



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Desarrollo de una herramienta de simulación
para el estudio de integración de las energías
renovables en la red de transporte

Development of a simulation tool for the study
of the integration of renewable energies in the
transmission grid

Autor/es

Pablo Fernández García

Director/es

María Paz Comech Moreno

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
2024

Desarrollo de una herramienta de simulación para el estudio de integración de las energías renovables en la red de transporte

RESUMEN

La integración de las energías renovables en la red hace necesario el análisis técnico y económico desde la generación hasta el transporte. Además, la transición energética que se está produciendo hoy en día con la electrificación de la economía plantea innumerables retos que requieren ser estudiados.

El objetivo principal del presente trabajo consiste en desarrollar una herramienta que permita analizar sistemas eléctricos completos para ser usada en el análisis de la integración de las energías renovables en la red. Para ello, se dota a la herramienta de capacidad de análisis instantáneo de la generación en función del recurso existente y la localización para cada uno de los tipos de generación. Por medio de la herramienta se puede obtener la tensión de cada nudo, los flujos de cargas de cada línea, las pérdidas del sistema, así como valores totales resumen de la generación, entre otras muchas variables. Este método permite obtener una parametrización completa del funcionamiento de la red.

Por medio del uso de redes neuronales se realiza la predicción del precio de la energía en todos los escenarios estudiados, permitiendo la obtención de estudios de rentabilidad de todos los parques renovables. Trabajos como el presente buscan seguir analizando la integración de las renovables en las redes eléctricas para hacer frente a la electrificación de la sociedad de una manera respetuosa con el medio ambiente.

Por último, se ha realizado un estudio sobre la evolución de la generación sobre la Biorregión Cantábrica-Mediterránea, modelando parte de la Red de Transporte Española. Dicha región cuenta con un gran recurso renovable para ser explotado. Esta zona ha sido sometida a distintos escenarios para analizar la evolución de la generación y poder compararlos entre sí ante distintos supuestos.

Del trabajo se ha concluido que actualmente existe aún una fuerte dependencia de las de fuentes de generación que usan combustibles fósiles, pero que los parques renovables que se están tramitando en la actualidad suponen un gran avance para lograr una mayor generación sostenible.

Development of a simulation tool for the study of the integration of renewable energies in the transmission grid

ABSTRACT

The integration of renewable energies into the grid requires technical and economic analysis from generation to transmission. In addition, the energy transition that is taking place today with the electrification of the economy poses innumerable challenges that need to be studied.

The main objective of this work is to develop a tool that allows the analysis of complete electricity systems to be used in the analysis of the integration of renewable energies into the grid. To this end, the tool is provided with the capacity for instantaneous analysis of generation according to the existing resource and the location for each of the types of generation. The tool can be used to obtain the voltage of each node, the load flows of each line, system losses, as well as total summary values of generation, among many other variables. This method allows a complete parameterization of the operation of the network's operation.

Neural networks are used to predict the price of energy in all the scenarios studied, making it possible to obtain profitability studies for all the renewable energy farms. Works such as the present one seek to continue analyzing the integration of renewables into electricity grids to tackle the electrification of society in an environmentally friendly manner.

Finally, a study has been carried out on the evolution of generation in the Cantabrian-Mediterranean Bioregion, modeling part of the Spanish transmission grid. This region has a large renewable resource to be exploited. Different scenarios have been applied to analyze the evolution of generations and compare them under different assumptions.

The study concluded that nowadays there is still a strong dependence on fossil fuel generation sources, but that the renewable energy farms under development represent a major step forward in achieving greater sustainable generation.

Índice general

Resumen	I
Abstract	II
Índice general	III
Índice de figuras	VI
Índice de tablas	VIII
Índice de símbolos	1
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Alcance	2
2. Antecedentes	4
2.1. Librería cálculo	4
2.2. Normativa sector energético	5
2.3. Biorregión cantábrica-mediterránea	7
3. Herramienta de simulación	9

3.1.	Definición de una red	9
3.1.1.	Nodos	10
3.1.2.	Generadores	11
3.1.3.	Líneas	15
3.1.4.	Compensadores de reactiva	16
3.1.5.	Transformadores	16
3.2.	Importador de datos de la red	17
3.3.	Casación de energía	20
3.4.	Resolución red	23
3.5.	Predicción económica	23
3.5.1.	Datos de entrada y salida	23
3.5.2.	Datos de entrenamiento	24
3.5.3.	Estructura de la red	25
3.5.4.	Resultados entrenamiento	25
3.6.	Exportación de datos y análisis de resultados	25
4.	Estudio de escenarios	27
4.1.	Definición de escenario base	27
4.1.1.	Red electrica	27
4.1.2.	Generadores	29
4.2.	Definición de escenarios	30
4.2.1.	Escenario 1 - Caso inicial	30
4.2.2.	Escenario 2 - Sequías	31
4.2.3.	Escenario 3 - Instalaciones renovables en tramitación	31
4.2.4.	Escenario 4 - Consumo nocturno	32

4.3.	Análisis de resultados	32
4.3.1.	Análisis de los aspectos técnicos	33
4.3.2.	Análisis económico	39
5.	Conclusiones	44
5.1.	Líneas futuras	45
A.	Anexos	46
A.1.	Modelos eléctricos	46
A.1.1.	Líneas eléctricas	46
A.1.2.	Transformadores	47
A.2.	Instalaciones renovables en tramitación en Aragón	50
A.3.	Pantallas resumen - POWER BI	54
A.3.1.	Resumen inicial	54
A.3.2.	Desglose energía	54
A.3.3.	Balance económico	55
A.3.4.	Análisis generadores	56
A.4.	Fuentes de datos	57
A.4.1.	OMIE - Operador de Mercado Ibérico de Energía	57
A.4.2.	Datos de generadores y líneas	58
A.4.3.	Datos climatológicos	58
	Bibliografía	59

Índice de figuras

2.1. Perfil P-Q/Pmax de un módulo de parque eléctrico tipo D [1]	6
2.2. Porcentaje de energía renovable generada respecto a la energía demanda total de cada comunidad [2]	8
2.3. Coeficiente de biorregión equivalente [2]	8
3.1. Componentes base de un escenario simulado	10
3.2. Esquema de la generación fotovoltaica [3]	12
3.3. Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador de 1,65 MW nominales [4]	13
3.4. Comparación de la energía generada por el conjunto de parques imagen 3.5	14
3.5. Ejemplo de poligonales de parques eólicos, con los aerogeneradores y centroides	14
3.6. Modelo de transformador implementado	17
3.7. Ejemplo de la división de Voronoi aplicada a la comunidad de Aragón . . .	19
3.8. Promedio horario de consumo en Aragón del año 2019	20
3.9. Ejemplo de casación de oferta y demanda realizada por OMIE [5]	21
3.10. Ejemplo la relación existente entre generación y demanda en un escenario con balance nulo de energía	22
3.11. Curvas de entrenamiento y aprendizaje de la red neuronal	25
3.11. Ejemplos de las distintas pantallas implementadas en Power BI	26
4.1. Líneas eléctricas planteadas en el escenario	28

4.2.	Superficie de generación de potencia	29
4.3.	Ubicación instalaciones generadores	30
4.4.	Perfil de consumo horario planteado en el escenario 4	32
4.5.	Comparativa de la potencia instalada y energía generada para cada escenario, diferenciando entre tipos de generadores	33
4.6.	Distribución porcentual horaria de la generación en cada escenario en función de la tipología del generador a lo largo de todo el periodo simulado	34
4.7.	Distribución porcentual de la demanda de cada comunidad	37
4.8.	Distribución porcentual de la generación en cada escenario en función de la tipología del generador	38
4.9.	Precio horario de la energía para cada escenario	40
4.10.	Relación coste energético y porcentaje renovable	41
4.11.	TIRs resultantes de los balances económicos realizados a cada generador.	42
A.1.	Modelo π de las líneas eléctricas	47
A.2.	Modelo de transformador implementado	48
A.3.	Pantalla Inicial - Visualización Power BI	54
A.4.	Pantalla Desglose Energía - Visualización Power BI	55
A.5.	Pantalla Balance Económico - Visualización Power BI	55
A.6.	Pantalla Generadores - Visualización Power BI	56

Índice de tablas

3.1. Variables correspondientes al elemento tipo nodo	11
3.2. Variables correspondientes al elemento base de tipo generador	11
3.3. Variables correspondientes al elemento tipo línea	16
3.4. Variables correspondientes al elemento tipo compensación de reactiva . . .	16
3.5. Variables correspondientes al elemento tipo transformador	17
3.6. Ejemplo de tabla de ofertas ordenadas	21
3.7. Variables manejadas en la red neuronal	24
4.1. Precio de oferta medio utilizado para la casación del sistema	29
4.2. Escenario 1 - Potencia instalada	31
4.3. Escenario 2 - Potencia instalada	31
4.4. Escenario 3 - Potencia instalada	32
4.5. Ratio entre energía inyectada y energía disponible total	35
4.6. Porcentaje de generación renovable	36
4.7. Horas equivalentes resultantes	36
4.8. Pérdidas obtenidas totales y porcentaje respecto a la demanda total	39
4.9. Pérdidas totales y porcentaje respecto a la demanda total de la red de transporte peninsular (REE)	39
4.10. Valores estadísticos de la energía para el coste de la energía	40
4.11. Desglose de costes de parques eólicos y fotovoltaicos	41

4.12. Rentabilidad media anual de los parques eólicos y fotovoltaicos	42
A.1. Variables correspondientes al elemento tipo línea	47
A.2. Variables correspondientes al elemento tipo compensación de reactiva . . .	49
A.3. Parques fotovoltaicos en trámite en Aragón	50
A.4. Parques eólicos en trámite en Aragón	50

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El aumento de la población mundial, la globalización del planeta, unido al avance tecnológico ha producido que década tras década la demanda energética mundial aumente constantemente. Este aumento de velocidad en el desarrollo de la sociedad ha propiciado un consumo más intensivo de los recursos naturales del planeta. Hasta este momento, las fuentes de energía más utilizadas a nivel mundial han sido de origen fósil, siendo las mayores utilizadas el carbón, el petróleo y el gas natural. Desde el siglo XVIII, las emisiones de agentes contaminantes a la atmósfera han tenido un aumento exponencial, y estamos comenzando a observar las consecuencias climáticas de estas emisiones, como por ejemplo, el aumento considerable de la temperatura media mundial. A lo largo de los últimos años, se han realizado diferentes cumbres climáticas donde se busca debatir y proponer medidas para paliar la problemática de la dependencia de la sociedad de las fuentes de energía no renovables, y así disminuir la contaminación emitida.

En este marco, en las últimas décadas ha surgido un movimiento para intentar cambiar el modelo energético mundial con una transición energética sustituyendo las centrales eléctricas convencionales por unidades de generación renovables. Existen multitud de objetivos que buscan abandonar gradualmente el uso de combustibles fósiles y trasladar el foco a la inversión en tecnologías limpias. Un ejemplo de ello es el "*Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*" [6] publicado por el Gobierno de España. En el se recogen los principales objetivos energéticos a adquirir para el año 2030, como por ejemplo como la generación de un 74 % de la energía desde fuentes renovables, o también la reducción de un 15 % de la dependencia del exterior.

Sin embargo, esta transición energética presenta una serie de desafíos, ya que el paradigma de generación cambia por completo. La gestionabilidad de las centrales eléctricas convencionales permite una operación en tiempo real modificando la generación en función

de la demanda de la red. Sin embargo, las fuentes de generación renovables se corresponden con recursos no gestionables, donde únicamente se podrá producir en función de la cantidad de recurso que haya disponible. Ante esta situación, se plantean diferentes retos en la red, donde para asegurar la estabilidad de esta será necesario contar un portfolio de generación distribuido e incluso valorar posibilidades de almacenamiento.

En este contexto surge la motivación del presente trabajo, donde se busca, por medio del desarrollo de una herramienta de cálculo, el estudio de una parte de la red de transporte española para extraer conclusiones sobre la estructura de la generación ante distintos escenarios.

1.2. Objetivos

Con el objeto de realizar las diferentes simulaciones, se ha dividido el trabajo principal en tres partes principales.

En primer lugar, se ha desarrollado una herramienta que permite estudiar redes eléctricas con diferentes generadores y cargas. Los generadores implementados tendrán cada uno su propia modelización en función de la tipología de este. Como los generadores de origen renovable cuentan con una variabilidad de generación muy grande debido a la dependencia de la existencia o no de recurso, se ha introducido la obtención de la energía generada en función de las condiciones climatológicas reales del instante analizado teniendo en cuenta la localización del generador, lo que permite la obtención de perfiles de energía producida más fidedignos.

En segundo lugar, una vez la herramienta ha sido desarrollada se plantean una serie de escenarios los cuales serán simulados para obtener la respuesta de la red ante diferentes supuestos. El objetivo principal de esta parte radica en la obtención de conclusiones de cómo se vería afectada la estructura de generación de la red, consiguiendo como resultados la evolución de todos los parámetros del sistema, tales como tensión, flujo de cargas, etc...

Por último, se ha querido incluir la variable económica. Se ha buscado estimar el precio de la energía para poder extraer conclusiones acerca de la rentabilidad que los diferentes parques de generación presentan. De esta manera se podrá evaluar el interés con el que cuenta este sector para los inversores, y además poder predecir el comportamiento del precio de la energía en función de cada caso.

