los grupos de valores (100 mHz) no aporta precisión significativa y disminuirla tampoco tiene propósito ya que de esta forma la tarjeta SD no llegará a llenarse. Un ejemplo de los valores medidos directamente con Arduino y almacenados en la micro SD durante 20 segundos se muestra en la imagen siguiente.

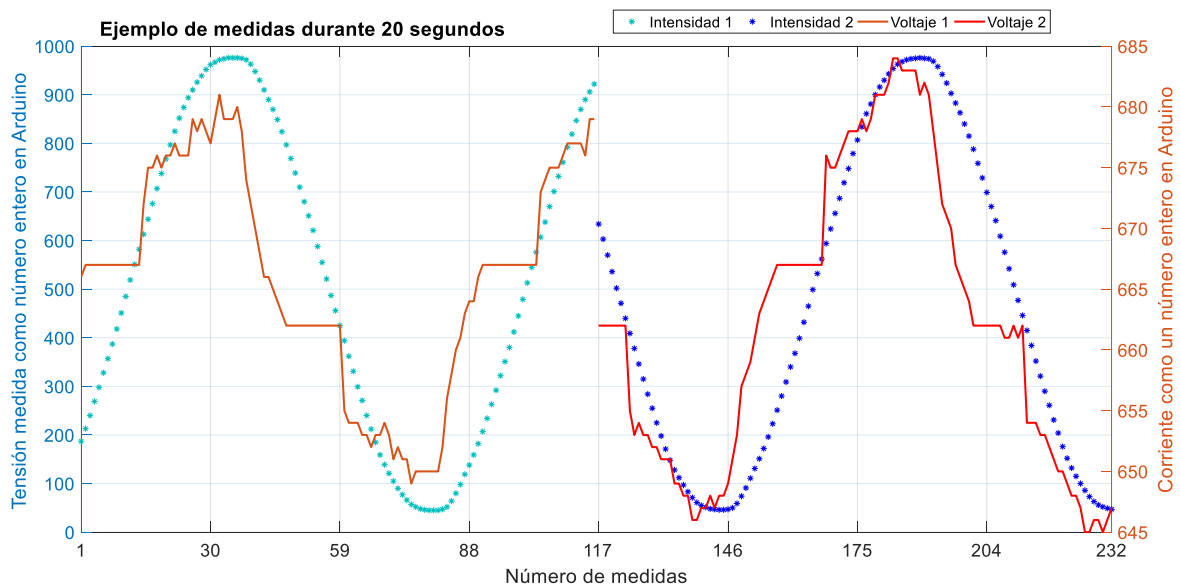


Figura 8.8. Ejemplo de las medidas realizadas con Arduino durante 20 s.

Además, para mayor facilidad de uso del dispositivo se añaden dos LEDs, uno rojo y otro blanco, que indican la presencia de un error (extracción de la tarjeta de memoria mientras el dispositivo está activo, exceso de temperatura, etc.) parpadeando y el correcto funcionamiento del aparato, respectivamente. También se coloca un interruptor que activa o desactiva la medición y registro de tensión y corriente.

El código completo elaborado de Arduino junto con comentarios para su correcta interpretación se puede encontrar en el apartado *Código de Arduino* de los Anexos de este documento.

### 8.3.- Obtención de los datos históricos de generación eléctrica en España

Para poder evaluar el porcentaje de emisiones de CO<sub>2</sub> del total en cada momento se necesita conocer la demanda eléctrica nacional y la potencia que suministran los diferentes tipos de centrales. A los datos de demanda eléctrica total histórica y por tipo de tecnología se puede acceder a través de la web [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es) (Sistema de Información del Operador del Sistema) donde es posible descargarlos agrupados cada 10 minutos en diferentes formatos (.csv, .json, y .xls). No obstante, el formato de los mismos no es adecuado para trabajarlos. Se presentan en este punto dos posibilidades: tratar los datos que ofrece la web mencionada para etiquetarlos de forma adecuada, o bien, obtenerlos directamente de la fuente original con el formato de interés para emplearlos más tarde.

En este caso se ha optado por la segunda opción con vistas a una posible automatización del proceso de extracción de forma periódica. En la web de Red Eléctrica de España existe un aplicativo que permite visualizar la aportación de potencia de generación de cada tecnología, las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas y la demanda total cada 10 minutos: <https://demanda.ree.es/demanda.html>. Por desgracia, este aplicativo no permite descargar los datos sino solamente la visualización. Para obtener los valores históricos se inspecciona la página con las herramientas para desarrolladores del navegador Google Chrome y se registran los archivos que carga. Haciendo una búsqueda en la red de algunos elementos de servicio web involucrados, se encuentra con la *web de Santiago M. Mola* donde se presenta un código en Python para extraer los datos mencionados. [79] El código fue compartido en el año 2013 y actualmente la página de REE ha modificado parte de su estructura debido a que se han añadido nuevas categorías de generación. Dado que el código se facilita mediante licencia MIT en GitHub, se toma como base para el obtener la información necesaria de la generación. Es necesario realizar cambios como consecuencia de la modificación en la web de REE, y simplificarlo para aprovechar solamente la parte que es de utilidad. El código arroja un fichero llamado *gen\_dem.csv* con los valores de generación de cada tipo de tecnología en cada momento, la fecha asociada y la demanda total separados por comas, además proporciona un archivo .json por cada día con los mismos datos en una carpeta llamada *data*. De esta manera es más sencillo importarlos desde cualquier programa. El código completo se muestra en el apartado *Código de Python para la obtención de los datos de REE* en los Anexos del documento.

Sin embargo, no se observa el origen de los valores mostrados en la gráfica de emisiones de CO<sub>2</sub> que muestra la página web de REE. La web informa de lo siguiente en el apartado de *Ayuda*:

[...] *Se representa la estructura de generación y, junto a ella, las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a las distintas fuentes de generación. Dichas emisiones son calculadas asociando a cada tecnología el factor de emisión recogido en el Plan Español de Energías Renovables 2005-2010, en línea con la Decisión de la comisión europea 2007/589/CE.* [...]

Por lo tanto, REE calcula las emisiones de CO<sub>2</sub> a partir de unos factores de emisión. Sin embargo, se pueden observar estos factores inspeccionando el aplicativo para móviles de seguimiento de la demanda de energía eléctrica que ofrece en su web REE. [37] La captura de pantalla de la inspección de los factores con sus valores es imagen izquierda de la de la Figura 8.9.



Tipo de Instalación	Factor de Emisión (tCO <sub>2</sub> /GWh)
Térmica de Carbón (Rendimiento 36,1%)	961
Ciclo Combinado de Gas Natural (Rendimiento 54%)	372
Hidráulica	0
Eólica	0
Biomasa	Neutro
Biogás	Neutro
Solar Fotovoltaica	0
Solar Termoelectrica	0
Residuos Sólidos Urbanos (Rendimiento 24,88%)	243

Figura 8.9. Factores de emisión según REE en tCO<sub>2</sub>/MWh y según el PER 2005-2010 del IDAE. [37] [80]

El tipo de instalación al que corresponde cada factor de emisión según red eléctrica se nombra tras una barra baja después del nombre *factorEmisionCO2*. Es sencillo relacionar las siglas o acortamientos de los nombres en estos factores con las tecnologías, por ejemplo, *\_cc* se refiere a ciclo combinado y *\_gf* a las centrales térmicas de gas/fuel. Pero el término *\_auto* no parece tener relación con las tecnologías de generación eléctrica. El tipo de tecnología a la que corresponde, por descarte, es cogeneración y resto. Para comprobarlo se realiza el cociente entre algunos valores de tCO<sub>2</sub>/h y la potencia generación de cogeneración y resto que facilita REE en su web, obteniéndose el factor de 0,27 tCO<sub>2</sub>/MWh. Se puede comprobar a través de las estadísticas anuales que ofrece REE, que el factor de emisión de CO<sub>2</sub> promedio entre los años 2012 y 2017 es de 0,270 tCO<sub>2</sub>/MWh, por lo tanto, parece que se emplea para estas tecnologías el factor medio nacional de los últimos años. [81]

En la Figura 8.9 anterior se comparan las cifras manejadas por REE con las presentadas en el documento oficial del IDAE, del cual proceden y se aprecia una ligera aproximación. En el presente estudio se hace uso de los valores originales del Plan Español de Energías Renovables 2005 – 2010 y el valor que emplea REE para cogeneración y fuel/gas ya que no aparece ningún valor en el documento oficial para estas tecnologías.

### 8.4.- Tratamiento, adecuación de los datos y cálculos

El último paso es tratar los datos guardados y adecuarlos para finalmente calcular las emisiones del proyecto. Este procedimiento se lleva a cabo mediante MATLAB® y el script completo con comentarios se adjunta en el apartado *Código de MATLAB® para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub>* de los Anexos. A continuación, se describen brevemente las tareas que realiza el programa.

El tratamiento previo al uso consiste en sustituir todos los valores numéricos perdidos o que no son un número aplicando interpolación lineal, y en el caso de valores de texto o fecha, rellenar el valor perdido o corrupto por el valor siguiente disponible.

La adecuación de los datos radica en eliminar las dos primeras y dos últimas medidas registradas, para evitar un posible efecto rebote. Después se eligen los puntos de inicio y final de la señal periódica de tensión (más regular que la intensidad) que se emplean para restringir el cálculo de la tensión y corriente a un periodo real de ambas señales. La selección de estos puntos se realiza tomando el primer par de valores que se encuentran a más de 85 muestras entre sí y que presentan un menor valor absoluto entre la diferencia del valor la señal en cuestión y el valor de la señal revertida o reflejada (*flip*). Para una mejor comprensión del método aplicado, se presenta la Figura 8.10 donde se aplica a los valores de tensión y que muestra también la corriente, la tensión revertida, la diferencia que se debe minimizar y los puntos de inicio y final de la parte periódica elegida.

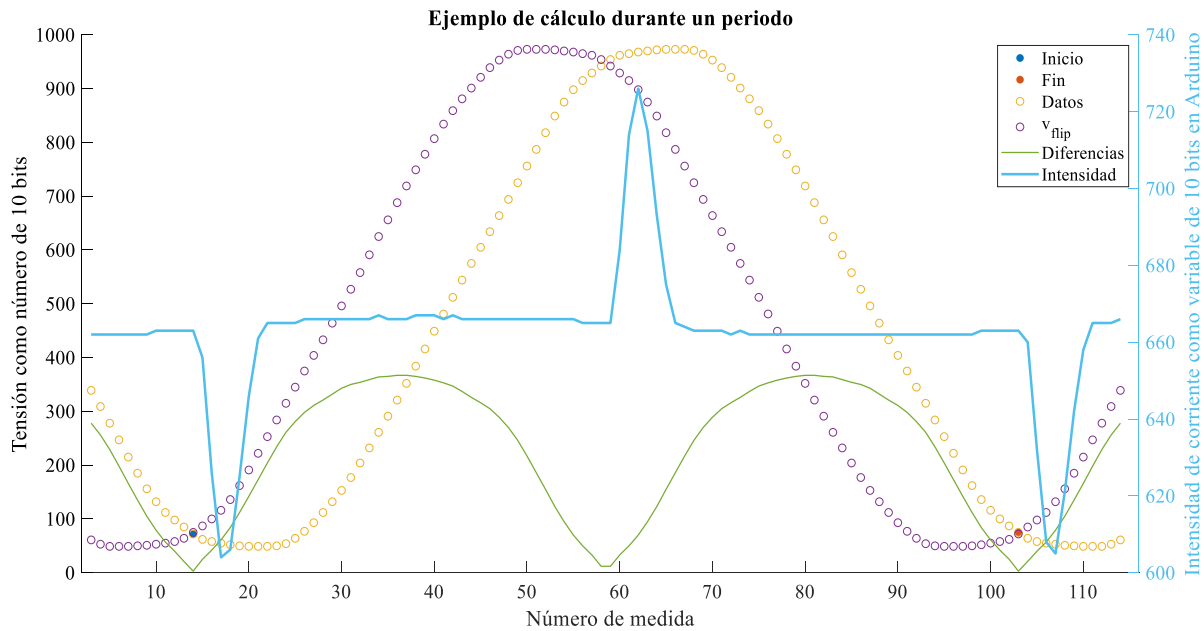


Figura 8.10. Cálculo en MATLAB del periodo de las señales eléctricas medidas.