1.3. Alcance

Para cumplir con estos los objetivos se ha dividido el trabajo en dos partes. En primer lugar, se ha desarrollado la herramienta de simulación, donde han existido una serie de

tareas principales:

- Modelización de los elementos que conforman la red
- Selección de librería de cálculo de la red
- Conexión con bases de datos climatológicas
- Importación automática de escenarios
- Desarrollo de algoritmo de cálculo
- Desarrollo de red neuronal para estimación de coste
- Representación en Power Bi

Una vez la herramienta ha sido desarrollada, se procede al análisis de la red. Para ello, se ha modelado una parte de la red de transporte, compuesta por la biorregión Cantábrica-Mediterránea, introduciendo tanto líneas eléctricas como subestaciones y generadores. Para ello, se han obtenido cálculos de 4 escenarios distintos:

- Escenario actual sin modificaciones
- Escenario sin generación hidráulica debido a sequías
- Escenario con los parques eólicos y fotovoltaicos en trámite en la comunidad de Aragón
- Escenario con un aumento de la demanda nocturna por electrificación del transporte

Capítulo 2

Antecedentes

El desarrollo del presente trabajo ha consistido en el diseño de una herramienta para la simulación de diferentes redes. Para su realización se han estudiado diferentes sistemas y normativas para que el sistema implementando sea lo más realista posible.

2.1. Librería cálculo

Para llevar a cabo la resolución de los diferentes entornos planteados se ha utilizado la librería *Pandapower*[7]. Esta librería desarrolla los métodos de cálculo de redes y permite la resolución matemática de los problemas de flujos de carga por medio del método de Newton-Raphson. Pese a la existencia de otros métodos, como por ejemplo Gauss-Seidel, se ha optado por este debido a su robustez y mayor eficiencia. El algoritmo de Newton-Raphson se basa en las ecuaciones 2.1.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_q^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\delta P_2^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta P_2^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta P_2^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta P_2^{(k)}}{\delta \delta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\delta P_n^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta P_n^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta P_n^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta P_n^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta P_n^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta P_n^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta P_n^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta P_n^{(k)}}{\delta \delta_n} \\ \frac{\delta Q_2^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta Q_2^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta Q_2^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta Q_2^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta Q_2^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta Q_2^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta Q_2^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta Q_2^{(k)}}{\delta \delta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\delta Q_q^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta Q_q^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta Q_q^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta Q_q^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta Q_q^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta Q_q^{(k)}}{\delta \delta_n} & \frac{\delta Q_q^{(k)}}{\delta \sigma_2} \dots \frac{\delta Q_q^{(k)}}{\delta \delta_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \sigma_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \sigma_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_q^{(k)}| \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

La librería cuenta con dos módulos, uno de sistemas modelados y otros de análisis. En el primero, se recogen los modelos eléctricos de los distintos componentes que conforman una red, e incluso una base de datos con sistemas estándar ya parametrizados que permitirían una fácil inicialización de sistemas. Por otro lado, la parte de análisis permite realizar otros cálculos aparte del balance de flujos de carga, tales como la optimización de redes o el cálculo de corrientes de cortocircuito.

Pese al gran abanico de posibilidades que ofrece la librería, en el presente trabajo únicamente se hará uso de la parte que resuelve el problema matemático del flujo de cargas.

En el mercado actual existen otras librerías que permiten realizar cálculos semejantes como por ejemplo PYPOWER, GridCal o MATPOWER, pero se ha optado por esta librería ya que cuenta con una documentación muy desarrollada que permite la comprensión completa del sistema, y una capacidad de adaptación y personalización del sistema que posibilitan realizar cualquier tipo de cálculo eléctrico. Todas las opciones valoradas son herramientas open source, ya que se ha querido optar por librerías utilizables por cualquier persona.

2.2. Normativa sector energético

El marco energético español actualmente está regido por el Real Decreto 1183/2020 [8], de 29 de diciembre, "*de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*". En el año 2020 se emite este Real Decreto que cambia por completo la tramitación de las energías renovables y que sienta las bases de un nuevo procedimiento administrativo para la obtención de todos los permisos para la conexión de nuevos parques de generación a la red de transporte.

Esta normativa también obliga al cumplimiento de los parámetros de conexión establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red [1]. Además de esta norma, con el fin de consensuar diferentes textos existentes, se publicó la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. Este reglamento sienta una serie de requisitos en términos de calidad de energía que los diferentes equipos de generación que estén conectados a la red deben cumplir para asegurar la estabilidad de la misma.

La normativa es muy extensa ya desarrolla muchas condiciones a cumplir. Sin embargo,

en lo que concierne a este trabajo se ha utilizado para conocer los requisitos que impone este reglamento en términos de energía reactiva y factor de potencia. Esta información se recoge en el apartado *2.3.2 Capacidad de potencia reactiva.*, donde en función de la tipología de equipo se establecen una serie de restricciones. A lo largo de toda la normativa se clasifican los módulos de generación de electricidad (MGE) en diferentes tipos, los cuales vienen definidos en función de su capacidad máxima y el nivel de tensión de su punto de conexión. A continuación se recogen los tipos:

- Tipo A: módulos cuyo punto de conexión tenga una tensión nominal inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW.
- Tipo B: módulos cuyo punto de conexión tenga una tensión nominal inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima sea superior a 100 kW e igual o inferior a 5 MW.
- Tipo C: módulos cuyo punto de conexión tenga una tensión nominal inferior a 110kV y cuya capacidad máxima sea superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW.
- Tipo D: módulos cuyo punto de conexión tenga una tensión nominal igual o superior a 110 kV o cuya capacidad máxima sea superior a 50 MW.

A lo largo del presente trabajo se analizan unidades de generación conectadas a la Red de Transporte Española, la cual siempre opera con tensiones superiores a 110 kV, por lo que todos los equipos planteados en este trabajo se corresponden con el Tipo D. Para este tipo de equipos, la orden recoge que la relación potencia inyectada y potencia reactiva deberá estar siempre dentro de la superficie, definida por la curva mostrada en la imagen 2.1.

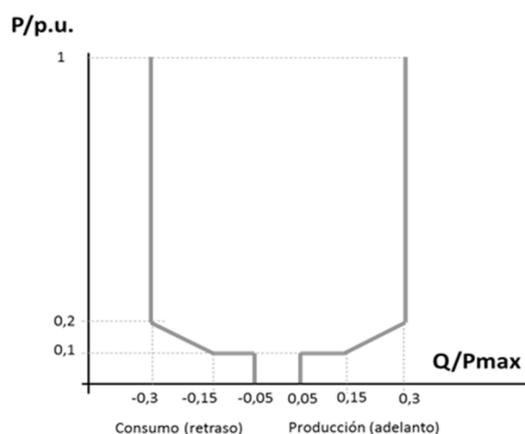


Figura 2.1: Perfil P-Q/Pmax de un módulo de parque eléctrico tipo D [1]

2.3. Biorregión cantábrica-mediterránea

La herramienta desarrollada a lo largo del presente trabajo se va a aplicar en el estudio de la red eléctrica de transporte correspondiente a una serie de comunidades autónomas. La idea de este análisis se ha basado en el trabajo [2], aunque existen otros estudios que desarrollan las mismas regiones [9]. En este texto se puede observar las conclusiones extraídas del análisis realizado sobre la Biorregión Cantábrica-Mediterránea. Esta zona cuenta con los recursos necesarios para funcionar como una única unidad y así hacer frente a la emergencia climática.

La idea de Biorregión surge con el fin de hacer frente a la huella ecológica de las regiones para conseguir una armonía medioambiental y social dentro de la zona. La región analizada está conformada por las comunidades autónomas de Cantabria, País Vasco, La Rioja, Navarra, Aragón, Cataluña, La Comunidad Valenciana y las Islas Baleares, que conforman el 27 % del territorio español y el 40 % de la población del país.

En el año 2018, esta región obtenía un 78 % de la energía final a partir de combustibles fósiles. En este artículo se busca obtener la evolución de la distribución de los consumos en diferentes escenarios, basándose principalmente en el escenario 2030 planteado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [6] y en un escenario en 2050 con una economía con cero emisiones. En el escenario 2030, acorde a lo recogido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [6], se afirma que para ese año se tiene el objetivo de producir el 74 % de la energía de fuentes renovables y reducir un 15 % el consumo de energía final.

El estudio también plantea dos escenarios posibles en función del desarrollo de cada comunidad en lo que concierne a la potencia renovable instalada. Actualmente, los parques renovables tienden a situarse en las comunidades con menor densidad de población, caso que es muy drástico en la comunidad de Aragón, seguida de Navarra. Sin embargo, comunidades como Cataluña, País Vasco o La Comunidad Valenciana cuenta con una generación renovable muy inferior. Esta descompensación puede incrementar las desigualdades entre las comunidades generadoras y consumidoras, agravando la despoblación rural. Ante este hecho, el trabajo plantea un escenario siguiendo la tendencia actual, y otro buscando repartición más igualitaria acorde al espacio y población de cada comunidad.

A partir de una serie de indicadores el artículo extrae resultados de cada escenario. En la imagen 2.2 se puede observar la evolución del cociente entre la energía generada de origen renovable y la energía demandada de cada comunidad. Acorde a la tendencia actual, en el año 2030 las comunidades de Aragón, Navarra y la Rioja serían las únicas que generarían más energía de la consumida, donde destaca Aragón que produciría más de 3 veces la energía consumida, siendo el máximo exportador. Por otro lado, en el escenario donde se busca repartir la potencia instalada equitativamente, se puede ver como Aragón no debería evolucionar más en este aspecto, ya que solo tendría que aumentar en un 3 % este ratio, mientras que el resto de comunidades deberían incrementar su potencia

instalada renovable considerablemente.



Figura 2.2: Porcentaje de energía renovable generada respecto a la energía demanda total de cada comunidad [2]

El artículo analizado también desarrolla otro indicador que compara la velocidad de consumo de una región de los recursos naturales y la velocidad de la naturaleza para su generación. Un ratio de uno implicaría que la capacidad de generación de una zona es igual a su consumo, lo que la convierte en una región sostenible. En la imagen 2.3 se puede apreciar los ratios obtenidos en cada escenario, viéndose que las comunidades de País Vasco, Cataluña y la Comunidad Valenciana son las zonas con mayor consumo con el paso de los años, y por tanto las menos sostenibles. Aragón se corresponde con la única zona analizada que en el año 2030 alcanza un ratio unitario. Observando estos resultados se concluye que con la instalación de nuevos parques de generación de origen renovables no es suficiente para ser medioambientalmente sostenible, si no que se requiere realizar un cambio en el consumo energético, destacando los sectores de alimentación.

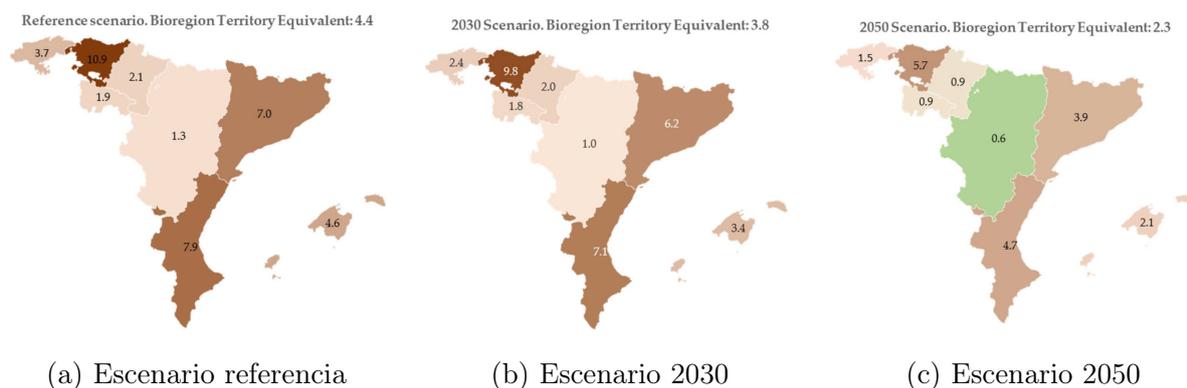


Figura 2.3: Coeficiente de biorregión equivalente [2]

Capítulo 3

Herramienta de simulación

Uno de los objetivos del presente trabajo radica en la simulación de sistemas eléctricos para analizar el comportamiento de los mismos ante distintos escenarios. Con este fin, se ha desarrollado una herramienta que cumpla estos objetivos y permite estudiar la respuesta de la infraestructura de transporte. A lo largo de este capítulo se exponen los fundamentos básicos de la misma.

3.1. Definición de una red

El componente base de cualquier sistema eléctrico simulado con la herramienta se denomina escenario. Este modelo engloba todas las características y subcomponentes del sistema y albergará toda la lógica del sistema. Pese a poder trabajar en otro ámbito de simulaciones, la herramienta está orientada principalmente a trabajar en zonas geográficas reales. Para ello, en la definición del sistema es necesario el establecimiento de las regiones que serán consideradas en la simulación (admite tanto nivel autonómico como provincial).

De cara a poder simular el sistema eléctrico completo, se han definido una serie de componentes base que conforman los distintos elementos básicos de toda red. Por tanto, cualquier escenario estará compuesto por el conjunto de los siguientes elementos:

1. Nodo
2. Generador
3. Línea
4. Compensador de reactiva

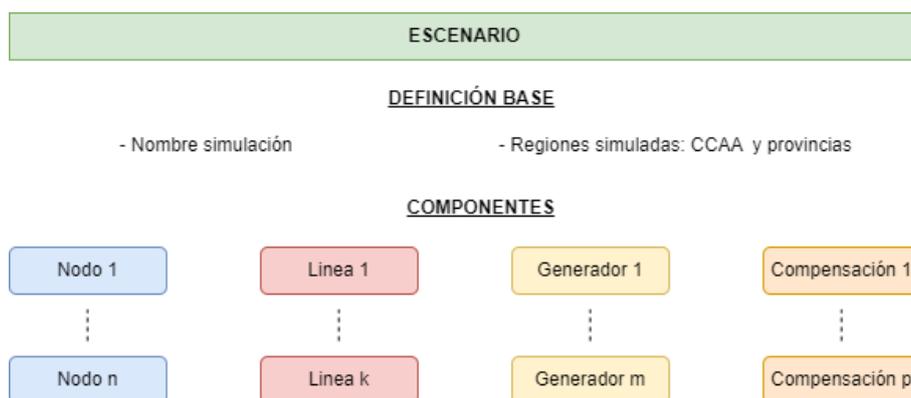


Figura 3.1: Componentes base de un escenario simulado

Por medio de estos 4 elementos se puede de simular de una manera genérica cualquier sistema de la actualidad. A lo largo de esta sección se resume la modelización realizada. En el anexo A.1 se puede observar un desarrollo más detallado de cada uno de los componentes.

3.1.1. Nodos

Uno de los elementos más importantes de la simulación se corresponde con los nodos. Este componente cuenta con la función de emular una subestación eléctrica. Cada instalación será definida en una ubicación concreta, y contará con una demanda asociada (consumo de energía) y una serie de generadores inyectando energía a la red. Además, la subestación podrá contar con distintas posiciones de salida de líneas eléctricas a diferentes tensiones, que permitirá el flujo de energía a lo largo de toda la red. Con esta definición, una vez calculada la red se podrá obtener el balance energético de cada subestación y la tensión resultante.

En las líneas eléctricas de media y larga distancia, se producen caídas de tensión. Este inevitable evento es necesario contrarrestarlo para asegurarse que la tensión se mantiene siempre en el rango de trabajo adecuado en los puntos de conexión. Con ese fin, en las subestaciones modeladas se podrán instalar sistemas de compensación de reactiva que aseguren la consecución de valores adecuados de tensión.

<i>Variables entrada</i>		<i>Variables salida</i>	
Variable	Unidad	Variable	Unidad
Localización	WGS64	Potencia inyectada	MW
Demanda potencia activa	MW	Potencia inyectada	MVAr
Tipología de nodo	PQ o PV	Balance potencia activa	MW
		Balance potencia reactiva	MVAr
		Tensión nudo	kV
		Ángulo tensión nudo	grados

Tabla 3.1: Variables correspondientes al elemento tipo nodo

3.1.2. Generadores

Los generadores reales se conectan cada uno en una subestación concreta, y su energía viaja a través de la red de transporte hasta el consumidor. La mayor parte de la nueva generación instalada hoy en día es energía renovable. Este tipo de generadores, a diferencia de las centrales tradicionales, cuentan con una gran dependencia del recurso existente. Con este fin, se han modelado la generación eólica, fotovoltaica e hidráulica con sus ecuaciones características, y cualquier otro tipo de generador se ha definido como una instalación constante con una potencia nominal asociada.

Cada generador estará situado en una ubicación concreta, y a través de ella se podrá obtener la energía disponible instantánea. Tras la casación de la oferta y la demanda y la simulación del sistema, se obtiene la energía total inyectada por el generador. En la tabla 3.2 se puede observar las variables comunes a cualquier tipo generador. A continuación se detallan las variables de entrada y salida comunes a todos los generadores (tabla 3.2).

<i>Variables entrada</i>		<i>Variables salida</i>	
Variable	Unidad	Variable	Unidad
Localización	WGS64	Potencia inyectada	MWh
Tipología	MW		
Almacenamiento	MWh		
Energía disponible	MWh		

Tabla 3.2: Variables correspondientes al elemento base de tipo generador

Generador fotovoltaico

Los generadores solares fotovoltaicos son aquellos sistemas que son capaces de convertir la energía solar en electricidad. Se fundamenta en el efecto fotoeléctrico ocasionado por la unión PN de elementos semiconductores. La energía portada en la radiación solar es

capaz de ocasionar el salto de los electrones entre bandas, lo que ocasiona la circulación de una corriente eléctrica continua que posteriormente es transformada en corriente alterna en los inversores. Esta energía renovable es una de las principalmente explotadas en el territorio español gracias a la gran disponibilidad de recurso. En la imagen 3.2 se puede observar el esquema básico de generación de los generadores fotovoltaicos.

La generación del parque fotovoltaico se calcula a través de las ecuaciones 3.1 y 3.2 [10], por medio de la definición de las variables características del módulo fotovoltaico ($TONC$, $P_{N,STC}$, G_{STC} y γ). La simulación tendrá lugar en un intervalo de tiempo determinado, y al tener la ubicación real de la instalación, haciendo uso de la base de datos del sistema de la información fotovoltaica geográfica de la comisión europea [11] se obtendrán los valores de radiación y temperatura ambiente para cada instante. Con ellos se obtendrá la potencia instantánea disponible en cada instalación

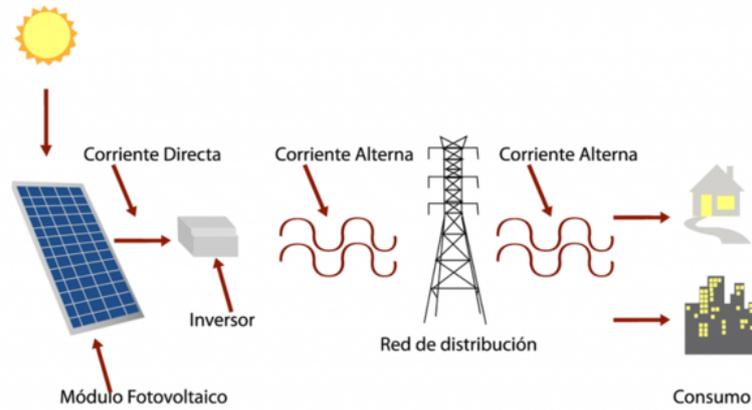


Figura 3.2: Esquema de la generación fotovoltaica [3]

$$T_{celda} = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot G \quad (3.1)$$

$$P_{generada} = P_{N,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 - \gamma \cdot (T_{celda} - 25)) \quad (3.2)$$

Generador eólico

Una de las fuentes de energía renovable más importantes en la actualidad se corresponde con la energía eólica. Tiene su origen en el aprovechamiento de la energía cinética producida por corrientes de aire debido a diferencias de presión. Existen distintas tipologías de aerogenerador, pero el más extendido es el de eje horizontal de tres palas.

La energía producida por un generador eólico es proporcional a la velocidad del aire al cubo, por lo que cualquier aumento de velocidad hace que la energía se eleve considerablemente. Para realizar el modelado de esta fuente de energía en primer lugar es necesario obtener la curva de potencia del aerogenerador, la cual relaciona la velocidad del viento con la potencia generada.

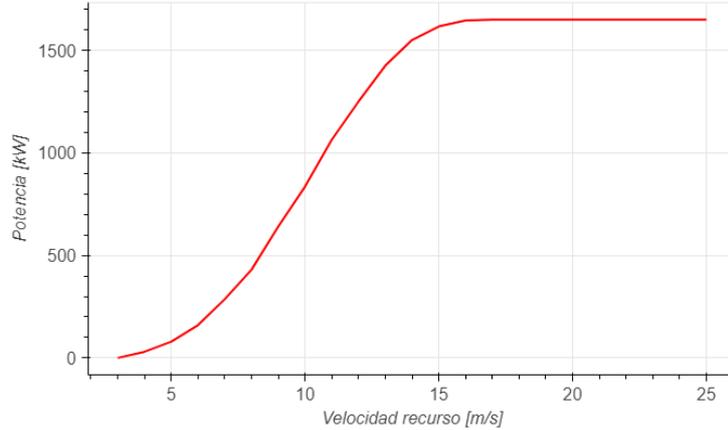


Figura 3.3: Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador de 1,65 MW nominales [4]

Esta curva de potencia utiliza como base la velocidad del viento a la altura del buje, la cual es variable en función del modelo del aerogenerador. Cuanto mayor es la altura del buje mayor es la velocidad del viento. Para caracterizar la evolución de la velocidad con la altura se utiliza la ecuación 3.3 [12]. Cada ubicación esta caracterizada a partir del coeficiente de rugosidad (z_0). La herramienta, a través de los datos históricos de velocidad de viento a distintas alturas, será capaz de definir este coeficiente automáticamente.

$$\ln(z_0) = \frac{v(z_1) \cdot \ln(z_2) - v(z_2) \cdot \ln(z_1)}{v(z_1) - v(z_2)} \quad (3.3)$$

La base de datos origen de la velocidad de viento es el proyecto de la NASA "*The POWER Project*"[13], que proporciona datos meteorológicos históricos. Esta plataforma proporciona la velocidad de viento diaria a una altura de 10 metros y 50 metros. Con el intervalo temporal obtenido se obtienen los valores medios y se calcula la rugosidad del punto estudiado. Una vez se tiene esta parametrización ya se puede obtener la velocidad en cada instante de tiempo.

A la hora de implementar el modelo en la herramienta, se han incluido dos tipos diferentes de cálculo del parque eólico. Por un lado, se podrían simular todos los aerogeneradores de manera individual e independiente. Otra posibilidad sería aproximar el cálculo suponiendo que todos los aerogeneradores están en el centroide de la poligonal del parque. Esta metodología aligera el coste computacional requerido para ejecutar el cálculo del parque de manera considerable. En la imagen 3.4 se puede observar la energía generada por los parques de la figura 3.5 calculados a lo largo del tiempo por ambos métodos. Se

puede concluir que se trata de una buena aproximación que aligera notablemente el coste computacional.

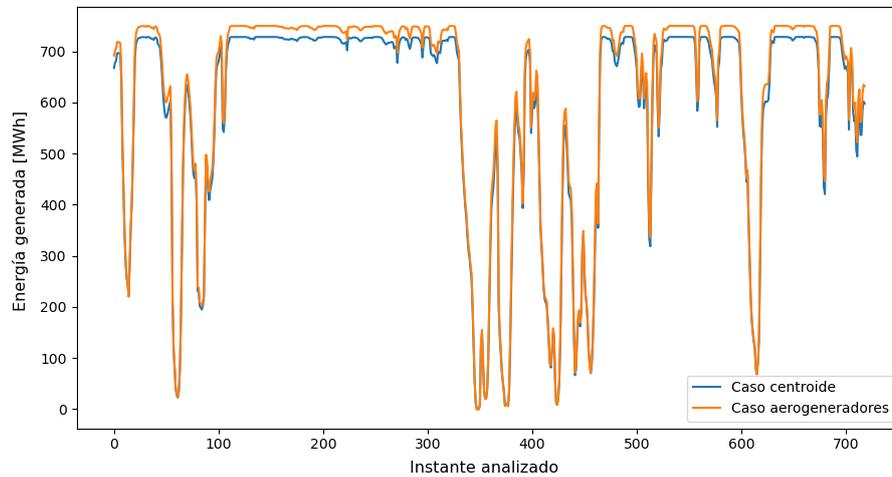


Figura 3.4: Comparación de la energía generada por el conjunto de parques imagen 3.5



Figura 3.5: Ejemplo de poligonales de parques eólicos, con los aerogeneradores y centroides

Generadores hidráulicos

En último lugar, se han modelado las centrales hidráulicas, que son aquellas instalaciones que aprovechan la energía cinética del agua para la generación de energía. Al igual que

los dos casos anteriores, son centrales renovables que no emiten contaminación durante su explotación. La caracterización de las centrales hidráulicas se realiza por medio de la ecuación 3.4 [12], definiendo el rendimiento de la instalación, el salto neto de la misma y el caudal máximo de turbinamiento de la central. Cada central hidráulica leerá de un archivo externo el caudal instantáneo.

$$P = 9,81 \cdot Q_e \cdot H_n \cdot \eta \quad (3.4)$$

Cabe destacar que se han modelado dos tipos de centrales hidráulicas, por un lado las de agua fluyente y por otra las que cuentan con presa. En las primeras, la generación es instantánea, y no tiene ningún tipo de almacenamiento, ya que únicamente es capaz de aprovechar el caudal que discurre en cada instante. Sin embargo, la segunda tipología es capaz de almacenar el agua gracias a la existencia de presas de contención. Para la definición de este último modelo será necesario introducir el volumen máximo de agua almacenado por la presa.