Una vez conocidos los valores periódicos se elimina el offset centrando ambas señales en cero: se resta a todos los valores la media. Y aplica los factores de conversión necesarios: el asociado al uso del Arduino UNO para la adquisición de los datos (1024 bits / 5 V) y el de cada sensor, inversa del que multiplica al valor de la variable a medir en las ecuaciones (8.2) y (8.1): multiplicar por 6 en el caso del sensor de corriente y por 137,46 en el caso del divisor de tensión. Además, se añade un factor corrector, tanto a la intensidad como a la tensión, que resulta del calibrado del dispositivo a través de diferentes cargas y un multímetro digital comercial.

Realizado este proceso para cada conjunto de datos de tensión y de corriente, se aplica la definición de potencia activa y potencia aparente para calcular la demanda de potencia activa,  $P$ , y el factor de potencia,  $fp$ , despreciando la potencia de distorsión mediante las fórmulas de (8.3) y (8.4).

$$P = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n V(k)I(k), \quad V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n V(k)^2}, \quad I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n I(k)^2} \quad (8.3)$$

$$fp = \cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{V_{rms} I_{rms}} \quad (8.4)$$

Estos valores están asociados a un instante de tiempo concreto, sin embargo, los datos de demanda nacional y, por tanto, emisiones se encuentran en intervalos de diez minutos, por lo tanto, hay que agrupar los valores de potencia media en intervalos diezminutales. Esto se realiza a través de la integración numérica de los datos sobre periodos de 10 minutos. El método empleado es el del trapecio simple, considerando las medidas sucesivas que se registran a menos de 50 segundos entre ellas, en caso contrario divide la integral en partes sin evaluarla entre los puntos a más de 50 s. Una vez conocida el área bajo la curva de potencia (energía), se divide entre la duración del intervalo de 10 minutos para obtener la potencia promedio diezminutal. El consumo diezminutal es el producto de la potencia media diezminutal por el intervalo de tiempo de 10 minutos o de 1/6 de hora.

Ahora se calculan las emisiones totales asociadas a la generación eléctrica nacional cada diez minutos sumando el producto de la potencia generada por cada tecnología por el tiempo que se mantiene esa potencia (10 minutos) y por su factor de emisiones de CO<sub>2</sub>. Luego se divide este valor entre el total de demanda nacional y se multiplica por la demanda media medida durante ese intervalo. Por último, se

suman todos los valores de emisiones diezminutales de tal forma que se calcula la parte correspondiente de emisiones debidas al proyecto durante la duración del mismo. Las fórmulas que dan cuenta de estos cálculos son las fórmulas de (8.5) y (8.6).

$$CO_2|_{Espan\tilde{a}}(t) = \sum_{\forall central} f_{CO_2}(central) P_{central}(t) \Delta t = \frac{10 \text{ min}}{60 \text{ min/h}} \sum_{\forall central} f_{CO_2}(central) P_{central}(t) \quad (8.5)$$

$$CO_2|_{proyecto}(t) = \frac{CO_2|_{Espan\tilde{a}}(t) P(t)}{\sum_{\forall central} P_{central}(t)}, \quad CO_2|_{total\ proyecto}(t) = \sum_t CO_2|_{proyecto}(t) \quad (8.6)$$

Donde  $CO_2|_{Espan\tilde{a}}(t)$  es la cantidad de dióxido de carbono asociado a la generación eléctrica nacional en cada momento  $t$ ,  $f_{CO_2}(central)$  es el factor de emisiones de  $CO_2$  de cada central,  $P_{central}(t)$  es la potencia generada por cada central en cada momento  $t$ ,  $\Delta t$  es el intervalo de tiempo entre cada valor (10 minutos),  $CO_2|_{proyecto}(t)$  son las emisiones de  $CO_2$  diezminutales debidas al proyecto,  $P(t)$  es la potencia media demanda por el PC en intervalos de 10 minutos y  $CO_2|_{total\ proyecto}(t)$  son las emisiones totales acumuladas hasta el momento  $t$  debidas a la realización del presente trabajo de final de grado.

### 8.5.- Huella de carbono del proyecto

La estimación de la huella de carbono del proyecto se realiza sobre las emisiones que supone el consumo eléctrico del computador, o lo que también se conoce como emisiones indirectas por energía, según la metodología expuesta anteriormente. El tiempo total de ejecución del script en MATLAB es de 41.970 segundos o unas 11 horas y 40 minutos. En el desglose se distingue claramente la parte que más tiempo consume y es la relativa a la transformación de fechas completas en sus componentes de día, mes, año, horas y minutos ya que se realiza cientos de miles de veces; aun así, un 83,9% del tiempo en esta subtaska sugiere que el algoritmo presenta un amplio margen de mejora. El número de valores de tensión y corriente medidos asciende a 19.840.408 por cada variable.

Los resultados de emisiones de  $CO_2$  a partir de los datos monitorizados del ordenador y el mix de generación peninsular se muestran a continuación. El gráfico de la Figura 8.11 corresponde a las emisiones totales nacionales durante el periodo de realización del trabajo.

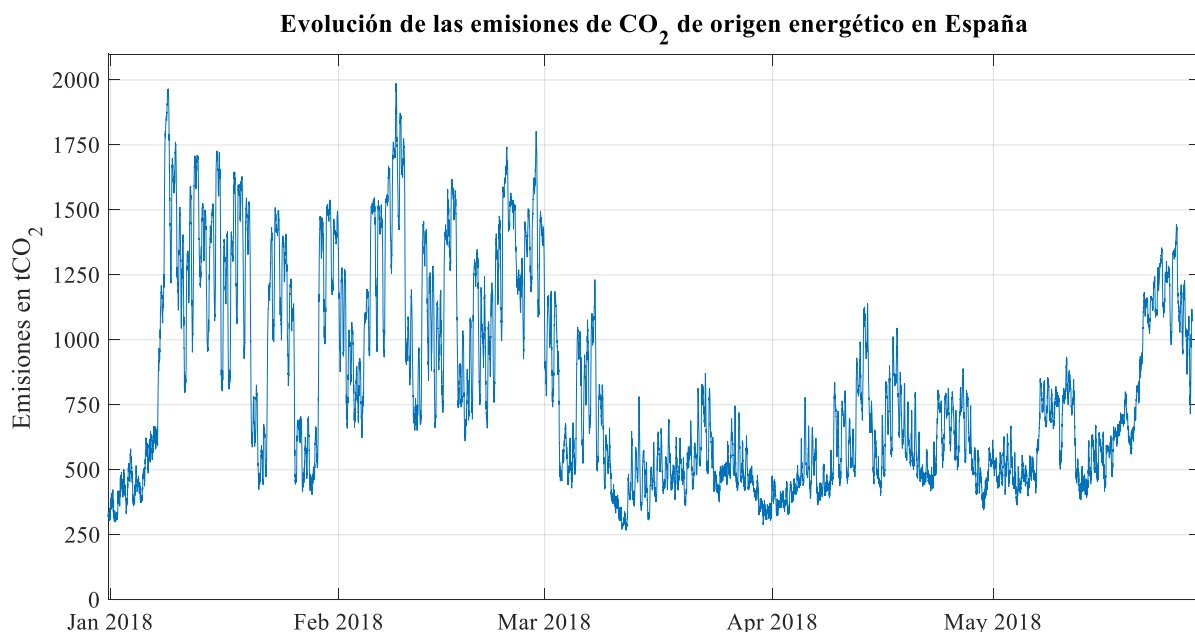


Figura 8.11. Emisiones por generación de energía eléctrica en España.

En la Figura 8.12. se presenta la demanda eléctrica del PC durante el proyecto en intervalos de diez segundos y en la Figura 8.13. se muestran las emisiones diezminutales y acumuladas.

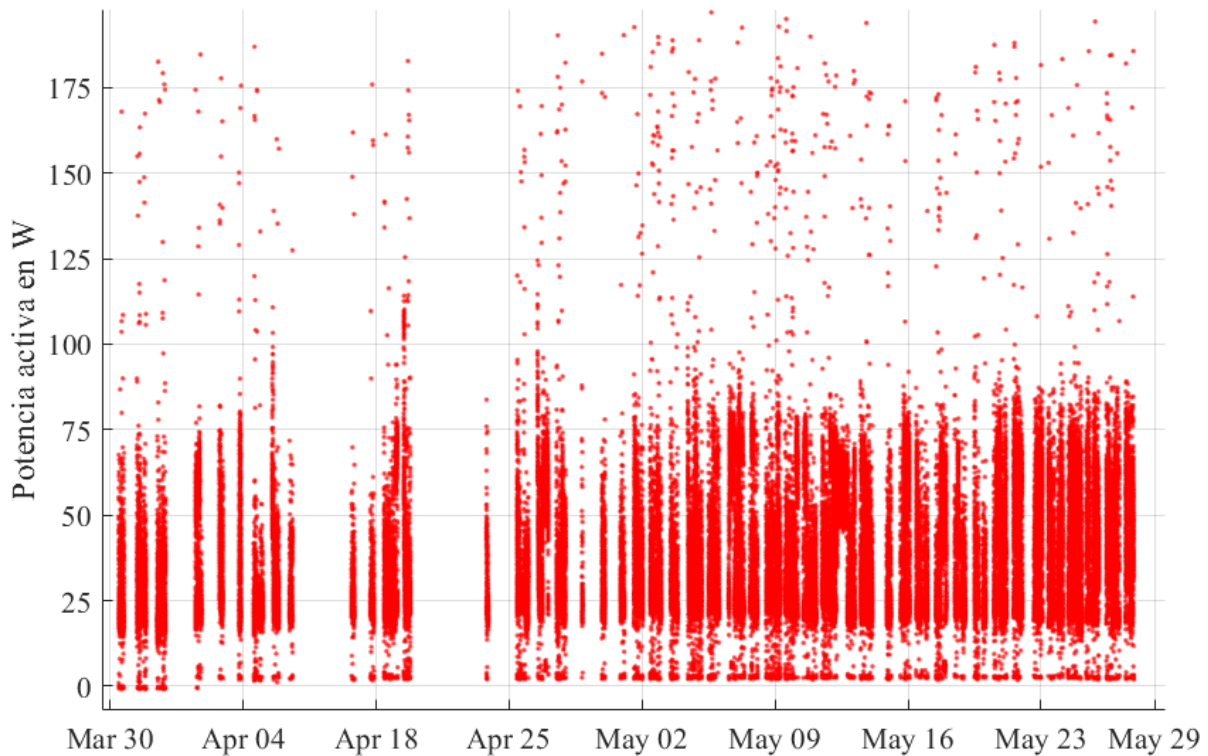


Figura 8.12. Demanda eléctrica de la fuente de alimentación del ordenador.

A partir de los valores anteriores se ha calculado la demanda media de la fuente de alimentación con el objetivo de comparar los resultados de este estudio ambiental detallado con los de uno simplificado teniendo en cuenta el consumo medio de energía y el factor promedio de emisiones durante el desarrollo de proyecto.