Al existir almacenamiento, debe considerarse además la capacidad de poder decidir cuándo se vierte la energía a la red. La herramienta tendrá en cuenta cuánta agua es almacenada y turbinada en cada periodo de tiempo analizado, y elaborará una curva de energía disponible a verter a la red, en base a la ecuación 3.5 [12].

$$E = 9,81 \cdot \frac{V_{almacenado}}{3600} \cdot H_n \cdot \eta [kWh] \quad (3.5)$$

3.1.3. Líneas

Las líneas de transporte se han caracterizado a través del modelo π . Aparte de los parámetros básicos del modelo π , será necesario definir el nodo origen y destino y la longitud total de la línea. La capacidad de transporte viene dada a través del valor de corriente máxima. Este valor dependerá de las condiciones climatológicas a las que se someta la línea. Tras el cálculo del sistema se obtendrá la intensidad que circula por la línea, la potencia y las pérdidas ocasionadas. En la tabla 3.3 se puede ver diferentes variables que componen el modelo de una línea.

<i>Variables entrada</i>		<i>Variables salida</i>	
Variable	Unidad	Variable	Unidad
Nodo origen	-	Corriente línea	kA
Nodo destino	-	Potencia activa	MW
Resistencia	Ω/km	Potencia reactiva	MVAr
Reactancia	Ω/km	Pérdidas potencia activa	MW
Capacitancia	nF/km	Pérdidas potencia reactiva	MVAr
Intensidad máxima	kA	Porcentaje de carga	%
Longitud	km		

Tabla 3.3: Variables correspondientes al elemento tipo línea

3.1.4. Compensadores de reactiva

La compensación de reactiva juega un papel importante a la hora de dotar de estabilidad a una red eléctrica, ya que permite mantener los valores de tensión dentro un rango de funcionamiento. A la hora de modelar el comportamiento de estos elementos, únicamente es necesario introducir la potencia máxima a compensar por el equipo. Se comportará como un elemento PV, donde se modifica la variable de potencia reactiva para mantener la tensión en un valor concreto, a no ser que se sobrepase el límite establecido, caso en el cual pasaría a calcularse como un elemento PQ. En la tabla 3.4 se muestran las variables básicas del modelo de compensador de reactiva.

<i>Variables entrada</i>		<i>Variables salida</i>	
Variable	Unidad	Variable	Unidad
Valor máximo a compensar	MVAr	Potencia reactiva final del elemento	MVAr

Tabla 3.4: Variables correspondientes al elemento tipo compensación de reactiva

3.1.5. Transformadores

En último lugar, se ha implementado el modelo del transformador. Este es utilizado entre nodos con diferentes niveles de tensión. Para ello se realiza una caracterización a partir de un modelo simplificado de un transformador, según el esquema de la imagen 3.6, que tiene como resultado las variables recogidas en la tabla 3.5.

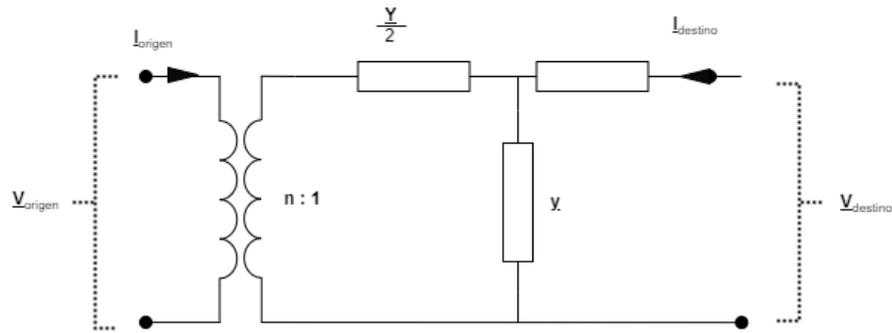


Figura 3.6: Modelo de transformador implementado

<i>Variables entrada</i>		<i>Variables salida</i>	
Variable	Unidad	Variable	Unidad
Nodo origen	-	Pot. activa AT	MW
Nodo destino	-	Pot. reactiva AT	MVAr
Tensión origen	kV	Pot. activa BT	MW
Tensión destino	kV	Pot. reactiva BT	MVAr
Tensión prueba cc ($u_{percent}$)	%	Pérdidas pot. activa	MW
Tensión prueba cc parte real ($u_{r,percent}$)	%	Pérdidas pot. reactiva	MVAr
Pérdidas bucle abierto (i_0)	%	Porcentaje de carga	-
Pérdidas entrehierro (p_{fe})	kW		
Potencia nominal	MVA		

Tabla 3.5: Variables correspondientes al elemento tipo transformador

3.2. Importador de datos de la red

Una vez definida la herramienta y los datos necesarios de cada instalación, se procede a la importación de datos. Con este módulo se facilita la creación de los escenarios, sobre todo para grandes entornos, ya que se permite la importación automática desde archivos excel y archivos shapefile (archivos con información geométrica). A lo largo de esta sección se explica de manera simplificada este proceso.

Definición de la red

En primer lugar, la tarea de importación comienza con la carga de varios archivos:

- Carga de las regiones autónomas o provinciales que se simularán.

- Definición del archivo que contiene los nodos (subestaciones).
- Definición de líneas eléctricas desde archivo shapefile. En el se tendrá en cuenta el trazado que realizan las líneas.
- Definición de generadores.
- Definición de poligonales eólicas por medio de un archivo shapefile donde se refieren que generadores pertenecen a él.

Posteriormente se procede a asignar los consumidores y generadores a cada subestación. Para realizar este proceso existen dos alternativas. Por un lado, se puede utilizar el modo de asignación por distancia, donde cada generador o consumidor se asignará al nudo más cercano. Sin embargo, si este método no se considera suficientemente realista se podría asignar manualmente por un archivo de definición.

El modelado de la demanda se realiza estableciendo un único punto de consumo para cada municipio, calculándolo como una única carga puntual. Sin embargo, este método podría ser una mala aproximación, e incluso introducir inestabilidades a la red si se hiciese en municipios de alta población. Es por eso que se ha definido una población límite del municipio a partir de la cual es necesario realizar una importación manual de la distribución de la demanda de un municipio, repartiendo porcentualmente entre varias subestaciones el consumo de la zona.

A la hora de realizar la asignación automática de los generadores y consumidores a una subestación, se ha hecho uso de un método matemático denominado "Diagrama de Voronoi"[14]. Este método realiza una partición del espacio (en este caso 2D) en regiones a partir de una colección de puntos. Cada región resultante estará asignada a uno de los puntos dados como dato, y esta contendrá todas las ubicaciones que tengan como nodo más cercano su punto asignado. De esta manera, se consigue dividir el espacio en regiones que están relacionadas con su nodo más próximo.

Realizando esta fragmentación del espacio en el sistema, se consigue asignar rápidamente el nodo más cercano a los generadores y consumidores, como se puede observar en la imagen 3.7. Este método requiere muchos menos recursos que calcular las distancias entre todos los puntos.

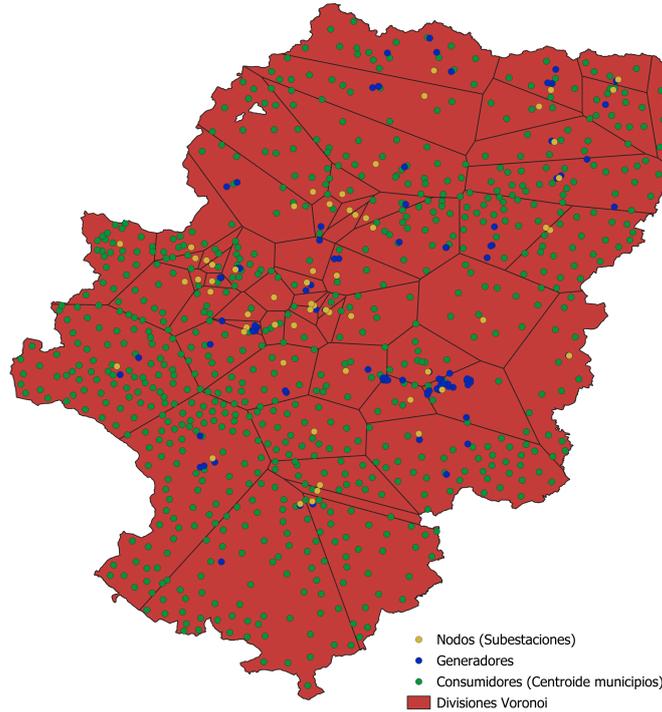


Figura 3.7: Ejemplo de la división de Voronoi aplicada a la comunidad de Aragón

Datos temporales

Una vez definida la configuración completa del escenario, es necesario definir un rango temporal en el cual se va a realizar el estudio. Con este rango definido, se puede proceder a la importación de todos los datos dependientes del instante analizado. Este proceso cuenta con dos partes:

- Asignación de la demanda a cada subestación en cada intervalo de tiempo
- Cálculo de la energía disponible de cada generador en cada intervalo de tiempo

La asignación de la demanda se realiza en base a la distribución de la población de los municipios. En primer lugar, se obtiene de Red Eléctrica de España (REE) el consumo mensual de la comunidad entera estudiada [15]. Tal y como se ha comentado anteriormente, cada municipio es asociado a una o varias subestaciones, por lo que cada subestación acabará teniendo un número total de habitantes que consumen energía. Sabiendo la población total de la región, se realiza una distribución del consumo total obtenido de REE de manera proporcional a la población.

Los datos de energía consumida tienen una agrupación mensual, es decir, con el procedimiento anterior se obtiene el consumo mensual que tendrá una subestación. Para poder

adaptar este dato al intervalo temporal estudiado, se hace uso de los perfiles publicados por REE [16], acorde a la Resolución de 22 de diciembre de 2022 de la Dirección General de Política Energética y Minas [17], que publican una serie de perfiles porcentuales de consumo en cada hora. Estos datos serán utilizados para extrapolar los datos mensuales a un perfil horario. En la imagen 3.8 se puede observar el promedio horario de consumo en Aragón del año 2019 para cada mes del año calculado por medio de este método.

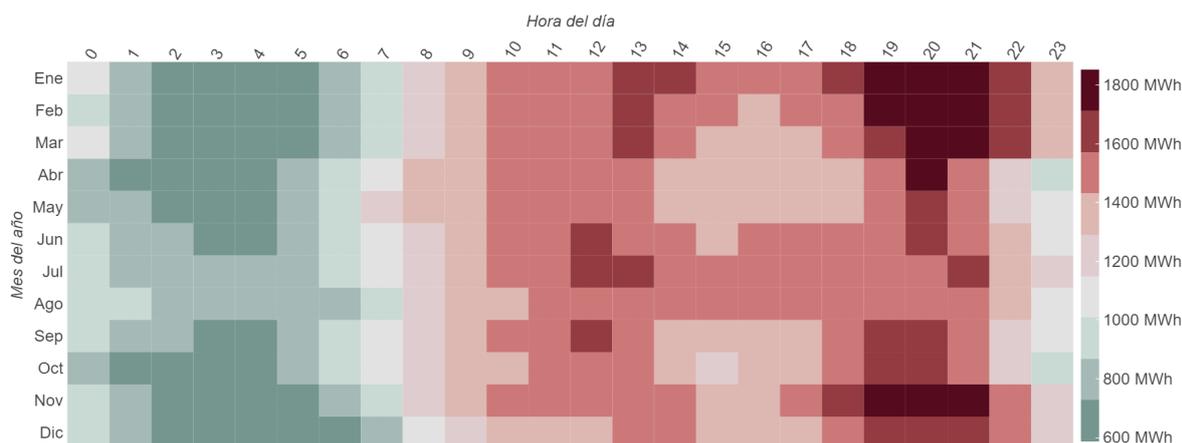


Figura 3.8: Promedio horario de consumo en Aragón del año 2019

En segundo lugar, se realiza el cálculo de la energía a ofertar por cada generador, basándose en los modelos explicados anteriormente. Los generadores renovables tendrán valores muy dependientes con el instante analizado.

Con todos estos datos, ya se habría realizado la importación completa del sistema de una manera muy automatizada que facilita el uso de la herramienta.

3.3. Casación de energía

Uno de los pasos más críticos en el sistema de transporte radica en la realización del ajuste de generación - demanda. Actualmente, el organismo encargado de realizar este ajuste dentro del estado español es OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Energía). Este organismo realiza diferentes casaciones cada hora entre la oferta y la demanda por medio de las curvas agregadas de oferta y demanda, obteniendo un precio para la energía. Este procedimiento está regulado por distinta normativa, como por ejemplo la *Resolución del 23 de febrero de 2023 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación al régimen económico de energías renovables y evolución del comité de agentes del mercado* [18].