### Emisiones de CO<sub>2</sub> causadas por el proyecto

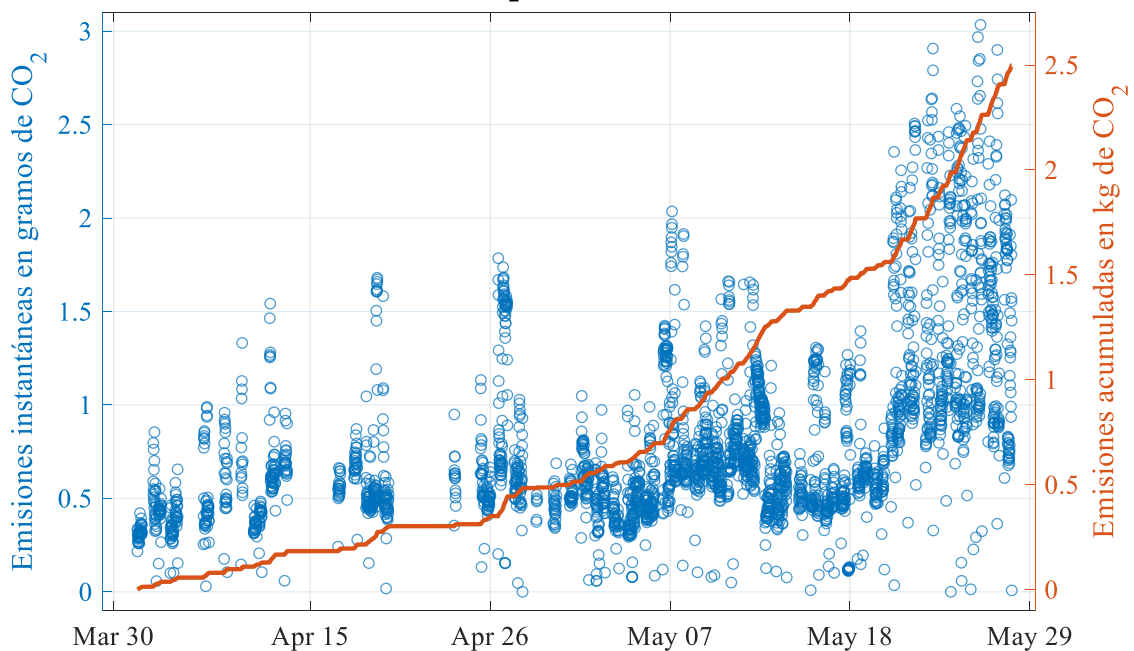


Figura 8.13. Emisiones diezminutales y acumuladas durante el proyecto.

<b>Emisiones totales</b>	<b>2,50 kg CO<sub>2</sub></b>
--------------------------	-------------------------------

Tabla 8.2. Huella de carbono del TFG.

Debe indicarse que el registro de datos de consumo tiene una duración de unos dos meses ya que antes del primer registro no había finalizado la implementación del contador y la búsqueda de información preliminar paralelamente del trabajo, lo cual provoca que no se pudieran registrar.

Del análisis de las medidas se pueden extraer parámetros eléctricos como el factor de potencia medio (0,647), el factor de potencia máximo (0,9617) y el mínimo (0,1595). La distribución del factor de potencia del aparato no es regular, sino que se encuentra distribuida de forma dispersa como muestra el siguiente histograma. Y en cuanto a la demanda de potencia activa promedio de 32,84 W es llamativo que solo sea el 22% de la nominal de la fuente de alimentación del ordenador, lo cual denota la alta eficiencia energética en la construcción del aparato ya que el consumo total es tan solo de 15,82 kWh.

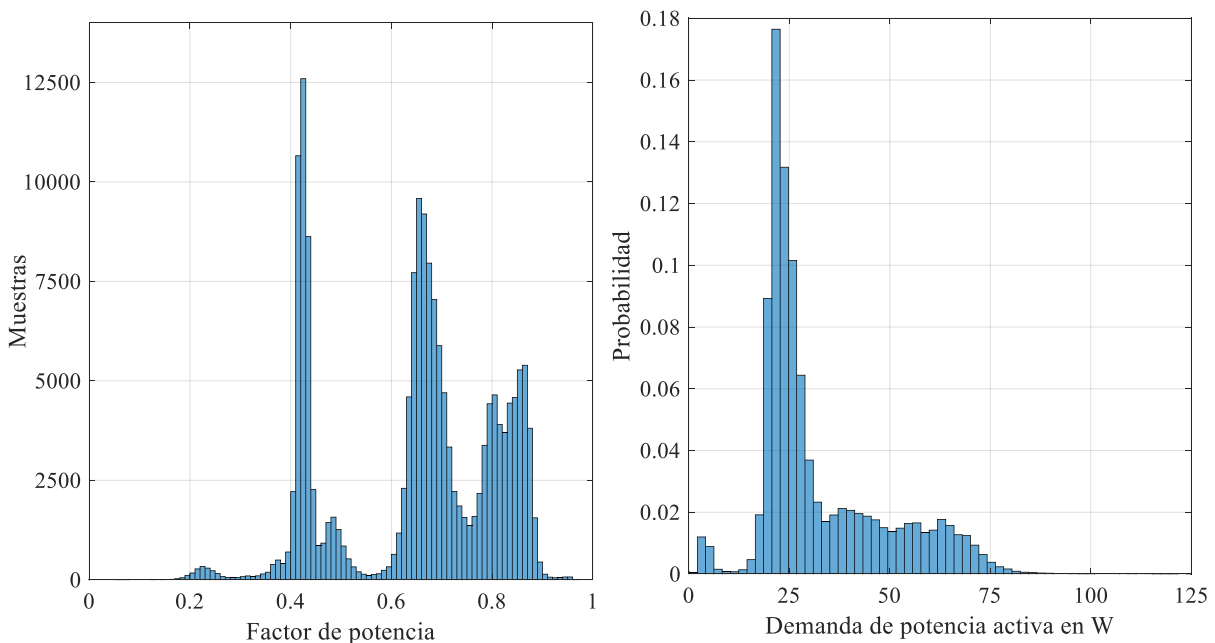


Figura 8.14. Histogramas del factor de potencia y de la potencia activa.

En caso de llevar a cabo el estudio ambiental de manera aproximada durante el mismo periodo de tiempo que el registrado, las emisiones toman el valor dado por la fórmula siguiente.

$$CO_2|_{total\ proyecto} \approx \overline{f_{CO_2}} \cdot \bar{P} \cdot Tiempo = 0,270 \frac{kg\ CO_2}{kWh} \cdot 0,033\ kW \cdot 600\ h = 5,35\ kg\ CO_2 \quad (8.7)$$

Donde la demanda media se ha obtenido de la monitorización realizada. Se observa una diferencia de 2,85 kg o del 113,8% respecto al valor exacto. En vista de la discrepancia de ambos cálculos, se justifica haber ejecutado una estimación del impacto ambiental más precisa. Además, en caso de no conocer con exactitud la demanda del ordenador y la duración de la misma, o lo que es lo mismo, el consumo total, el resultado de aplicar la igualdad anterior sobreestimaría excesivamente las emisiones asociadas a este proyecto.

Estos 2,50 kg emitidos a consecuencia del presente trabajo de final de grado advierten que las actividades académicas no están exentas de un componente de impacto ambiental fruto de un consumo eléctrico con generación tradicional en la que los combustibles fósiles más contaminantes, como el carbón, a día de hoy, todavía tienen un lugar de importancia dentro del mix de generación eléctrica en España.



## Conclusiones

Este proyecto presenta la formulación de un modelo de programación mixta entera lineal, tanto en su versión determinista como estocástica, para optimizar la operación de la red eléctrica de distribución propuesta por CIGRE, donde se incorporan recursos energéticos distribuidos: sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores y almacenamiento de energía mediante pilas de hidrógeno, baterías de ion litio y baterías de flujo de vanadio redox. El objetivo es la minimización de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

El modelo representa los fenómenos propios de la red de distribución mediante una linealización de las ecuaciones de flujo de potencia en su versión de corriente alterna, que deben resolverse respetando los límites de operación del sistema: tensión en cada bus, máxima corriente en cada línea, rampas de los generadores y variación de la tensión con el tiempo, entre otros. Por otro lado, los DER se modelan según las características de sistemas concretos comerciales y se conectan a la red mediante convertidores de potencia, que entregan energía activa y/o reactiva bajo su curva de operación específica. La curva real de cada convertidor se introduce en la formulación mediante su aproximación interior poligonal.

Se estudia el efecto, sobre la operación del sistema, de la incerteza asociada a la predicción de las variables principales: irradiancia, velocidad del viento y demanda de energía eléctrica. Para incorporar la estocasticidad se ha estudiado el error de predicción real en la demanda eléctrica de El Hierro y de la España peninsular con el fin de incluir diferentes escenarios según las posibles ocurrencias que pueden derivarse de la previsión. De forma similar, se trabajada el error de predicción de las variables meteorológicas mediante el análisis de los datos experimentales de un registro de más de diez años.

El enfoque de la resolución consiste en incluir varios escenarios construidos a partir de la previsión de las variables y sus posibles desviaciones, de tal manera que el resultado obtenido sea el mejor posible, aunque no suceda lo anticipado en la previsión de las variables. De esta forma, se obtiene un valor esperado de emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al consumo eléctrico de la red de transporte, junto con el valor ideal del estado de carga inicial y final de cada sistema de almacenamiento de energía en cada bus.

De las dos metodologías principales para resolver un problema estocástico, se emplea la formulación analítica clásica y se propone un método que combina los dos enfoques: simulaciones de Monte Carlo con escenarios estocásticos. De esta manera la solución es rápida, comparada con el método analítico, y robusta en comparación con las obtenidas mediante simulaciones de Monte Carlo deterministas.

El problema se implementa en AIMMS®, donde se desarrolla una interfaz de usuario para visualizar los resultados y modificar interactivamente parámetros del sistema: factores de potencia, potencia instalada, capacidad de almacenamiento, características propias de cada ESS, etc. El proceso de carga de la previsión de las variables y la obtención de resultados están automatizados a través un fichero Excel®.

Los múltiples casos de estudio desarrollados muestran la necesidad de actualizar el sistema eléctrico para aumentar la penetración de recursos energéticos distribuidos. Se demuestra que la mejor topología es la mallada e interconectada. Además, se prueban los beneficios de operación y medioambientales de incluir sistemas almacenamiento de energía en la red. También se evidencia el efecto que tienen varios parámetros de operación sobre el aprovechamiento de la energía renovable donde, en general, las emisiones de CO<sub>2</sub> aumentan exponencialmente a partir de cierto valor concreto del parámetro, lo cual debe contemplarse en la operación de la red. En el caso semanal, se compara el efecto de forzar igual el estado de carga al principio y al final de cada día, con restringirlo igual al inicio y al final de la semana, así como las soluciones estocásticas y deterministas, donde no se aprecian diferencias significativas, pero sí en comparación con el estudio diezminutal diario y, por lo tanto, con el horizonte temporal. La validez de la linealización realizada se ha verificado con la solución exacta mediante MATPOWER.

El estudio ambiental, basado en la implementación de un contador eléctrico con Arduino, arroja las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al proyecto y advierte su sobrestimación mediante un cálculo aproximado.

## Trabajos futuros

En este apartado se enuncian las posibles labores pendientes, de expansión y mejora del proyecto realizado.

- Ampliar el horizonte temporal e incluir la estacionalidad en la demanda eléctrica y la irradiancia.
- Contemplar diferentes recursos meteorológicos (viento e irradiancia) según la zona (bus) de cada DER por medio de una correlación temporal entre ellos [41] y determinar la operación adecuada considerando esta situación.
- Emplear el modelo para obtener diferentes frentes de soluciones óptimas bajo distintos criterios (económico, medioambiental, seguridad de la red, etc.) en el dimensionado de los componentes de la red y su ubicación.
- Verificar el efecto del intercambio bidireccional con la red de transporte bajo distintas curvas de carga de recursos renovables y configuraciones.
- Añadir un algoritmo contador para minimizar los ciclos de las baterías de ion litio (alargar su vida útil) e intentar mejorarlo para disminuir el tiempo de ejecución.
- Mejorar el modelo lineal de los sistemas de almacenamiento incluyendo, en algunos, la modificación de la capacidad con la profundidad de descarga, para poder reducir el paso temporal en caso de necesitar mayor resolución.
- Permitir la variación discretizada del ratio del transformador que conecta la red de distribución con la de transporte e incorporarla en el modelo para permitir una operación más flexible manteniendo los niveles de tensión en cada bus dentro de los valores establecidos.
- Añadir consideraciones económicas de mercado eléctrico y enfocar el problema a determinar el frente de soluciones óptimas que minimizan las emisiones de CO<sub>2</sub> y dan el máximo beneficio económico para cada mínimo de emisiones (curvas Pareto) considerando la estocasticidad de los precios de mercado y el factor de emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Introducir la gestión activa de la demanda incentivada económicamente en la parte del consumo y comprobar el efecto que tiene esta gestión en las emisiones de CO<sub>2</sub>, el uso de energías renovables y los sistemas de almacenamiento.
- Puede ser de interés realizar una comparativa cuantitativa exhaustiva del tiempo de resolución y las soluciones del problema considerando los tres métodos diferentes de resolución. Comparar los dos enfoques principales a la hora de solucionar un problema estocástico (analítico mediante escenarios y estadístico a través de simulaciones de Monte Carlo) con la propuesta de combinar ambas metodologías.
- Mejorar el sistema de estimación de emisiones de CO<sub>2</sub> del proyecto con un diseño en detalle del contador de energía eléctrica aumentando la eficiencia del algoritmo de cálculo del consumo. En lugar de usar un microcontrolador como Arduino UNO, mediante un microprocesador como Raspberry Pi, que es mucho más potente, se facilita realizar el cálculo de la demanda del ordenador en tiempo real y añadiendo un display puede ser interesante visualizarla. Además, puede ser conveniente registrar la medida de la frecuencia de la red eléctrica para estudiar su posible correlación con el factor de emisiones asociado. Este dispositivo, a través de conexión a internet puede ser capaz de procesar los datos de demanda nacional y de las emisiones asociadas al consumo eléctrico nacional para calcular y registrar con poco retraso las emisiones acumuladas o producidas por el consumo del aparato monitorizado en un intervalo concreto.



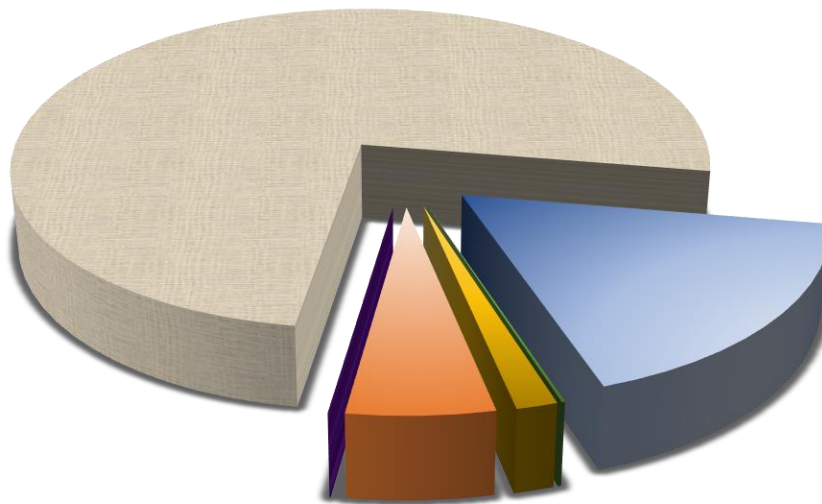
## Presupuesto

En este apartado se desglosan los costes asociados a la realización del presente trabajo de final de grado. Dentro del siguiente desarrollo de valores se incluyen los programas informáticos empleados. En el caso de MATLAB®, la Universidad Politécnica de Cataluña (UPC) otorga a todos los estudiantes una licencia completa, por lo que realmente no ha sido necesario su abono. Igual ocurre con los recursos de información: la UPC da acceso para toda su comunidad a numerosas bases de datos y de publicaciones científicas (ScienceDirect, Springer, IEEE, etc.), cuyo importe individual sería excesivo para los estudiantes. El número exacto de documentos consultados se desconoce, pero se aproxima igual al total de los recopilados por el autor.

<i>Concepto</i>	<i>Unidades</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
<b>Optimización de la red de distribución</b>			
<b>Ingeniería</b>			
Estudio preliminar	80 h	30 €/h	2.400 €
Obtención, tratamiento y análisis de datos	80 h	30 €/h	2.400 €
Definición matemática del problema	100 h	30 €/h	3.000 €
Implementación del algoritmo	250 h	30 €/h	7.500 €
Verificación de resultados y análisis	70 h	30 €/h	2.100 €
Elaboración de la memoria	80 h	30 €/h	2.400 €
		Subtotal A	19.800 €
<b>Estudio ambiental</b>			
<b>Ingeniería</b>			
Diseño	30 h	30 €/h	1.200 €
Montaje	5 h	30 €/h	150 €
Elaboración del algoritmo	50 h	30 €/h	1.500 €
Verificación	5 h	30 €/h	150 €
		Subtotal B	3.000 €
<b>Hardware</b>			
Arduino UNO	1	6,20 €/ud	6,20 €
Placa de prototipos	1	2,73 €/ud	2,73 €
Rectificador de 9 V	1	4,11 €/ud	4,11 €
Transformador de corriente SCT-013-030	1	4,04 €/ud	4,04 €
Módulo RTC DS3231	1	2,00 €/ud	2,00 €
Módulo micro SD	1	1,27 €/ud	1,27 €
Tarjeta de memoria micro SD de 4 GB	1	5,49 €/ud	5,49 €
Cables, resistencias, LEDs, interruptor, etc.	1	2,00 €/ud	2,00 €
Base Schuko	1	4,15 €/ud	4,15 €
Caja estanca	1	4,35 €/ud	4,35 €
Estaño	1	2,40 €/ud	2,40 €
		Subtotal C (IVA incluido)	38,74 €
<b>Software</b>			
MATLAB®	6 meses	800 €/año	400 €
AIMMS® (Licencia académica de un año)	6 meses	-	0 €
Python (Gratuito)	6 meses	-	0 €
Arduino IDE (Open source)	6 meses	-	0 €

MS Office® (Word, Excel)	6 meses	150 €/año	75 €
		Subtotal D	475 €
<b>Documentación y otros</b>			
Artículos científicos y bibliografía	56	30 €/ud	1.680 €
Consumo eléctrico del ordenador personal	16 kWh	0,15 €/kWh	2,4 €
		Subtotal E	1.688,4 €
Subtotal A + Subtotal B + Subtotal C + Subtotal D + Subtotal E			23.319,05 €
IVA 21%			4.893,52 €
<b>Total</b>			<b>28.193,60 €</b>

### Desglose de costes



■ Hardware  
 ■ Software  
 ■ Documentación  
 ■ Electricidad  
 ■ Ingeniería  
 ■ IVA

*Figura 8.15. Costes por conceptos en proporción al total.*

El presupuesto del proyecto de OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA DE UNA RED INTELIGENTE asciende a VEINTIOCHO MIL CIENTO NOVENTA Y TRES EUROS CON SESENTA CÉNTIMOS (28.193,60 €).

Barcelona, junio de 2018.

Francisco Javier Cifuentes García.

## Referencias

- [1] International Energy Agency, IEA, World Energy Outlook, 2015.
- [2] CIGRE, «Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,» Technical Brochure, 2014.
- [3] M. López, S. Valero, A. Rodríguez, I. Veiras y C. Senabre, «New online load forecasting system for the Spanish Transport System Operator,» *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 401-4012, 2018.
- [4] T. Ackermann, G. Andersson y L. Soder, «Distributed generation: a definition,» *Electric Power Systems Research*, vol. 57, pp. 195-204, 2000.
- [5] R. H. Lasseter, «Smart Distribution: Coupled Microgrids,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, nº 6, pp. 1074-1082, 2011.
- [6] M. L. Tuballa y M. L. Abundo, «A review of the development of Smart Grid technologies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 710-725, 2016.
- [7] D. Wagman, «First Utility-Scale Microgrid in U.S. Enters Service,» 2017. [En línea]. Available: <https://spectrum.ieee.org/energywise/energy/the-smarter-grid/first-utilityscale-microgrid-in-us-enters-service>.
- [8] J. A. C. Gonzalez, R. C. Pérez, A. C. Santos y M.-A. C. Gil, «Centrales de energías renovables. Generación eléctrica con energías renovables,» 2009.
- [9] F. D. González, A. Sumper, O. G. Bellmunt y R. Villafáfila-Robles, «Renewable and Sustainable Energy Reviews. A review of energy storage technologies for wind power applications,» *IREC and CITCEA-UPC*, 2012.
- [10] C. Zhang, Y.-L. Wei, P.-F. Cao y M.-C. Lin, «Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 3091-3106, 2018.
- [11] M. Aneke y M. Wang, «Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review,» *Applied Energy*, vol. 176, pp. 350-377, 2016.
- [12] A. Othman y H. Gabbar, «Energy storage integration within interconnected micro energy grids,» de *Smart Energy Grid Engineering*, Elsevier, 2017, pp. 207-219.
- [13] ABB, «Energy storage systems,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.abb-energystoragesolutions.com>.
- [14] A. Egea-Alvarez, A. Junyent-Ferré y O. Gomis-Bellmunt, «Active and Reactive Power Control of Grid Connected Distributed Generation Systems,» de *Modeling and Control of Sustainable Power Systems: Towards Smarter and Greener Electric Grids*, L. Wang, Ed., Springer, pp. 47-81.
- [15] S. Chowdhury, S. Chowdhury y P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*, London: The Institution of Engineering and Technology, 2009.

- [16] S. Massucco, P. Pongiglione, M. Saviozzi, F. Silvestro y S. Rahimi, «Mixed-Integer Linear optimization algorithm for Volt/Var Control on a distribution grid with renewable penetration,» 2017.
- [17] H. Saboori, R. Hemmati, S. M. S. Ghiasi y S. Dehghan, «Energy storage planning in electric power distribution networks – A state of the art review -,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 1108-1121, 2017.
- [18] LG, «Características técnicas de los módulos fotovoltaicos,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.lg.com/us/business/solar-panel/all-products/lg-LG400N2W-A5>.
- [19] D. Rekioua y E. Matagne, Optimization of photovoltaic power systems. Modelization, simulation and control, Springer, 2012.
- [20] J. Saumell-Ocáriz, R. Dufo-López, I. Aso y J. L. Bernal-Agustín, «Computational Tool for the Efficiency Forecasting of Grid-Connected Photovoltaic Systems,» *Lecture Notes in Electrical Engineering. Advances in Mechanical and Electronic Engineering*, vol. 2, nº 177.
- [21] «DFIG 2.1 MW - 114,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/onshore/wind-turbine-sg-2-1-114>.
- [22] D. Villanueva y A. E. Feijóo, «Reformulation of parameters of the logistic function applied to power curves of wind turbines,» *Electric Power Systems Research*, vol. 137, pp. 51-58, 2019.
- [23] R. v. Woyna, S. Limmer, C. Leu, M.-U. Osswald y K. Siemer, «Fuel Cell with On-site Hydrogen Generation for BTS Application,» 2016.
- [24] Ballard, «Fuel cell products,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.ballard.com/fuel-cell-solutions/fuel-cell-power-products>.
- [25] B. Xiong, H. Zhang, X. Deng y J. Tang, «State of charge estimation based on sliding mode observer for VRFB,» 2017.
- [26] M. Martínez, M. G. Molina y P. E. Mercado, «Optimal sizing method of vanadium redox flow battery to provide load frequency control in power systems with intermittent renewable generation,» *IET Renewable Power Generation*, 2016.
- [27] HydraRedox, «Tecnología de baterías de flujo de vanadio redox,» [En línea]. Available: <http://es.hydraredox.com>. [Último acceso: 2018].
- [28] TESVOLT, «Baterías de ión litio con BMS.,» [En línea]. Available: <https://www.tesvolt.com/en/>. [Último acceso: 2018].
- [29] M. B. Latran y A. Teke, «Investigation of multilevel multifunctional grid connected inverter topologies and control strategies used in photovoltaic systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 361-376, 2015.
- [30] GE, «LV5 Central Solar Inverter,» [En línea]. Available: <http://www.gepowerconversion.com/product-solutions/low-voltage-drives/lv5-solar-inverter-skid-solutions>. [Último acceso: 2018].