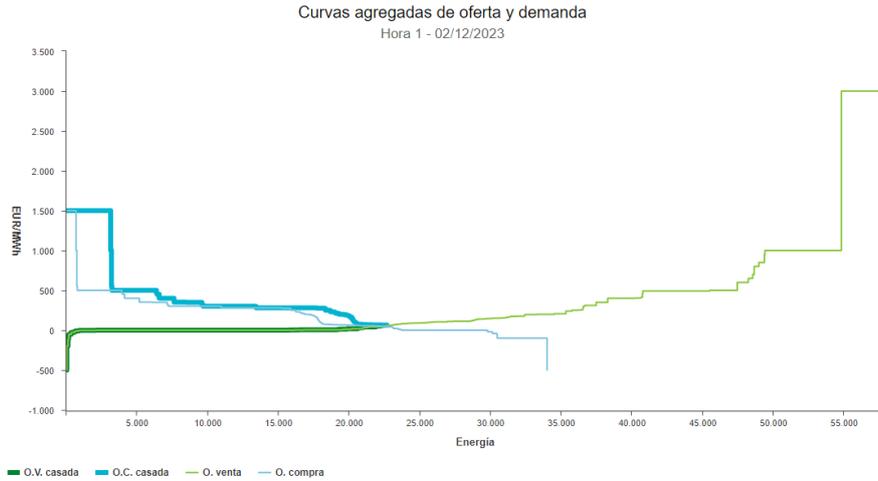


Figura 3.9: Ejemplo de casación de oferta y demanda realizada por OMIE [5]

Con el fin de emular el comportamiento de la casación realizada, se ha implementado un algoritmo encargado de estas funciones. A diferencia del caso real, en nuestro método se tomará la demanda como un elemento a satisfacer independientemente del precio. En el caso real, como se puede apreciar en la figura 3.9, se realizan tanto ofertas de generación como de demanda, pudiendo de esta manera optimizar el flujo energético en función del precio. En el sistema implementado únicamente se tienen en cuenta ofertas de generación.

Generador	Nodo	Tipo	Energía [MWh]	Coste [€/MWh]
753	65	Eólica	41 MWh	-100,00 €/MWh
12	36	Fotovoltaica	12 MWh	-100,00 €/MWh
121	47	Fotovoltaica	36.5 MWh	-96,23 €/MWh
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
256	2	Ciclo combinado	56 MWh	+1593,56 €/MWh

Tabla 3.6: Ejemplo de tabla de ofertas ordenadas

El método seguido en la herramienta consiste en definir una tabla de ofertantes (ejemplo en tabla 3.6), tras lo cual comienza el proceso de casación. Como los escenarios cargados son desconocidos a priori, no es posible realizar una estimación de las pérdidas que va a tener el sistema, por lo que el ajuste de la oferta y la demanda se realiza calculando la red hasta que se obtiene un balance energético nulo. Se parte de una generación un poco superior a la demanda (por defecto un 4%), y se calcula el sistema completo. Por medio de la aplicación del método de Newton-Raphson para la resolución iterativa de ecuaciones, se ajusta el porcentaje de pérdidas hasta que el sistema tiene un balance neto nulo, es decir, hasta que la demanda más las pérdidas es igual a la generación. Este proceso se repite para todos los intervalos estudiados.

Sin embargo, este sistema puede llegar a tener un tiempo de cálculo demasiado elevado, ya que para cada iteración se realizan diversas resoluciones del sistema. Para solventar este problema, cuando un escenario es cargado y casado por el método lento, la herramienta va almacenando todos los datos resultantes de todos los cálculos.

Con todos estos resultados se obtiene una gran base de datos que permite modelar la red, pudiendo realizar una estimación de las pérdidas que se obtienen en función de la demanda. Esta aproximación permite acelerar el cálculo del estudio, obteniendo un resultado menos preciso pero válido para el propósito.

La estimación de las pérdidas totales se ha realizado por medio de la implementación de una función lineal, donde se tienen como variables independientes la demanda total y las demandas de cada nodo, (ecuación 3.6). Los coeficientes los puede estimar automáticamente la herramienta en base a los datos almacenados o pueden ser introducidos por el usuario.

$$P = a_0 \cdot D_{total} + \sum_{i=1}^N d_i \cdot a_i \quad (3.6)$$

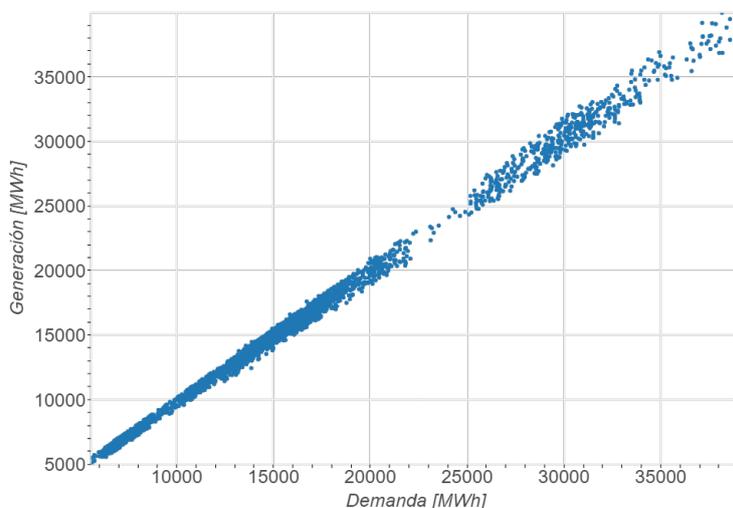


Figura 3.10: Ejemplo la relación existente entre generación y demanda en un escenario con balance nulo de energía

Una vez conocidas las pérdidas y las demandas, se ordenan los generadores en función del precio ofertado, y se escogerán los primeros generadores que satisfagan la demanda total más las pérdidas. Tras la ejecución de los sistemas comentados quedarán realizada la casación del sistema, quedando únicamente pendiente la resolución de la red.

3.4. Resolución red

Para poder calcular la red mallada, se hace uso de la librería *Pandapower* [19] implementada en Python y desarrollada por la Universidad de Kassel. La librería, una vez resuelto el escenario, devuelve una serie de matrices que contienen los resultados. Estas matrices son transformadas a los modelos propios desarrollados en este TFM para realizar el postprocesado de datos.

Cabe destacar que tras el cálculo del sistema, previamente a pasar a la siguiente iteración, es necesario comprobar si los resultados obtenidos están dentro de los límites impuestos para cada generador. Por ejemplo, cuando se definen generadores en nudos con un límite de energía reactiva máxima y un comportamiento PV, es necesario asegurarse que los valores obtenidos no superen este umbral. En caso de que se supere, se procederá a la definición de ese generador como PQ, y se le asignará como potencia reactiva su límite.

3.5. Predicción económica

Uno de los objetivos planteados para la herramienta es la capacidad de estimar precios realistas que permitan predecir la evolución del coste de la energía para poder hacer el análisis de rentabilidad.

Con este fin, se ha entrenado una red neuronal [20] que sea capaz de predecir los costes de la energía a partir de los datos del escenario. En los siguientes apartados se comenta brevemente la definición de la red neuronal.

3.5.1. Datos de entrada y salida

El primer paso en el desarrollo de la red neuronal ha consistido en la definición de las variables de entrada y salida. Los datos de entrada de la red neuronal se han dividido en tres grupos:

- VARIABLES TEMPORALES: la hora, el día, el mes y el año son variables que cuentan con una gran influencia en el precio de la energía, y por tanto se han introducido en la red.
- VARIABLES DE DISTRIBUCIÓN DE GENERACIÓN: con el auge de las energías renovables, el precio de la energía se ve muy influenciada por la distribución de la generación. Un ejemplo de ello es el efecto caníbal producido por la generación masiva de las instalaciones fotovoltaicas en días de mucha radiación solar. Por otro lado, la entrada de fuentes no renovables como la nuclear o el ciclo combinado hace elevarse

el precio final de la energía. Para poder modelar estos efectos se introducen como variables de entrada las cuotas de oferta (en valor porcentual sobre el total) y el porcentaje renovable y no renovable ofertado.

- Relación demanda consumo: otro de los puntos que influyen el precio de la energía es la relación entre demanda y consumo. Se introduce el cociente entre generación total ofertada y la demanda como variable de entrada

Las relaciones entre el precio y dichas variables son muy complicadas y no lineales. Debido a ello, el desarrollo de un modelo por medio de una función matemática sería muy complicado de definir, siendo esta la razón principal que ha llevado a emplear la red neuronal. La única variable salida se corresponde con el precio de la energía. Todas estas variables se recogen en la tabla 3.7.

Id	Variable	Unidad	textbfTipo
1	Año	-	Entrada
2	Mes	-	Entrada
3	Día	-	Entrada
4	Hora	-	Entrada
5	% disponible ciclo combinado	%	Entrada
6	% disponible eólica	%	Entrada
7	% disponible fotovoltaica	%	Entrada
8	% disponible geotérmica	%	Entrada
9	% disponible hidráulica	%	Entrada
10	% disponible nuclear	%	Entrada
11	% disponible centrales térmica	%	Entrada
12	% disponible solar térmica	%	Entrada
13	% disponible renovable	%	Entrada
14	% disponible no renovable	%	Entrada
15	Cociente generación disponible entre demanda	-	Entrada
16	Precio compra energía	€/MWh	Salida

Tabla 3.7: Variables manejadas en la red neuronal

3.5.2. Datos de entrenamiento

Los datos para llevar a cabo el entrenamiento de la red neuronal han sido extraídos de la web de OMIE. El operador cuenta con una sección donde pone a libre disposición los datos resultantes de los mercados diarios e intradiarios. [21]. Para el entrenamiento se ha hecho uso de la combinación de 4 tipos de ficheros diferentes ("*Curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diarios*", "*Precio mercado diario*", "*Energías con subtotales*" y "*Listado de unidades ofertante*").

Por medio de la unión de todos los ficheros anteriores se elabora un fichero general con las variables de entrada y salida de la red neuronal en un rango temporal que comprende desde enero del 2018 hasta junio del 2023, lo que suman un total de 48.120 datos entradas.

3.5.3. Estructura de la red

La red neuronal ha sido definida como una red de 6 capas, con 1 capa de entradas, otra de salidas, y 4 intermedias. La capa inicial consta de 15 entradas, y la de salida de 1 valor (tabla 3.7). Las capas intermedias constan de 60,60,45 y 30 neuronas respectivamente. Como función de activación se ha escogido la función ReLU (Unidad Lineal Rectificada) [20].

3.5.4. Resultados entrenamiento

Para llevar a cabo el proceso de aprendizaje de la red neuronal se ha utilizado un 70 % de los datos para entrenamiento y un 30 % para validación. La curva de aprendizaje se puede observar en la figura 3.11. Los valores finales dan un error medio en el entrenamiento de 5,50 € y un error de 6,27 € en validación.

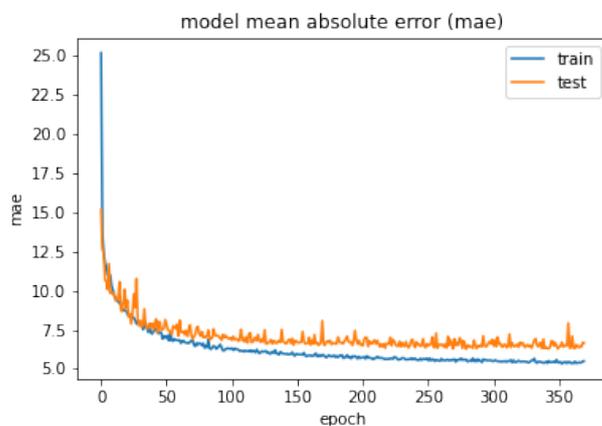
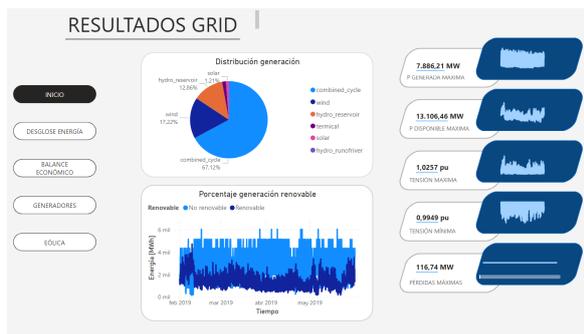


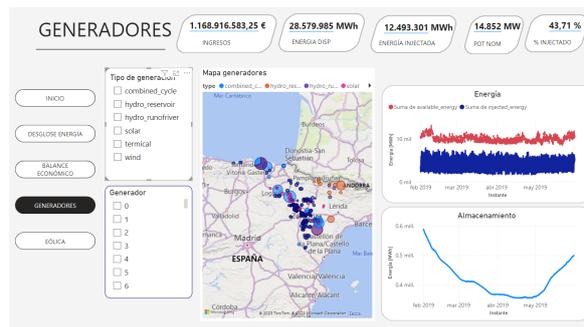
Figura 3.11: Curvas de entrenamiento y aprendizaje de la red neuronal

3.6. Exportación de datos y análisis de resultados

La herramienta permite que cualquier simulación pueda ser guardada en archivos Excel, por si en algún momento fuese necesario volver a cargarla. Para facilitar el análisis de los datos se han definido una serie de pantallas resumen con el programa *Power BI*



(a) Pantalla resumen red



(b) Pantalla resumen generadores

Figura 3.11: Ejemplos de las distintas pantallas implementadas en Power BI

de Microsoft, que utiliza como origen de datos los archivos Excel exportados por la herramienta. En las pantallas se podrá visualizar un resumen de los datos, divididos en distintas páginas. En el anexo A.3 se detallan con mayor precisión la gestión de archivos y las pantallas generadas

Capítulo 4

Estudio de escenarios

4.1. Definición de escenario base

Todos los casos analizados parten de un escenario base común, con una definición de la red eléctrica básica que sufrirá pequeñas modificaciones en los distintos escenarios. Las regiones de estudio seleccionadas se corresponden con las comunidades de Aragón, Cantabria, Cataluña, Comunitat Valenciana, Comunidad Foral de Navarra, País Vasco y la Rioja. Con estos escenarios se busca dar continuidad al estudio comentado en el estado del arte sobre la independencia de estas regiones de la península gracias a su gran potencial energético [2] (sección 2.2).