- [31] GE Renewable Energy, «Battery Energy Storage Systems (BESS) - Brilliance\* Inverter - GE,» General Electric, 2018. [En línea]. Available: <https://www.ge.com/renewableenergy/hybrid/battery-storage>.
- [32] «Steady-State AC Network Visualization in the Browser,» NICTA and Monash University, [En línea]. Available: <http://immersive.erc.monash.edu.au/STAC/>. [Último acceso: 2018].
- [33] S. G. S.A., «SOTAVENTO GALICIA,» [En línea]. Available: <http://www.sotaventogalicia.com/es>. [Último acceso: 2018].
- [34] «Estación meteorológica Marco da Cura,» Xunta de Galicia, [En línea]. Available: <http://www.meteogalicia.gal/observacion/estacions/estacions.action?idEst=10046>. [Último acceso: 2018].
- [35] R. Ulbricht, A. Thoß, H. Donker, G. Gräfe y W. Lehner, «Dealing with Uncertainty: An Empirical Study on the Relevance of Renewable Energy Forecasting Methods,» de *International Workshop on Data Analytics for Renewable Energy Integration*, 2016.
- [36] T. Niknam, M. Zare y J. Aghaei, «Scenario-Based Multiobjective Volt/Var Control in Distribution Networks Including Renewable Energy Sources,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, n° 4, pp. 2004-2019, 2012.
- [37] Red Eléctrica de España, «Seguimiento de la demanda de energía eléctrica, desglose y emisiones.,» [En línea]. Available: <https://demanda.ree.es/movil/peninsula/demanda/total>. [Último acceso: Marzo 2018].
- [38] H. P. Williams, *Model Building in Mathematical Programming*, 5ª edición ed., WILEY, 2013.
- [39] P. Kall y S. W. Wallace, *Stochastic Programming*, Chichester: John Wiley & Sons, 1994.
- [40] H. J. Greenberg y T. Morrison, «Robust Optimization,» 2007.
- [41] A. J. Conejo, M. Carrión y J. M. Morales, *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, Springer, 2010.
- [42] A. R. Bergen y V. Vittal, *Power Systems Analysis*, 2nd ed., Pearson, 2000.
- [43] I. Nagrath y D. Kothari, *Modern power system analysis*, New Delhi: McGraw-Hill, 1982.
- [44] T. Akbari y M. T. Bina, «Linear approximated formulation of AC optimal power flow using binary discretisation,» vol. 10, n° 5, 2016.
- [45] H. Zhang, V. Vittal, G. Heydt y J. Quintero, «A relaxed AC optimal power flow model based on a Taylor Series,» Bangalore, 2013.
- [46] Z. Yang, H. Zhong, Q. Xia y C. Kang, «A novel network model for optimal power flow with reactive power and network losses,» vol. 144, 2017.
- [47] T. Akbari y M. T. Bina, «A linearized formulation of AC multi-year transmission expansion planning: A mixed-integer linear programming approach,» *Electric Power Systems Research*, vol. 114, pp. 93-100, 2014.

- [48] A. Attarha, N. Amjady y A. J. Conejo, «Adaptive robust AC optimal power flow considering load and wind power uncertainties,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 96, pp. 132-142, 2018.
- [49] J. Yang, N. Zhang, C. Kang y Q. Xia, «A State-Independent Linear Power Flow Model With Accurate Estimation of Voltage Magnitude,» *Transactions on power systems*, vol. 32, nº 5, 2017.
- [50] S. Lemkens y A. M. C. A. Koster, «Designing AC Power Grids Using Integer Linear Programming,» *Lecture Notes in Computer Science.*, vol. 6701, 2011.
- [51] Z. Yang, H. Zhong, A. Bose, T. Zheng, Q. Xia y C. Kang, «A Linearized OPF Model With Reactive Power and Voltage Magnitude: A Pathway to Improve the MW-Only DC OPF,» vol. 33, 2018.
- [52] B. Morvaj, R. Evins y J. Carmeliet, «Optimization framework for distributed energy systems with integrated electrical grid constraints,» vol. 171, pp. 296-313, 2016.
- [53] D. Kothari, *Sistemas eléctricos de potencia*, McGraw Hill, 2008.
- [54] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, Mc Graw Hill, 1996.
- [55] faber, «Medium voltage cable NA2XS2Y - data sheet,» faber, [En línea]. Available: [https://www.faberkabel.de/upload/files/produkte/en/datenblaetter/dbl\\_na2xs2y.pdf](https://www.faberkabel.de/upload/files/produkte/en/datenblaetter/dbl_na2xs2y.pdf). [Último acceso: 2018].
- [56] General Cable, «Aluminum stranded conductor (ASC) A1,» [En línea]. Available: <https://www.generalcable.com/na/us-can/products-solutions/energy/distribution-conductor-and-cable/overhead-conductor>. [Último acceso: 2018].
- [57] R. D. Zimmerman y C. E. Murillo-Sánchez, «MATPOWER,» Arizona State University, [En línea]. Available: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>.
- [58] SMA, «Efficiency and derating of SMA power converters,» SMA, [En línea]. Available: <http://files.sma.de/dl/1348/WirkungDerat-TI-en-44.pdf>. [Último acceso: 2018].
- [59] ABB, «Three-phase inverter. TRIO-50.0/60.0-TL-OUTD.,» 2018. [En línea]. Available: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase/trio-50-0kw>.
- [60] D. Pereira, «Wind Rose,» 22 1 2015. [En línea]. Available: <https://es.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/47248-wind-rose>.
- [61] M. Musallam y C. M. Johnson, «An Efficient Implementation of the Rainflow Counting Algorithm for Life Consumption Estimation,» *IEEE TRANSACTIONS ON RELIABILITY*, vol. 61, nº 4, 2012.
- [62] C. Bordin, H. O. Anuta, A. Crossland, I. L. Gutierrez, C. J. Dent y D. Vigo, «A linear programming approach for battery degradation analysis and optimization in offgrid power systems with solar energy integration,» *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 417-430, 2017.
- [63] S. Pelletier, O. Jabali, G. Laporte y Marco Veneroni, «Battery degradation and behaviour for electric vehicles: Review and numerical analyses of several models,» *Transportation Research Part B: Methodological*, vol. 103, pp. 158-187, 2017.



- [64] E. Hittinger, T. Wiley, J. Kluza y J. Whitacre, «Evaluating the value of batteries in microgrid electricity systems using an improved Energy Systems Model,» *Energy Conversion and Management*, vol. 89, pp. 458-472, 2014.
- [65] P. Fortenbacher, J. L. Mathieu y G. Andersson, «Modeling and Optimal Operation of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids,» *Transactions on power systems*, vol. 32, n° 6, pp. 4340-4350, 2017.
- [66] A. Alonso, Optimización del transformador de salida de un parque eólico, Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2006, p. 28.
- [67] IBM, «CPLEX parameters,» [En línea]. Available: [https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P\\_12.8.0/ilog.odms.cplex.help/CPLEX/Parameters/topics/EpGap.html](https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.8.0/ilog.odms.cplex.help/CPLEX/Parameters/topics/EpGap.html). [Último acceso: 2018].
- [68] X. Nodet, «Benders Decomposition,» IBM, [En línea]. Available: <https://www.slideshare.net/xnodet/ibm-cplex-optimization-studio-127-benders-modeling-assistance-etc>. [Último acceso: 2018].
- [69] M. Hunting, «AIMMS, CPLEX,» 13 12 2016. [En línea]. Available: <https://techblog.aimms.com/2016/12/13/benders-decomposition-in-cplex-12-7/>.
- [70] Commission for Energy Regulation, «Wind farm transmission grid code provisions,» 2004.
- [71] I. D. Alegría, J. Andreu, J. Martín, P. Ibañez, J. Villate y H. Camblong, «Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, n° 8, pp. 1858-1872, 2007.
- [72] A. H. Kasem, E. F. El-Saadany, H. H. ElTamaly y M. A. A. Wahab, «Ramp Rate Control and Voltage Regulation for Grid Directly Connected Wind Turbines,» 2008.
- [73] Arduino, «Web oficial de Arduino,» [En línea]. Available: <https://www.arduino.cc/>. [Último acceso: Marzo 2018].
- [74] YHDC, «Web del fabricante YHDC,» [En línea]. Available: [http://www.yhdc.us/ENpdf/SCT013-030-0-30A-0-1V\\_en.pdf](http://www.yhdc.us/ENpdf/SCT013-030-0-30A-0-1V_en.pdf). [Último acceso: Marzo 2018].
- [75] R.-D. Electronics y H. Karlsen., «Rinky-Dink Electronics,» [En línea]. Available: <http://www.rinkydinkelectronics.com/library.php?id=73>. [Último acceso: Marzo 2018].
- [76] L. Llamas, «Ingeniería, informática y diseño,» 18 Octubre 2016. [En línea]. Available: <https://www.luisllamas.es/reloj-y-calendario-en-arduino-con-los-rtc-ds1307-y-ds3231/>. [Último acceso: Marzo 2018].
- [77] Arduino, «Web oficial de Arduino,» [En línea]. Available: <https://www.arduino.cc/en/Reference/SD>. [Último acceso: Marzo 2018].
- [78] L. Llamas, «Ingeniería, informática y diseño,» 16 Octubre 2016. [En línea]. Available: <https://www.luisllamas.es/tarjeta-micro-sd-arduino/>. [Último acceso: Marzo 2018].



- [79] S. M. Mola, «Unlocking data: Power generation statistics in Spain,» 29 Agosto 2013. [En línea]. Available: <http://mola.io/2013/08/29/unlocking-data-spain-power-generation/>. [Último acceso: Marzo 2018].
- [80] Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía, «Ministerio de energía, turismo y agenda digital,» 26 Agosto 2005. [En línea]. Available: <http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Plan/Documentos/Paginas/Li stadoPlanEnergiaRenova.aspx>. [Último acceso: Marzo 2018].
- [81] Red Eléctrica de España, «Series estadísticas del sistema eléctrico español,» [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>. [Último acceso: Marzo 2018].

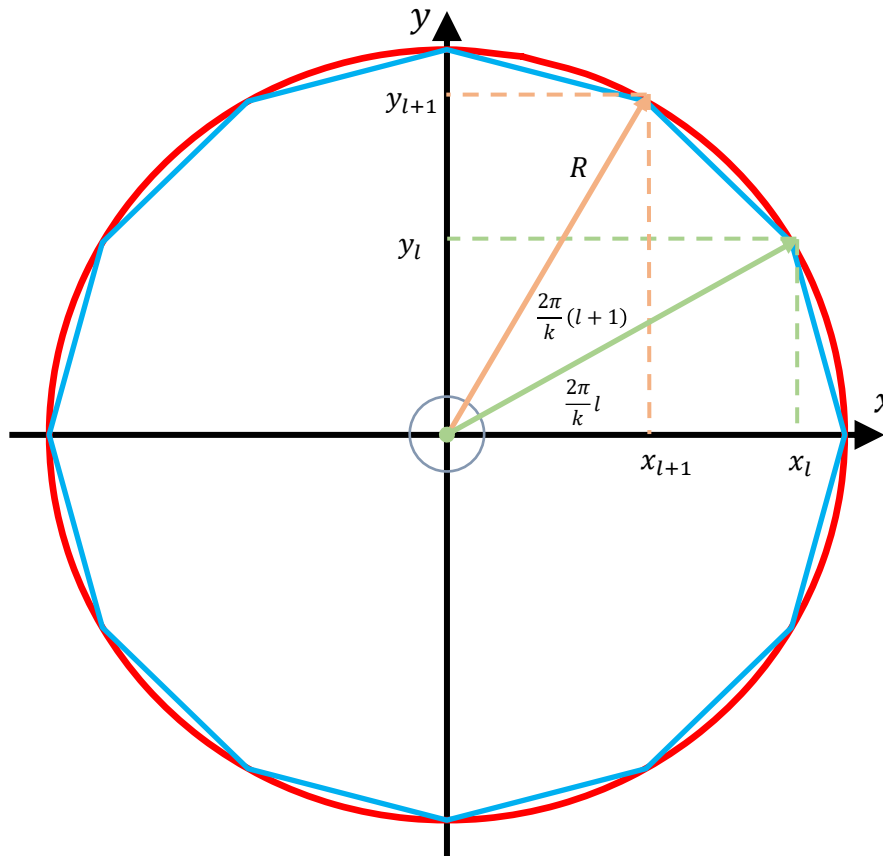
## Anexos

### Deducción de la aproximación interior poligonal de la circunferencia

En este apartado se justifica la forma de la restricción de potencia de las líneas eléctricas, los convertidores, etc. en relación a la potencia activa y reactiva según su límite de potencia aparente.