4.1.1. Red eléctrica

El primer paso realizado ha consistido en la definición de los trazados de la Red de Transporte en las regiones estudiadas. Para ello se ha basado en los datos obtenidos de Red Eléctrica, por medio del mapa de la red peninsular [22], y a través de la información proporcionados por la plataforma *Open Infrastructures Map* [23], que otorga datos geográficos de las líneas eléctricas y las subestaciones. Para realizar la reconstrucción se ha hecho uso de la aplicación QGIS [24] que permite la edición geográfica de los distintos componentes.

El conjunto completo planteado se puede apreciar en la figura 4.1. Está comprendido por un total de 344 líneas con una longitud total de 9700 kilómetros aproximadamente, uniendo 292 subestaciones.

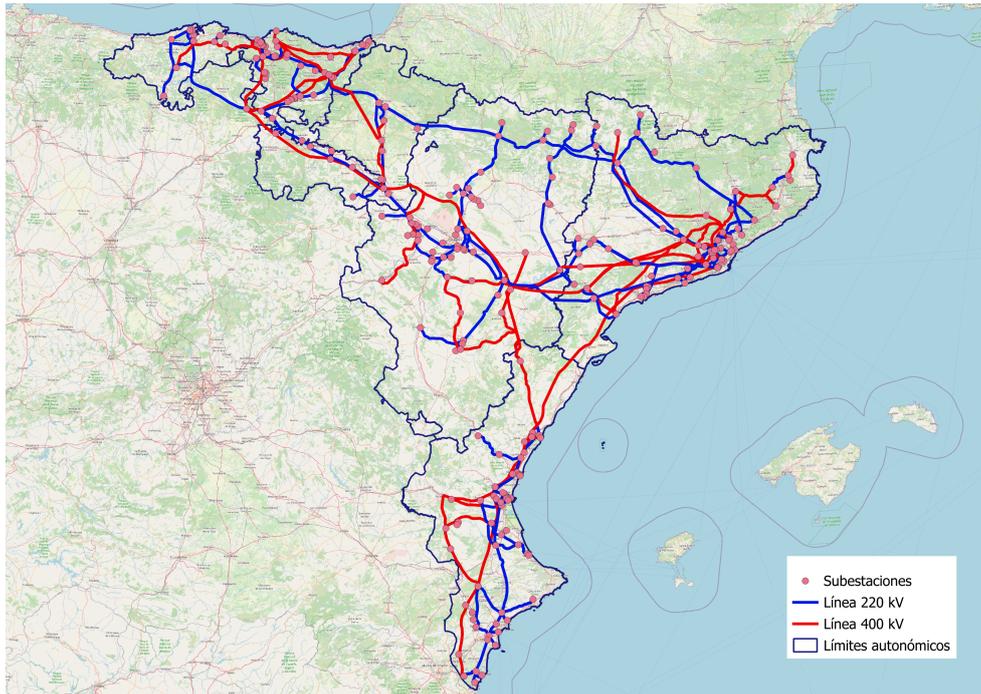


Figura 4.1: Líneas eléctricas planteadas en el escenario

Se han incluido transformadores en aquellas subestaciones que cuentan con líneas entrantes de diferentes tensiones. Los únicos dos tensiones de trabajo son 400 y 220 kV. En lo que respecta a la compensación de reactiva, se han incluido equipos en aquellas subestaciones que cuentan con una generación nominal superior a los 300 MVA.

Para modelar los componentes se han utilizado tipos genéricos en toda la red. En lo que respecta a la línea, se ha seleccionado un conductor estándar de aluminio trenzado con núcleo de acero denominado LA 545 CARDINAL (sección de aluminio de 484 mm^2 , 63 mm^2 de acero y sección total de 547 mm^2) con tipología de línea triplex. Respecto a los transformadores se ha supuesto un equipo sin pérdidas en el entrehierro, con una tensión de cortocircuito del 2% y una potencia nominal de 1500 MVA. Ante la falta de datos públicos sobre las instalaciones de la red de transporte se puede considerar esta estimación como una primera aproximación para la caracterización del sistema.

En último lugar, cabe destacar que la importación de datos que realiza la herramienta únicamente recoge valores de potencia activa, por lo que es necesario definir la potencia reactiva. Por un lado, en lo que respecta al consumidor, se ha asignado un factor de potencia de las cargas de 0.95, que se traduce en que la potencia reactiva es el 33% de la potencia activa. Respecto a los generadores, en el estado del arte se ha recogido diferente normativa que condiciona la inyección de la energía a la red. En este caso, nos encontramos antes instalaciones de tipo D, y se establece que la generación de reactiva tendrá un límite 30% de la potencia activa. Como se puede apreciar en la figura 4.2 en toda la línea de trabajo el equipo siempre se encuentra dentro de la superficie impuesta,

por lo que la suposición cumple la normativa vigente.

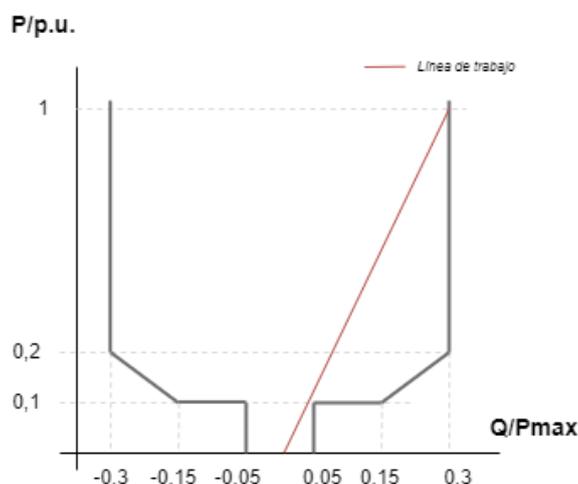


Figura 4.2: Superficie de generación de potencia

4.1.2. Generadores

El conjunto de generadores simulados se ha conformado a partir de diferentes bases de datos. Como punto de partida se ha utilizado la base de datos proporcionada por el Departamento de transformación digital en los sistemas energéticos de la Universidad de Dublín [25]. A partir de ella, se han eliminado distintas centrales que ya no están en funcionamiento, y se han completado con los datos proporcionado por los distintas comunidades respecto a parques de origen renovables. Con todo ello, se han implementado un total de 393 instalaciones generadoras que suman una potencia instalada del 33,4 GW, de los cuales 14,3 GW son de origen renovable.

Para realizar la casación del sistema es necesario asignar un coste de oferta para cada tecnología. Para ello, se han utilizado los datos proporcionados por OMIE que recogen el precio de las ofertas de cada generador, y se ha calculado el precio medio de oferta de cada tipo de generador. Se usaran estos precios (tabla 4.1) constantes como valores para realizar la casación de la oferta y la demanda explicada en la sección 3.3.

Tecnología	Precio oferta
Fotovoltaica	3,049 €\MWh
Eólica	0,597 €\MWh
Hidráulica	11,457 €\MWh
Nuclear	24,434 €\MWh
Ciclo combinado	47,269 €\MWh

Tabla 4.1: Precio de oferta medio utilizado para la casación del sistema

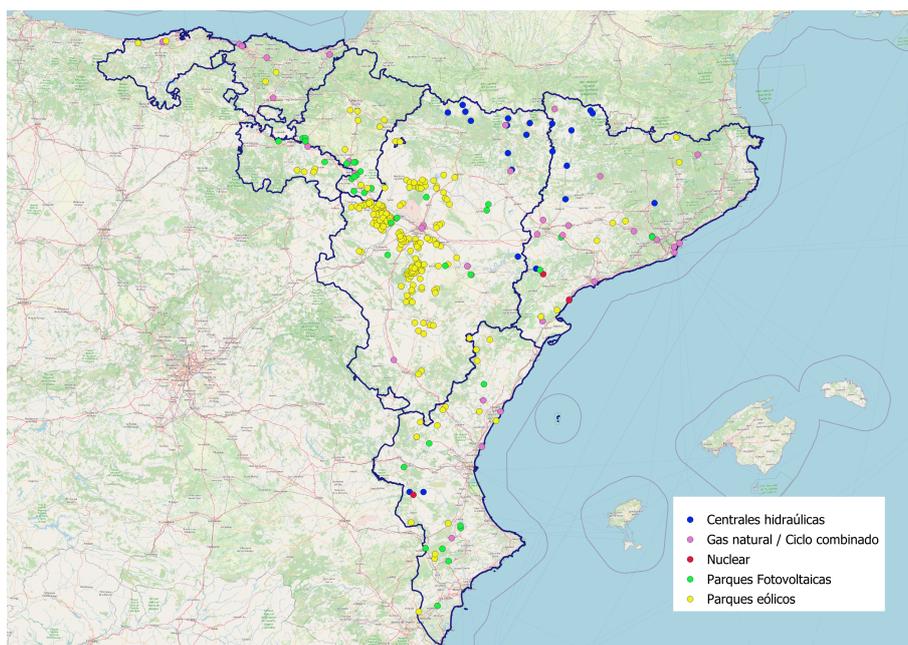


Figura 4.3: Ubicación instalaciones generadores

En lo que respecta a los parques eólicos se ha utilizado un modelo de aerogenerador común para todos, siendo este el modelo G66/1650 de Gamesa [4], que cuenta con una potencia nominal de 1650 kW, un diámetro de rotor de 66 metros y una altura de buje de 50 metros.

Por último cabe destacar que los caudales instantáneos de las centrales hidráulicas se han extraído de los recursos ofrecidos por el Centro de Estudios Hidrográficos [26], que recoge los caudales históricos de las centrales de aforo situadas a lo largo de toda la red hidrográfica española. Con todos los datos existentes se han realizado medias horarias a lo largo del año que se utilizan como caudal instantáneo para las centrales hidráulicas.

4.2. Definición de escenarios

4.2.1. Escenario 1 - Caso inicial

El primer escenario planteado se corresponde con una generación y una demanda coincidente con la explicada en el apartado anterior, es decir, con los generadores que actualmente están instalados, y unas condiciones climatológicas y de demanda sin modificar. Los datos de potencia instalada se resumen en la tabla 4.2.

Tecnología	Potencia instalada	Porcentaje
Nuclear	4156 <i>MWn</i>	12,44 %
Eólica	6261 <i>MWn</i>	18,74 %
Hidráulica	5948 <i>MWn</i>	17,81 %
Fotovoltaica	2127 <i>MWn</i>	6,37 %
Ciclo combinado	14912 <i>MWn</i>	44,64 %

Tabla 4.2: Escenario 1 - Potencia instalada

4.2.2. Escenario 2 - Sequías

En los últimos años se están dando situaciones de sequía debido a la disminución de las precipitaciones y al mantenimiento de la demanda de agua. Debido a esto, se ha planteado un escenario extremo donde se llegase al punto en el cual no se pudiera turbinar agua en las centrales hidráulicas de las regiones estudiadas. Se puede observar a continuación la distribución de la potencia instalada resultante. En la tabla 4.3 se recogen las potencias resultantes del supuesto.

Tecnología	Potencia instalada	Porcentaje
Nuclear	4156 <i>MWn</i>	15,14 %
Eólica	6261 <i>MWn</i>	22,80 %
Fotovoltaica	2127 <i>MWn</i>	7,75 %
Ciclo combinado	14912 <i>MWn</i>	54,31 %

Tabla 4.3: Escenario 2 - Potencia instalada

4.2.3. Escenario 3 - Instalaciones renovables en tramitación

Aragón es una de las comunidades autónomas con mayor potencial y recurso renovable disponible. Actualmente existen 6.919 MW fotovoltaicos y 4.484 MW eólicos en tramitación. Con estos nuevos parques, Aragón se convertiría en uno de los principales generadores de energía, exportando electricidad al resto de comunidades autónomas. En este escenario, se busca estudiar el comportamiento del sistema con esta nueva potencia inyectada a la red para analizar la sostenibilidad de estas instalaciones y su impacto en la red. Los valores de potencia instalada de cada tecnología se recogen en la tabla 4.4.

Tecnología	Potencia instalada	Porcentaje
Nuclear	4156 MW_n	9,36 %
Eólica	10427 MW_n	23,49 %
Hidráulica	5948 MW_n	13,40 %
Fotovoltaica	8950 MW_n	20,16 %
Ciclo combinado	14912 MW_n	33,59 %

Tabla 4.4: Escenario 3 - Potencia instalada

4.2.4. Escenario 4 - Consumo nocturno

Con la electrificación que está sufriendo la economía se espera que la demanda energética aumente en los próximos años. Uno de los aspectos donde mayor impacto tendrá será en los desplazamientos mediante automóvil. Los principales planteamientos actuales proponen que la carga de vehículos eléctricos se realice en horario nocturno cuando el consumo rutinario de la población disminuye para reducir la saturación de la red y conseguir una curva de demanda más plana. En este último escenario se estudia la respuesta de la red ante un aumento de la demanda nocturna, modificándose la curva de consumo horario implementada [16], tal y como se puede apreciar en la imagen 4.4.