Se parte de la relación entre la potencia activa, reactiva y aparente en un sistema de corriente alterna sin potencia de distorsión:  $S^2 = P^2 + Q^2$ . Se desea que las máquinas no superen su valor máximo de potencia aparente  $S_{m\acute{a}x}$ , así  $S_{m\acute{a}x}^2 \geq P^2 + Q^2$  se debe cumplir en todo momento. Por lo que el triángulo de potencias traza un círculo de operación en el plano  $P$ - $Q$ . El objetivo es aproximar la circunferencia que supone el límite de operación, a partir de las ecuaciones de las rectas que forman los lados de un polígono inscrito, de tal manera que los valores posibles  $P$ - $Q$  queden encerrados en el espacio interior formado por la intersección de dichas rectas entre sí y con la circunferencia.

Consideremos la geometría del círculo en función de las coordenadas  $x$  e  $y$  del plano cartesiano para hallar la fórmula de la recta que une, con una cuerda, dos vértices del polígono regular de  $k$  lados inscrito en la circunferencia. En la figura siguiente se ilustran las coordenadas para el caso de  $k = 12$ .



La ecuación punto-pendiente de la recta de cada lado del polígono entre los vértices  $l$  y  $l + 1$  es

$$y - y_l = \frac{y_{l+1} - y_l}{x_{l+1} - x_l} (x - x_l)$$

donde las coordenadas del vértice  $l$  y  $l + 1$  son

$$y_l = R \sin\left(\frac{2\pi}{k} l\right), \quad y_{l+1} = R \sin\left(\frac{2\pi}{k} (l + 1)\right), \quad x_l = R \cos\left(\frac{2\pi}{k} l\right), \quad x_{l+1} = R \cos\left(\frac{2\pi}{k} (l + 1)\right)$$

Sustituyendo estos puntos en la ecuación de la recta se obtiene la relación siguiente

$$y - R \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) = \frac{R \sin\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - R \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right)}{R \cos\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - R \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right)} \left(x - R \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right)\right)$$

Simplificando  $R$  en el cociente, nombrando la diferencia entre valores consecutivos de seno como  $\Delta \sin$  y del coseno como  $\Delta \cos$  y reordenando queda lo siguiente

$$\left(y - R \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right)\right) \Delta \cos = \left(x - R \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right)\right) \Delta \sin$$

Si se desarrollan los productos y se agrupan los términos con  $x$  e  $y$  en un lado, la igualdad queda como

$$R \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \Delta \sin - R \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \Delta \cos = x \Delta \sin - y \Delta \cos$$

Tratando solo el lado izquierdo y expresando la forma completa de  $\Delta \sin$  y  $\Delta \cos$  se llega a

$$R \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \left[ \sin\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \right] - R \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \left[ \cos\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \right]$$

Distribuyendo los productos queda

$$\begin{aligned} & R \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \sin\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - R \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \\ & - R \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \cos\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) + R \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \end{aligned}$$

Realizando la sustracción y recuperando toda la igualdad se obtiene

$$R \left[ \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \sin\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \cos\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) \right] = x \Delta \sin - y \Delta \cos$$

Ahora se observa la aparición de una relación trigonométrica conocida en el término de la izquierda de la igualdad: el seno de la diferencia de ángulos; esta razón trigonométrica es

$$\sin(a - b) = \sin(a) \cos(b) - \sin(b) \cos(a)$$

Donde, en este caso,  $a = 2\pi(l+1)/k$  y  $b = 2\pi l/k$ . Aplicando la fórmula, la expresión se simplifica a

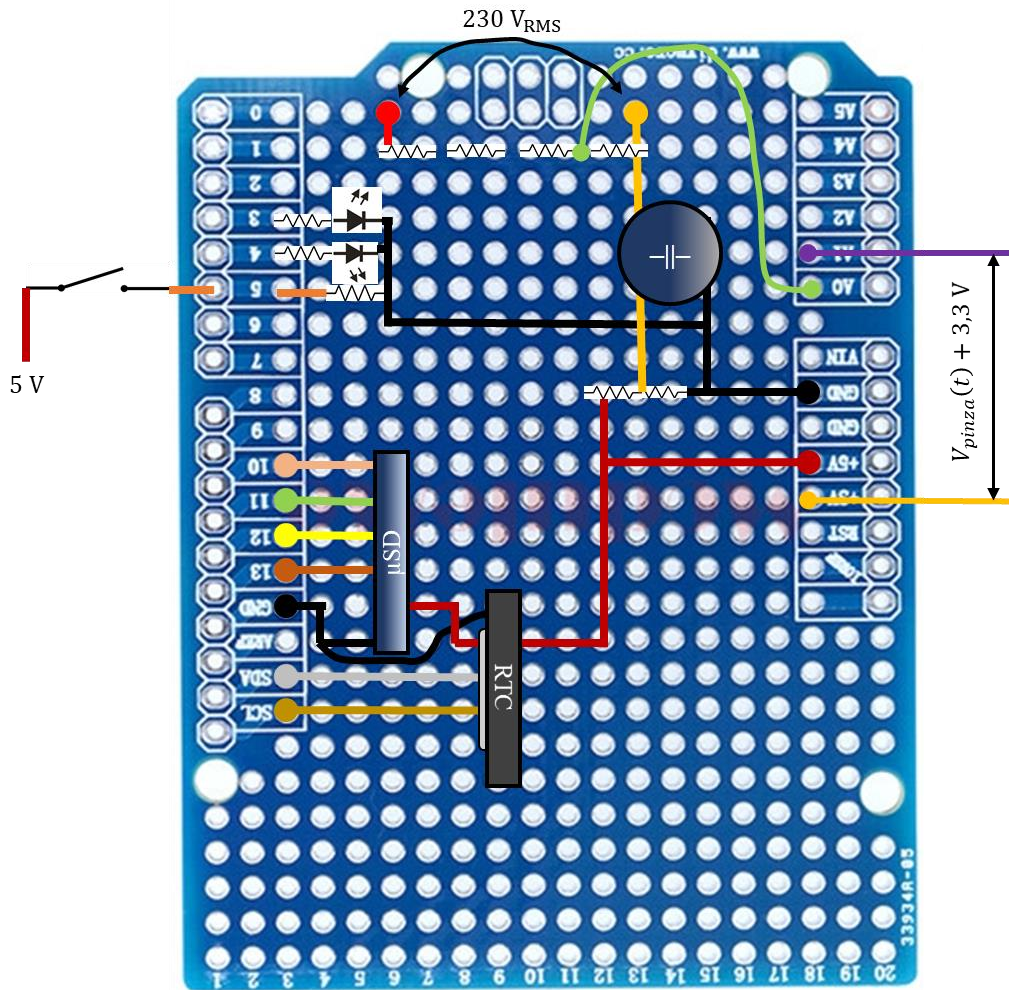
$$R \sin\left(\frac{2\pi}{k}\right) = x \left[ \sin\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \right] - y \left[ \cos\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \right]$$

En el caso de aplicación a la relación de potencias, se tiene que  $s_{m\acute{a}x}$  es  $R$ ,  $p$  corresponde a  $x$  y que  $q$  equivale a  $y$ . Como el propósito es limitar las variables a los valores interiores de la circunferencia, esto se traduce en una región limitada por  $l = 1, 2, \dots, k$  desigualdades de la forma

$$p \left[ \sin\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - \sin\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \right] - q \left[ \cos\left(\frac{2\pi}{k}(l+1)\right) - \cos\left(\frac{2\pi}{k}l\right) \right] \leq s_{m\acute{a}x} \sin\left(\frac{2\pi}{k}\right), \quad Q.E.D.$$

### Esquema de conexión de la placa del prototipo y aspecto final

En la siguiente imagen se muestra el esquema de conexión simplificado de la placa de PCB para prototipos de Arduino UNO utilizada en la implementación del sistema de medida y registro de tensión, corriente y fecha.



Esquema de conexión simplificado del prototipo.



Aspecto final del dispositivo implementado para la medida de la demanda del PC.

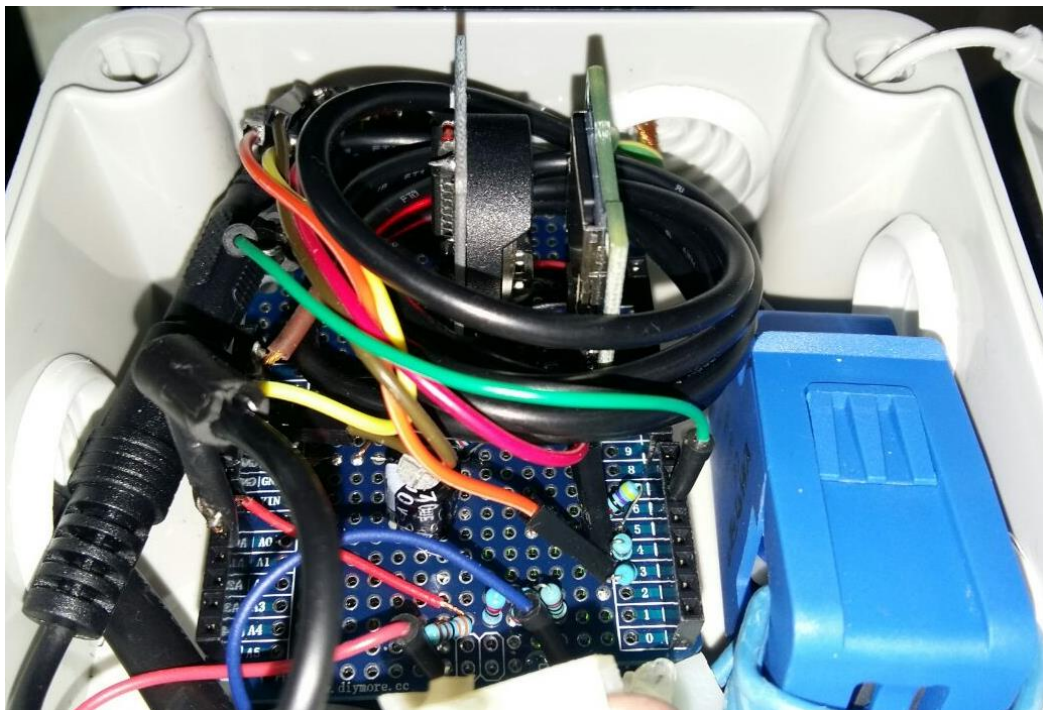




*Dispositivo en funcionamiento.*



*Detalle del interruptor, los LEDs y la clavija de alimentación.*



*Interior de la caja estanca donde se ve el transformador de corriente, el RTC y el módulo microSD.*

## Código de Arduino

Para su uso es necesario disponer de las librerías utilizadas de comunicación con los dispositivos (módulo RTC y módulo micro SD) y de uso de los mismos.

```
#include <Wire.h> // Se cargan las librerías
#include <DS3231.h>
#include <SD.h>
#include <SPI.h>
#define OK 3 // LED que indica el funcionamiento del dispositivo
#define KO 4 // LED que indica un error
#define ON 5 // Interruptor para iniciar/detener el registro de datos
#define pinCS 10 // ChipSelect pin del bus SPI para la SD
#define medidas 116 // Medidas tomadas de tensión e intensidad
#define T 10000 // Cada 10 segundos hace una medida

int c = 0; // Contador de medidas
int v[medidas]; // Diferencia de potencial
int i[medidas]; // Intensidad de corriente

File archivo; // Se crea el objeto del archivo de registro

DS3231 rtc(SDA, SCL); // Comunicación del Real Time Clock, I2C
// DS3231: SDA pin -> Arduino Analog 4 or the dedicated SDA pin
// SCL pin -> Arduino Analog 5 or the dedicated SCL pin

void error() { // Función que avisa de un error haciendo parpadear un LED
  digitalWrite(OK, 0); // Apaga el indicador de registro continuo de datos
  for (int j = 0; j < 30; j++) { // Parpadea 30 veces el led rojo o de aviso
    digitalWrite(KO, 1);
    delay(250);
    digitalWrite(KO, 0);
    delay(250);
  }
  digitalWrite(OK, 1); // Vuelve a encender el led de funcionamiento correcto
}

void setup() {
  //Serial.begin(115200);
  pinMode(pinCS, OUTPUT); // Pin de CS de la SD como salida
  SD.begin(pinCS);
  rtc.begin(); // Inicializa el real time clock
  pinMode(ON, INPUT); // Interruptor de puesta en marcha y paro de medidas
  pinMode(OK, OUTPUT); // Inicia y prueba los LEDs de estado
  pinMode(KO, OUTPUT);
  digitalWrite(KO, 1);
  // Se ejecuta una vez para poner en hora el RTC, luego se pone en comentario
  // rtc.setDOW(THURSDAY); // Día de la semana
  // rtc.setTime(21, 15, 20); // Hora en formato 24h
  // rtc.setDate(2, 4, 2018); // Fecha
  if (SD.begin(pinCS)) { // Inicialización de la SD
    digitalWrite(OK, 1);
  } else {
    error();
  }
  archivo = SD.open("registro.txt", FILE_WRITE); // Si existe, abre el archivo y si no, lo crea
  //FILE_WRITE: Lee y escribe en el archivo
  delay(1200);
  digitalWrite(KO, 0);
}

void guarda_datos(int v[], int i[]) { // Función que guarda las medidas en la SD
  SD.begin(pinCS); // Se inicia la SD de nuevo por si hubiera sido extraída
  archivo = SD.open("registro.txt", FILE_WRITE); // Abre el archivo para escribir
  String DOW = rtc.getDOWStr(FORMAT_SHORT); // Día de la semana
  String fecha = rtc.getDateStr(FORMAT_LONG, FORMAT_BIGENDIAN, '-'); // Fecha
}
```

```

String hora = rtc.getTimeStr(); // Hora con minutos y segundos
if (archivo) {
    for (int c = 0; c < medidas; c++) {
        archivo.print(DOW); // Día de la semana, 3 letras
        archivo.print(",");
        archivo.print(fecha); // yyyy/mm/dd
        archivo.print(" ");
        archivo.print(hora); // hh:mm:ss
        archivo.print(",");
        archivo.print(v[c]); // Tensión
        archivo.print(",");
        archivo.println(i[c]); // Corriente
    }
    archivo.close(); // Guarda las modificaciones y cierra el archivo
}
else {
    error(); // En caso de un error se indican mediante un led rojo
}
}

void loop() {
    if (digitalRead(ON) == 1) {
        digitalWrite(OK, HIGH); // Indicador de funcionamiento
        c = 0;
        while (c < medidas) { // Mide 116 valores de v e i
            v[c] = analogRead(0); // 0 - 1023 = 0 - 5 V; 0.004883 V/bit +- 2 bit
            i[c] = analogRead(1); // 0 y 1 son los pines analógicos de los sensores
            c++;
        }
        guarda_datos(v, i); // Llama a la función de escribir en la SD
        delay(T); // Toma medidas cada T segundos
        if (rtc.getTemp() > 39) { // Exceso de temperatura
            error(); // Avisa con el parpadeo de un led rojo
        }
    }
    else {
        digitalWrite(OK, LOW); // Se apaga el indicador de funcionamiento
        delay(100); // Comprueba cada 100 ms si debe realizar medidas
    }
}
}

```



## Código de Python para la obtención de los datos de REE

Modificado del original proporcionado por Santiago M. Mola en GitHub bajo licencia MIT y explicado en su web, <http://mola.io/2013/08/29/unlocking-data-spain-power-generation/>, en 2013. Se hace uso de librerías que deben estar instaladas sin las cuales el presente código no funciona.

El tiempo total de ejecución para la descarga de los datos desde 2007 hasta 2018 es de 5724 segundos, es decir, una hora y treinta y cinco minutos.

```
# -*- coding: utf-8 -*-
#
# Copyright © 2018 Francisco J. Cifuentes
# Licensed under the MIT License.
#
# Código modificado del original: https://github.com/smola/ree-demanda
#
import time
import logging
t0 = time.time()
logging.basicConfig(level=logging.INFO)

from suds.client import Client

#logging.getLogger('suds.client').setLevel(logging.DEBUG)

DEMANDA_30_SERVICE_WSDL_URL = 'https://demanda.ree.es/WSVisionaV01/wsDemanda30Service?WSDL'
DEMANDA_30_FINO_SERVICE_WSDL_URL = 'https://demanda.ree.es/WSVisionaV01/wsDemanda30FinoService?WSDL'

class REE(object): # Se crea la clase REE

    def __init__(self): # Se inicializa la clase con los siguientes atributos, self (instancia) = copia de la clase
        self._client = Client(DEMANDA_30_SERVICE_WSDL_URL)
        self._clientFino = Client(DEMANDA_30_FINO_SERVICE_WSDL_URL)

    def time_query(self):
        return self._clientFino.service.consultaTiempo() # Tiempo del momento actual para la clave

    def _update_key(self):
        """
        Genera la clave necesaria para el servidor.
        """
        t = self.time_query()
        self._clave = str(int(float(t[5:10])/ 1.307000)) # Construcción de la clave

    def _transform_forecast_programmed_response(self, response): # Predicción de demanda en una lista
        result = []
        for previstaProgramada in response.valoresPrevistaProgramada:
            result.append({
                'programmed': previstaProgramada.programada,
                'forecast': previstaProgramada.prevista,
                'timestamp': previstaProgramada.timeStamp
            })
        return result

    def forecast_programmed(self, fecha): # Previsión programada
        self._update_key()
        return self._transform_forecast_programmed_response(
            self._clientFino.service.prevProgFino(fecha, self._clave)
        )

    def _transform_min_max_values_response(self, response):
```

```

return {
    'min': response.min, # Máxima demanda
    'max': response.max, # Mínima demanda
    'timestamp_min': response.timeStampMin, # Tiempo de la mínima demanda
    'timestamp_max': response.timeStampMax # Tiempo de la máxima demanda
}

def min_max_values(self, fecha):
    self._update_key()
    return self._transform_min_max_values_response(
        self._clientFino.service.valoresMaxMinFino(fecha, self._clave)
    )

def _transform_generation_demand_response(self, response):
    result = []
    for generacionComponentesFino in response.valoresHorariosGeneracion: # Dentro de respon
se.valoresHorariosGeneracion
        result.append({ # accede al valor
de cada elemento
            'carbon': generacionComponentesFino.carbon, # y lo añade a la
lista
            'cicloComb': generacionComponentesFino.cicloComb,
            'cogenResto': generacionComponentesFino.cogenResto,
            'eolica': generacionComponentesFino.eolica,
            'gasFuel': generacionComponentesFino.gasFuel,
            'hidro': generacionComponentesFino.hidro,
            'intercambios': generacionComponentesFino.intercambios,
            'intercambiosCableBal': generacionComponentesFino.intercambiosCableBal,
            'nuclear': generacionComponentesFino.nuclear,
            'solFot': generacionComponentesFino.solFot,
            'solTer': generacionComponentesFino.solTer,
            'solar': generacionComponentesFino.solar,
            'termRenov': generacionComponentesFino.termRenov,
            'demanda': generacionComponentesFino.demanda,
            'timestamp': generacionComponentesFino.timeStamp
        })
    return result

def generation_demand(self, fecha):
    self._update_key()
    return self._transform_generation_demand_response(
        self._client.service.demandaGeneracion30(fecha, self._clave)
    )

if __name__ == '__main__':
    r = REE()
    from datetime import datetime
    from calendar import Calendar
    from itertools import chain
    import json
    import os
    import os.path
    import csv

    if not os.path.exists('data'):
        os.mkdir('data')

    generationDemandWriter = csv.DictWriter(open('gen_dem.csv', 'w'), ['timestamp', 'demanda'
, 'forecast', 'programmed', 'nuclear', 'carbon', 'gasFuel', 'cicloComb', 'hidro', 'solFot',
'solTer', 'solar', 'cogenResto', 'termRenov', 'eolica', 'intercambiosCableBal', 'intercambios'
])
    generationDemandWriter.writeheader() # Escribe lo anterior en el encabezado del .csv

    all_data = {}

    now = datetime.now() # Momento actual
    calendar = Calendar() # Objeto calendario

```

```
for year in range(2007, now.year + 1): # Recorre los históricos
    for date in filter(lambda x: x.year == year, chain(*chain(*calendar.yeardatescalendar(y
ear, 12)[0]))):
        if datetime(date.year, date.month, date.day) > now:
            break
        d = date.strftime('%Y-%m-%d') # Fecha en formato YYYY-MM-DD

        filename = 'data/gen_dema_%s.json' % d # Generación y demanda
        if not os.path.exists(filename):
            data = r.generation_demand(d)
            json.dump(data, open(filename, 'w'))
        else:
            data = json.load(open(filename, 'r'))
            for datum in data:
                if datum['timestamp'] not in all_data:
                    all_data[datum['timestamp']] = datum

        filename = 'data/forecast_programmed_%s.json' % d # Forecast
        if not os.path.exists(filename):
            data = r.forecast_programmed(d)
            json.dump(data, open(filename, 'w'))
        else:
            data = json.load(open(filename, 'r'))
            for datum in data:
                if datum['timestamp'] in all_data:
                    all_data[datum['timestamp']]['forecast'] = datum['forecast']
                    all_data[datum['timestamp']]['programmed'] = datum['programmed']

for timestamp in sorted(all_data.keys(), key=lambda key: datetime.strptime(key.replace('A',
''), '%Y-%m-%d %H:%M')):
    generationDemandWriter.writerow(all_data[timestamp])

print('Tiempo total de ejecución: ', round(time.time()-t0,2), ' segundos \n')
```

## Código de MATLAB® para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub>

Este código calcula las emisiones de CO<sub>2</sub> a partir de los datos almacenados en dos ficheros: gen\_dem.csv, que contiene los referentes a la demanda eléctrica a nivel nacional, y registro.txt, que contiene los valores guardados asociados a la demanda del ordenador personal utilizado.