Figura 4.4: Perfil de consumo horario planteado en el escenario 4

4.3. Análisis de resultados

Una vez definidos los escenarios se ha realizado la simulación de cada escenario a lo largo de dos años completos (2018, 2019). Se procede a mostrar a lo largo de esta sección un análisis comparativo de los cuatro casos planteados. El análisis se ha dividido en dos

partes, realizando en primer lugar un estudio de los aspectos técnicos de la generación, y una segunda parte donde se adentra en el aspecto económico.

4.3.1. Análisis de los aspectos técnicos

La simulación de todos los escenarios ha generado multitud de datos sobre los cuales es necesario realizar un postprocesado. A lo largo de esta sección se muestran los datos más significativos en lo que respecta a la generación.

Potencia instalada y energía generada

En primer lugar, en las imágenes 4.5a y 4.5b se muestra la comparativa entre potencia instalada y potencia generada de cada escenario. Analizando las imágenes de generación, se puede ver la fuerte dependencia actual de las energías no renovables, tales como la nuclear y el ciclo combinado, que abarcan hasta un 70 % de la generación en el escenario 1. Esta situación se hace más extrema en un escenario de sequía donde no se pudiese generar mediante hidroeléctrica, ya que la dependencia de estas fuentes aumentaría hasta casi el 85 %.

Esta situación demuestra la necesidad actual del mantenimiento de las centrales nucleares y de ciclo combinado, debido a la poca independencia energética de la biorregión de las fuentes de generación no renovables, siendo necesario un mayor desarrollo de las energías renovables, como se puede ver en el escenario 3. En este caso, gracias al aumento de potencia instalada, tanto los parques eólicos como fotovoltaicos consiguen una mayor generación que disminuye considerablemente la energía aportada por el ciclo combinado. Por último, cabe destacar que el aumento de la demanda nocturna desemboca en un aumento de la energía no renovable producida, incrementándose ésta en un 7 %, ya que en estos periodos la energía renovable ya estaba siendo consumida.

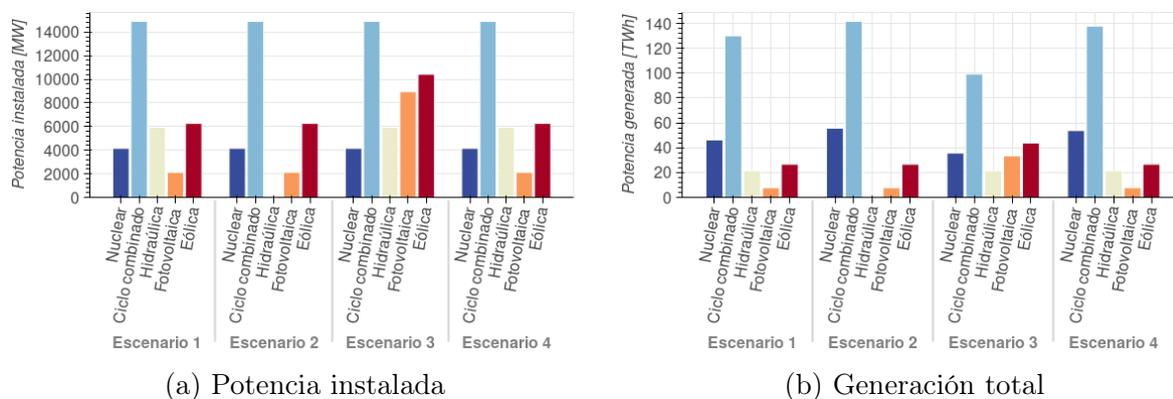


Figura 4.5: Comparativa de la potencia instalada y energía generada para cada escenario, diferenciando entre tipos de generadores

Distribución horaria de la generación

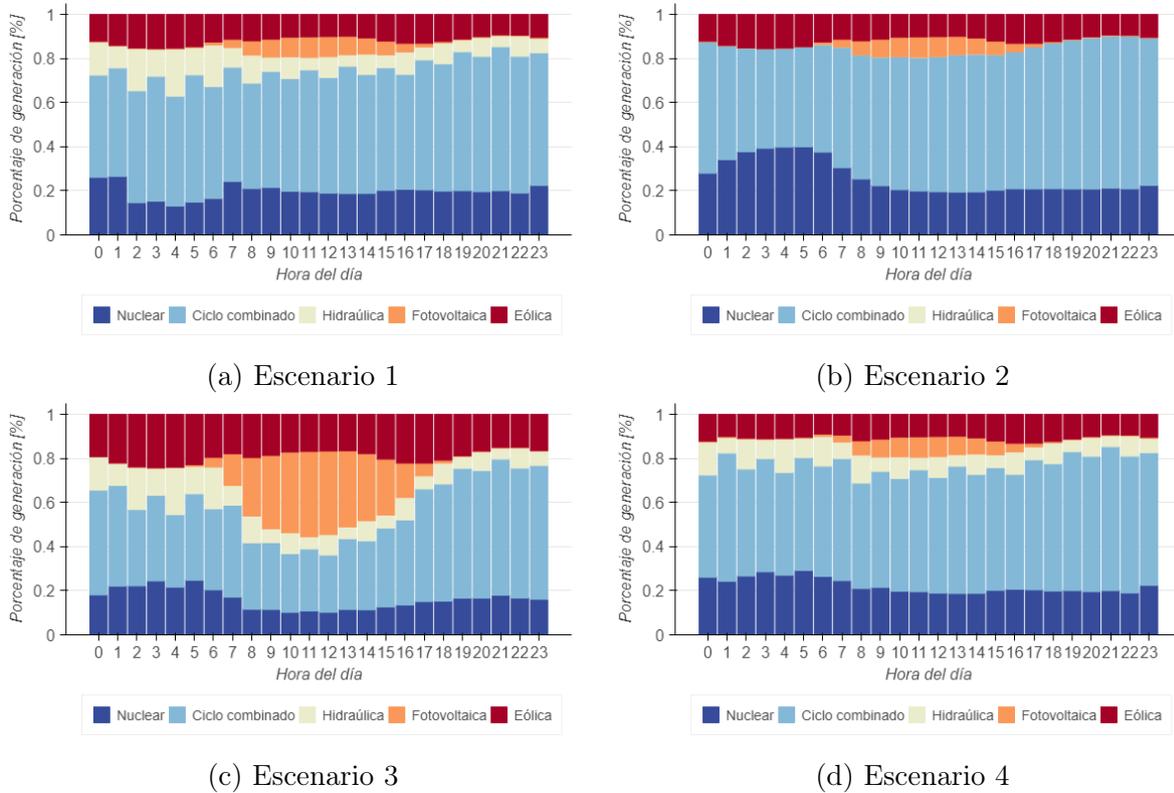


Figura 4.6: Distribución porcentual horaria de la generación en cada escenario en función de la tipología del generador a lo largo de todo el periodo simulado

Uno de los aspectos más críticos de las energías renovables es la variabilidad y la dependencia del recurso, lo que lleva en casos como la fotovoltaica a tener una gran dependencia horaria. En la imagen 4.6 se compara la distribución horaria de la generación, mediante la división porcentual en función del origen de la energía de las zonas analizadas. En la gráfica 4.6a se puede observar el comportamiento del caso base, donde se tiene una generación porcentual más o menos constante de energía eólica, que disminuye un poco durante las horas de sol, que es cuando la energía fotovoltaica produce más. En el escenario número 2 se obtiene la misma generación eólica y solar, pero se produce un incremento en la energía procedente de fuentes no renovables al no existir recurso hidráulico explotable.

La gran diferencia se observa en la imagen 4.6c, donde al existir mayor potencia instalada renovable, la energía de origen verde obtenida es mucho mayor, abarcando aproximadamente el 42% de la generación. Es importante resaltar que la energía renovable se ve maximizada durante las horas de sol, gracias a la inyección que realizan los parques fotovoltaicos. En este caso la energía eólica generada se ve casi duplicada, reduciendo en conjunto la energía requerida de ciclos combinados. En el escenario 4 se observa que el aumento de la demanda nocturna, comparada con el escenario 1, produce una mayor

explotación de las centrales no renovables para abarcar esa demanda durante las horas nocturnas. De este estudio podemos concluir que una generación en gran parte renovable podría ser viable si se aumenta en gran cantidad la potencia instalada, pero para hacer frente a escenarios como al aumento de consumo nocturno sería necesario buscar formas de hacer estas fuentes de energía gestionables, como por ejemplo la inversión en almacenamiento.

Ratios de interés

En las siguientes tablas se resumen los diferentes ratios resultantes de las simulaciones. En primer lugar, la tabla 4.5 recoge el porcentaje de energía inyectada sobre la energía disponible, es decir, la cantidad de energía vendida frente la energía ofertada. Las centrales no renovables ven disminuida su generación cuando la potencia instalada renovable aumenta, e incrementan sus ventas en los escenarios donde se prescinde de la hidráulica y en el que la demanda nocturna aumenta. Las únicas instalaciones que cuentan con valores cercanos al 100 % son las de origen renovable, es decir, que venden toda la energía que producen.

En el escenario 3 existen instantes que se producen excedentes de energía renovable, es decir, momentos en los que la demanda está satisfecha con instalaciones eólicas, fotovoltaicas y hidráulicas. Sin embargo, tal y como se puede ver en la tabla 4.6, estos excedentes no son demasiado grande ya que solo abarcan el 0,02 % de la demanda total. Tanto en el escenario 1 y como en el 3 se consiguen momentos de generación 100 % renovable. La generación renovable media del periodo analizado pasa del 25,4 % al 42,4 % con la instalación de los parques renovables en tramitación en Aragón. Es un aumento significativo, pero no suficiente para cubrir la huella medioambiental de la región. Cabe destacar que según REE, la distribución renovable de la generación en los años 2018 y 2019 tiene un valor medio del 27 % en la región analizada, valor que se aproxima bastante al obtenido en la simulación, y por tanto, sirve para validar los resultados.

Tipo generador	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Nuclear	63,6 %	76,4 %	48,9 %	73,9 %
Ciclo combinado	49,8 %	54,2 %	38,0 %	52,8 %
Hidráulica	99,9 %	0 %	98,9 %	100 %
Fotovoltaica	100 %	100 %	99,8 %	100 %
Eólica	100 %	100 %	100 %	100 %

Tabla 4.5: Ratio entre energía inyectada y energía disponible total

Escenario	<i>% Generación renovable</i>				<i>Exceso Energía ren.</i>	
	Máxima	Mínima	Media	Desviación	Energía	% sobre demanda
Escenario 1	100 %	3,3 %	25,4 %	11,1 %	0 GWh	0 %
Escenario 2	52 %	0,1 %	15,1 %	8,7 %	0 GWh	0 %
Escenario 3	100 %	3,5 %	42,4 %	21,4 %	57,2 GWh	0,02 %
Escenario 4	83,9 %	3,3 %	23,1 %	9,7 %	0 GWh	0 %

Tabla 4.6: Porcentaje de generación renovable

En último lugar, en la tabla 4.7 se observan las horas equivalentes de cada sistema, viéndose que los parques fotovoltaicos son la fuente de generación con menor producción anual debido a su menor cantidad de horas de recurso. También cabe destacar que, al aumentar la potencia instalada renovable, las fuentes basadas en combustibles fósiles ven disminuida su generación.

Tipo generador	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Nuclear	6463 h	7511 h	4786 h	6820 h
Ciclo combinado	5498 h	5982 h	4144 h	5811 h
Fotovoltaica	1852 h	1852 h	1873 h	1852 h
Eólica	2150 h	2150 h	2124 h	2150 h
Hidráulica	4298 h	0 h	4280 h	4298 h

Tabla 4.7: Horas equivalentes resultantes

Mapas geográficos de demanda y generación

Las simulaciones planteadas se han realizado en diferentes comunidades autónomas españolas. Aparte del enfoque general de los resultados anteriores, también es interesante conocer la distribución de generación y demanda en cada comunidad analizada. La imagen 4.7 muestra la distribución porcentual de la demanda, donde se concluye que las comunidades de Cataluña y Comunitat Valenciana son las que tiene una mayor demanda de energía, abarcando un 71 % de la demanda total de las regiones estudiadas. Esta mayor necesidad de energía se debe a la mayor población existente y al superior número de industrias.