### Inicialización de las variables e importación de datos eléctricos

Se importan los datos de generación de energía eléctrica durante el periodo de interés, así como los valores registrados mediante Arduino.

```
clear all % Limpieza del espacio de trabajo
close all
clc

[timestamp,demanda,nuclear,carbon,gasFuel,cicloComb,cogenResto] =
importarGen("gen_dem.csv"); % Generación eléctrica
[DOW,fecha,v,i] = importarDemanda("registro.TXT"); % Demanda eléctrica proyecto
```

### Tratamiento de los datos

Se buscan valores perdidos o que no son un número y se sustituyen por una interpolación lineal o el elemento siguiente en caso de texto.

```
demanda = fillmissing(demanda, 'linear');
nuclear = fillmissing(nuclear, 'linear');
carbon = fillmissing(nuclear, 'linear');
gasFuel = fillmissing(gasFuel, 'linear');
cicloComb = fillmissing(cicloComb, 'linear');
cogenResto = fillmissing(cogenResto, 'linear');

timestamp =
timetable(timestamp,demanda,nuclear,carbon,gasFuel,cicloComb,cogenResto);
if ~issorted(timestamp)
    timestamp = sortrows(timestamp); % Ordena las filas cronológicamente
    timestamp = unique(timestamp); % Quita las filas duplicadas
end
if ~isregular(timestamp)
    timestamp = retime(timestamp,'regular','linear','TimeStep',minutes(10));
end

demanda = timestamp.demanda;
nuclear = timestamp.nuclear;
carbon = timestamp.carbon;
gasFuel = timestamp.gasFuel;
cicloComb = timestamp.cicloComb;
cogenResto = timestamp.cogenResto;
timestamp = timestamp.timestamp;

DOW = fillmissing(DOW, 'next');
fecha = fillmissing(fecha, 'next');
v = fillmissing(v, 'linear');
i = fillmissing(i, 'linear');
```

### Recuperación de los datos originales y potencia instantánea

En este apartado se manipulan los datos para obtener los valores de las variables eléctricas correspondientes y la potencia media de cada medida

```
V = []; I = []; P = []; tiempo = datetime(); n = 0; v_aux = [];

fecha_aux = datetime(); i_aux = []; DOW_aux = []; Vrms = []; Irms = [];
medidas = round(length(fecha)/116); % Grupos de medidas con 116 valores cada uno

for j=1:medidas % Calcula la potencia activa consumida a partir de cada medida
    dist = [];
    n = n + 1;
    if n < length(fecha)
        while fecha(n) == fecha(n+1) % Dentro de cada grupo calcula las diferencias
            if n+115 <= length(fecha) % Crea los vectores de valores de trabajo
                if fecha(n) == fecha(n+115) % No usa los 2 primeros ni
                    v_aux = v(n+2:n+113); % los 2 últimos valores
                    fecha_aux= fecha(n+2:n+113);
                    i_aux = i(n+2:n+113);
                    DOW_aux = DOW(n+2:n+113);
                    v_flip = flip(v_aux); % Vector de medidas de tensión volteado
                    dv = abs(v_aux - v_flip); % Diferencia absoluta entre el valor
                    real y el revertido
                end
            end
            n = n + 1; % Último valor de la serie de cada medida
            if n >= length(fecha)
                break % Evita calcular la fecha de índice mayor a su tamaño
            end
        end
    end
    [val,ind] = mink(dv,15); % Las 15 diferencias más pequeñas y sus índices
    for h = 1:length(ind) % Para cada valor de los mínimos
        for m = 1:length(ind) % Se calculan las distancias entre los demás
            dist(m,h) = ind(m) - ind(h);
        end
    end
end

% El inicio es el valor de menor error que está a más de 85 valores de otro mínimo
c = 1; n_max = 101; n_min = 1;
for h = 1:length(ind) % Recorre la matriz buscando el primer valor > 85
    for m = 1:length(ind)
        if dist(h,m) > 85 %Si cumple los requisitos
            n_max = ind(h); % guarda las posiciones
            n_min = ind(m);
            c = 0;
            break % Sale del bucle
        end
    end
    if c == 0 % Sale del bucle
        break
    end
end

tiempo(j,1) = fecha_aux(1); % Nuevo vector de tiempo para las potencias
V = (v_aux(n_min:n_max) -
mean(v_aux(n_min:n_max)))*5/1024*(450+(4900*3.3)/(4900+3.3))/((4900*3.3)/(4900+3.3)
)*1.027; % Se centran en 0
Vrms(j) = rms(V);
```

```

I = (i_aux(n_min:n_max) - mean(i_aux(n_min:n_max)))*30/1024*0.8562; % y se
recuperan las magnitudes originales
Irms(j) =rms(I);
P(j) = dot(V,I.)/length(V); % Potencia activa en W: 1/T * SUMA{j = 1...T,
V(j)*I(j) }
end

S = Vrms.*Irms; % Potencia aparente en VA
fp = P./S; % Factor de potencia considerando potencia de distorsión nula

```

### Visualización de la demanda eléctrica medida

```

figure('Name','Potencia instantánea','NumberTitle','off');
plot(tiempo,P,'r');
title('Potencia activa demandada por el PC')
xlabel('Tiempo')
ylabel('Potencia activa en W')

```

### Cálculo de la demanda eléctrica y consumo diezminutal

En este apartado se trabajan los datos ya tratados y se agrupan todos en intervalos de diez minutos (el menor posible).

```

s = 0; p = []; e = 0; ni = 0; nf = 0; j = 0;
fecha_m = datetime(); % Nuevo vector de fechas diezminutales
for n=1:length(tiempo)-1 % Para todos los valores, dentro de los mismos 10 min
    if
        (tiempo.Day(n)==tiempo.Day(n+1)) && (tiempo.Hour(n)==tiempo.Hour(n+1)) && (fix(tiempo.M
minute(n)/10)==fix(tiempo.Minute(n+1)/10))
            s = s + 1;
        end
        if (fix(tiempo.Minute(n)/10) ~= fix(tiempo.Minute(n+1)/10)) | (n ==
length(tiempo)-1) % Cambio de decena o final de secuencia
            nf = n; % Final del intervalo de integración
            ni = n - s + 1; % Inicio del intervalo de integración
            while ni <= nf-1 % Energía en cada intervalo de 10 min
                if tiempo(ni+1)-tiempo(ni) > duration(0,0,50) % Si hay más de 50 s
entre medidas se considera el dispositivo apagado
                    nada = 1; % Parte la integral y sigue con el valor siguiente
                else ni ~= nf - 1
                    e = e + 0.5*(P(ni) + P(ni+1))*(tiempo(ni+1)-tiempo(ni)); % Energía
                end
                ni = ni + 1; % Siguiete valor
            end
            j = j + 1;
            fecha_m(j) =
datetime([tiempo.Year(nf), tiempo.Month(nf), tiempo.Day(nf), tiempo.Hour(nf), fix(tiemp
o.Minute(nf)/10)*10+10,0]); %Fecha de 10 min en 10 min
            p(j) = (e + duration(0,0,1)*0.0001)/duration(0,10,0); % Potencia media
diezminutal en W
            s = 0; % La baja duración en el numerador es para evitar el error si e = 0
            e = 0;
        end
    end
consumo = p./6; % Energía diezminutal en Wh

```

## Cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub>

Ahora se calculan las emisiones de CO<sub>2</sub> nacionales a partir del mix energético y sus factores de emisión asociados (extraídos del Anexo I. Unidades y factores de conversión del [Plan de Energías Renovables 2005-2010](#) elaborado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital del Gobierno de España.

```

%Factores de emisión de CO2 de cada tipo de central (en tCO2/MWh)
fCO2carbon = 0.961; % Central de carbón
fCO2cicloComb = 0.372; % Central de ciclo combinado
fCO2cogenResto = 0.27; % Central de cogeneración
fCO2gasFuel = 0.7; % Central de fuel/gas
emisiones = zeros(length(demanda),1); % Vector columna de ceros

for j=1:length(demanda) % Emisiones de CO2 diezminutales
    emisiones(j) =
    (fCO2carbon*carbon(j)+fCO2cicloComb*cicloComb(j)+fCO2cogenResto*cogenResto(j)+fCO2gasFuel*gasFuel(j))/6; % 10 min / 1 h = 10 min / 60 min = 1/6
end

% Gráfica de las emisiones nacionales en tCO2
figure('Name', 'Emisiones en España','NumberTitle','off');
plot(timestamp,emisiones);
title('Evolución de las emisiones de CO_2 de origen energético en España');
grid on; xlabel('Tiempo'); ylabel('Emisiones en tCO_2');

% Cálculo de las emisiones diezminutales de CO2 correspondientes al proyecto
emisionesProyecto = []; emisionesAcumuladas = []; m = 1;
for j = 1:length(p) % Durante la duración del proyecto
    for k = m:length(timestamp) % Recorre las fechas de los datos de REE
        if timestamp(j) == fecha_m(j) % Si la fecha es la misma hace el cálculo
            emisionesProyecto(j) = emisiones(j)*p(j)/demanda(j)*10^(-3); % en kgCO2
            m = k + 1; % Empieza la siguiente interacción desde la siguiente fecha
            break % Termina la búsqueda de la fecha j y pasa a la siguiente
        end
    end
end

% Cálculo de las emisiones acumuladas
emisionesAcumuladas(1) = emisionesProyecto(1);
for j = 1:length(emisionesProyecto)-1 % Cálculo de las emisiones acumuladas
    emisionesAcumuladas(j+1) = emisionesAcumuladas(j) + emisionesProyecto(j+1);
end
emisionesTotales = sum(emisionesProyecto); % Valor total en kg de CO2

% Gráfica de las emisiones de CO2 instantáneas y acumuladas
figure('Name', 'Emisiones del proyecto','NumberTitle','off');
scatter(fecha_m,emisionesProyecto*1000);
title('Emisiones de CO_2 causadas por el proyecto');
grid on; xlabel('Tiempo');
ylabel('Emisiones instantáneas en gramos de CO_2'); yyaxis right;
plot(fecha_m,emisionesAcumuladas)
ylabel('Emisiones en kg de CO_2 acumuladas')
    
```



## Código de MATLAB® para la descarga de datos meteorológicos

El tiempo total de ejecución de este script es de 198 segundos o 3,3 minutos.

```

estacion = "10046"; % Código de la estación meteorológica
%http://ww2.meteogalicia.gal/galego/observacion/estacions/estacionsHistorico.asp?N
est=10046&red=102&tiporede=automaticas&idprov=0

% Fechas disponibles para la descarga
fechas = (datetime("2007-09-01","InputFormat","yyyy-MM-
dd"):calmonths(1):datetime("2018-04-01","InputFormat","yyyy-MM-dd"));

% Código de los parámetros
rad = "1061"; viento = "25"; temp = "29";
dirviento = "26"; lluvia = "27"; sdviento = "1750";

disp('Descargando datos meteorológicos...');
parfor h = 1:length(fechas)-1 % Se divide el bucle entre los núcleos del PC
    descargaVariable(rad,"rad",fechas(h),fechas(h+1),estacion);
    descargaVariable(viento,"viento",fechas(h),fechas(h+1),estacion)
    descargaVariable(temp,"temp",fechas(h),fechas(h+1),estacion)
    descargaVariable(dirviento,"dirviento",fechas(h),fechas(h+1),estacion)
    descargaVariable(lluvia,"lluvia",fechas(h),fechas(h+1),estacion)
    descargaVariable(sdviento,"sdviento",fechas(h),fechas(h+1),estacion)
end
disp('Descarga de datos meteorológicos finalizada');

disp('Cambiano la coma por el punto para el indicador decimal...');
parfor h = 1:length(fechas)-1 % Se cambia la coma por el punto para el decimal
    coma_por_punto("viento",fechas(h));
    coma_por_punto("temp",fechas(h));
    coma_por_punto("lluvia",fechas(h));
    coma_por_punto("sdviento",fechas(h));
end
disp('Proceso completado!');

% Funciones
function coma_por_punto(variable,fecha) % Cambia el indicador decimal de coma por
un punto
    nombre = strcat(variable,datestr(fecha,"mm-yyyy"),'.txt');
    data = fileread(nombre);
    data = strrep(data,',','.');
    file = fopen(nombre,'w');
    fwrite(file,data,'char');
    fclose(file);
end
function descargaVariable(variable,nombre,inicio,fin,estacion) % Descarga de datos
meteorológicos
    url =
[ strcat("http://ww2.meteogalicia.gal/galego/observacion/estacions/historicosAtxt/D
atosHistoricosTaboas_dezminutalAFicheiro.asp?est=",estacion,"&param=",variable,"&da
tal=",datestr(inicio,"dd/mm/yyyy"),"&data2=",datestr(fin,"dd/mm/yyyy"))]; %
Dirección de descarga
    websave(strcat(nombre,datestr(inicio,"mm-
yyyy"),'.txt'),url,weboptions('Timeout',65)); % Descarga del archivo
end

```