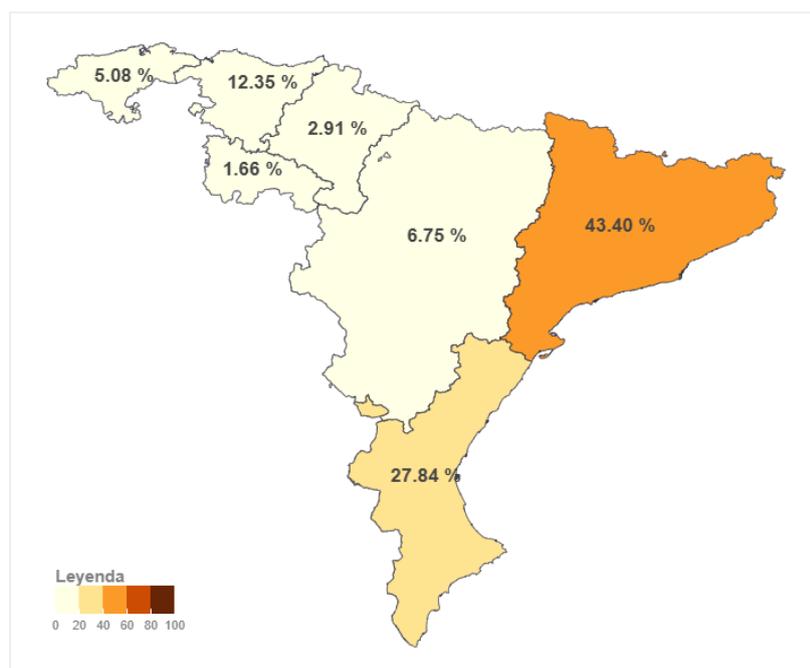


Figura 4.7: Distribución porcentual de la demanda de cada comunidad

En las imágenes 4.8 se puede apreciar la distribución de la generación en cada comunidad, así como el porcentaje renovable. En el escenario base, Cataluña y Aragón (gráfico 4.8a) son las comunidades que más energía generan, sumando casi un 70 % de la energía de la región. Sin embargo, existe una gran diferencia entre ambas regiones consistente en el origen de esta energía. Con los parques actualmente en funcionamiento, Aragón produce un 62 % de su energía de manera renovable, mientras que Cataluña tan solo un 8 %. El origen de esta diferencia radica en la menor potencia instalada de origen renovable unido a la existencia de las centrales nucleares en el territorio catalán.

En el caso que simula un escenario de sequía (imagen 4.8b), se produce una disminución de un 10 % de generación en la comunidad de Aragón, y casi un 5 % en la comunidad catalana, aumentando generalizadamente en el resto de las comunidades. Esto lleva a concluir que, en la situación actual, la energía hidráulica juega un papel importante en lo que refiere a suministro renovable.

Si se tienen en cuenta los parques fotovoltaicos y eólicos actualmente en tramitación en la comunidad de Aragón (imagen 4.8c), el escenario cambia por completo. Esta comunidad sufriría un aumento de casi del 10 % de energía generada, mientras que en Cataluña se reduciría en casi un 20 % su generación. Además, la región aragonesa produciría esta energía con un origen al 98 % renovable.

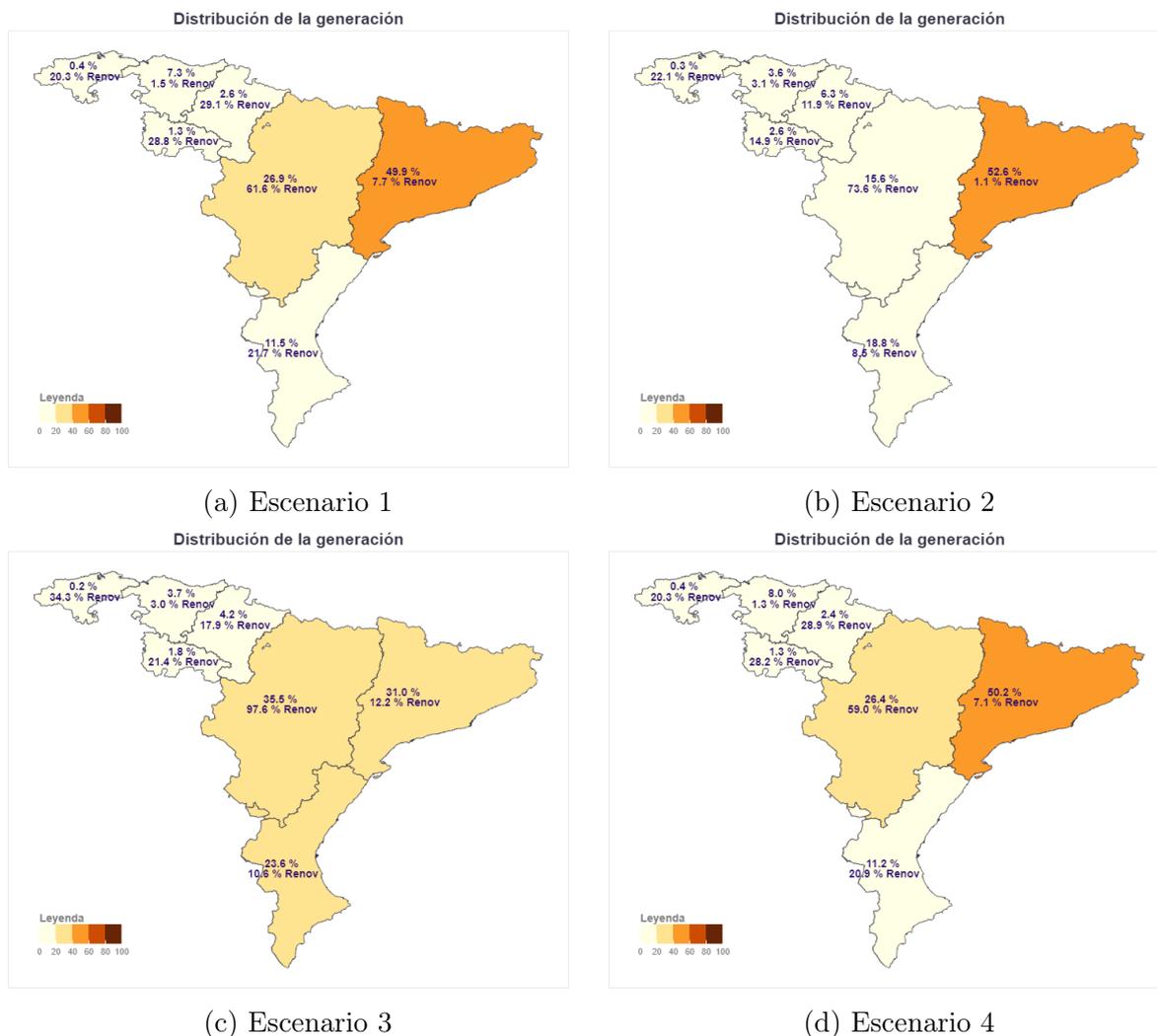


Figura 4.8: Distribución porcentual de la generación en cada escenario en función de la tipología del generador

Pérdidas en la red

En toda red de transporte de energía existen una serie de pérdidas producidas por las impedancias eléctricas que presentan todos los elementos eléctricos de la red. Estas pérdidas pueden calcularse como la diferencia entre la energía total generada y la energía total consumida. En la tabla 4.8 se recogen las pérdidas resultantes de la simulación de la red en cada escenario, las cuales pueden ser comparadas con las proporcionadas por REE a nivel peninsular, visibles en la tabla 4.9. Como se puede observar, el porcentaje real es similar al obtenido en las simulaciones. La diferencia se debe a que la red simulada es bastante más pequeña que la red peninsular.

Escenario	<i>Año 2018</i>		<i>Año 2019</i>	
	Pérdidas	% Pérdidas	Pérdidas	% Pérdidas
Escenario 1	1230 GWh	1,1 %	1204 GWh	1,0 %
Escenario 2	1006 GWh	0,9 %	1065 GWh	0,9 %
Escenario 3	1922 GWh	1,7 %	1880 GWh	1,6 %
Escenario 4	1319 GWh	1,1 %	1259 GWh	1,1 %

Tabla 4.8: Pérdidas obtenidas totales y porcentaje respecto a la demanda total

Año	Pérdidas	% Pérdidas
2018	4004 GWh	1.5 %
2019	3679 GWh	1.4 %
2020	3907 GWh	1.6 %
2021	4221 GWh	1.7 %

Tabla 4.9: Pérdidas totales y porcentaje respecto a la demanda total de la red de transporte peninsular (REE)

4.3.2. Análisis económico

Una vez realizado el análisis de los resultados técnicos, se ha procedido a estudiar la evolución económica de cada escenario. Para ello, se ha utilizado la red neuronal para estimar el precio horario de la energía en función de las condiciones.

Evolución del precio de la energía

En la imagen 4.9 se puede observar la evolución horaria del precio medio de la energía en cada uno de los escenarios. El escenario 1 presenta un comportamiento común, donde el coste de la energía tiene su mínimo valor a lo largo de la noche, y asciende a lo largo del día. Por otro lado, en un escenario sin energía hidráulica el efecto más notorio ocurriría en el horario nocturno, donde el precio aumentaría considerablemente desembocando en un aumento del precio medio en $4\text{€}\backslash MWh$.

Si se tienen en cuenta los parques renovables en tramitación, el coste energético se vería reducido considerablemente, sobre todo durante las horas de sol que produciría una disminución de hasta casi $50\text{€}\backslash MWh$, situando el valor medio en $74,36\text{€}\backslash MWh$. En último lugar, un aumento del consumo nocturno implicaría un aumento del precio en este tramo, consiguiendo una curva prácticamente plana en el coste medio. En la tabla 4.10 se recogen los valores medios y las desviaciones típicas de precio horario en cada escenario.

Con estas simulaciones se puede confirmar que las energías renovables tienen un efecto

Escenario	Media	% Desviación
Escenario 1	98,97€\MWh	56,72€\MWh
Escenario 2	103,02€\MWh	59,13€\MWh
Escenario 3	74,36€\MWh	59,60€\MWh
Escenario 4	112,84€\MWh	51,04€\MWh

Tabla 4.10: Valores estadísticos de la energía para el coste de la energía

positivo sobre el precio de la energía, haciéndolo disminuir durante sus horas de producción. El único que efecto negativo que podría conllevar la reducción del precio sería la pérdida de la rentabilidad de estas instalaciones, aspecto que se comenta en los siguientes apartados.

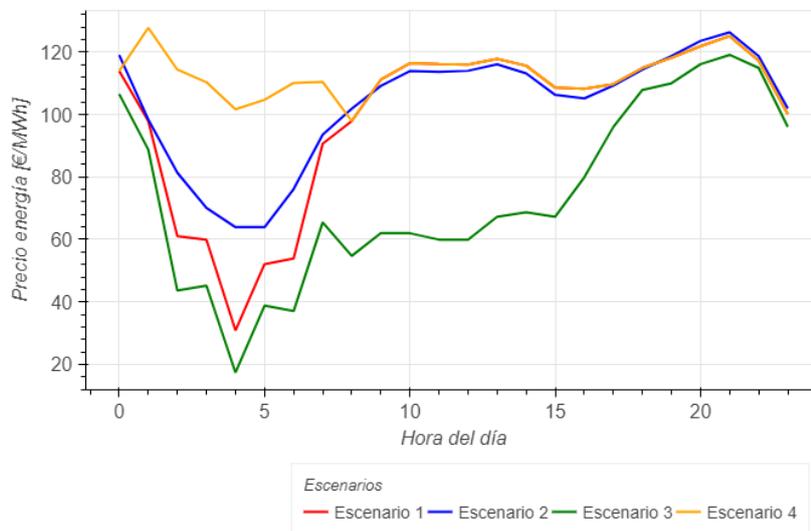


Figura 4.9: Precio horario de la energía para cada escenario

Relación entre el precio y el porcentaje de renovables

En la imagen 4.10 se puede observar la relación existente entre el precio de la energía respecto al porcentaje de energía renovables. Aunque exista mucha dispersión debido a la variabilidad del sistema eléctrico, se puede observar una relación en la que a mayor proporción de energía renovable, menor es el coste del MWh. Este efecto se magnifica cuando trabajamos con el escenario 3 que cuenta con una capacidad de generación renovables superior.

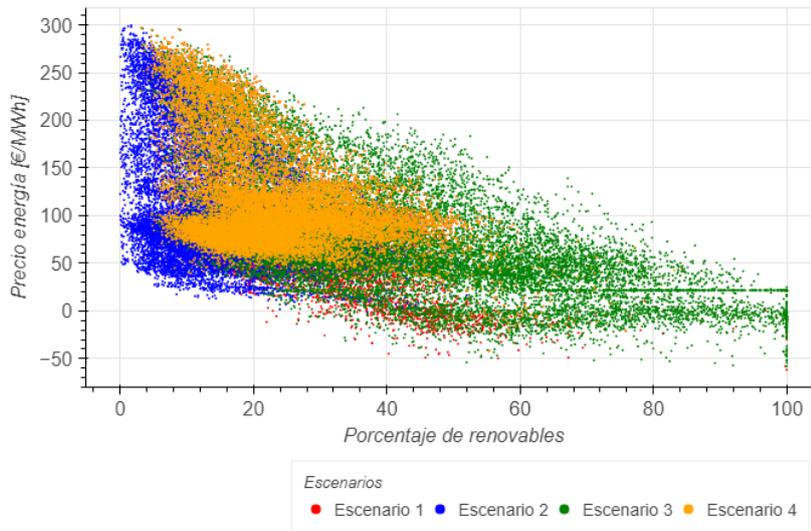


Figura 4.10: Relación coste energético y porcentaje renovable

Rentabilidad anual de los parques

En último lugar, se ha procedido a la estimación de la rentabilidad de los parques eólicos y fotovoltaicos en los diferentes escenarios estudiados bajo los supuestos anteriormente comentados. Con ese fin se define unas cifras genéricas (tabla 4.11) de inversión para construir y mantener cada MWn, junto a los años de vida útil típicos de esas instalaciones.

Tecnología	Inversión inicial	Mantenimiento anual	Vida útil
Fotovoltaica	750,000 €\MWn	19,000 €\MWn\ año	25 años
Eólica	1,500,000 €\MWn	40,000 €\MWn\ año	25 años

Tabla 4.11: Desglose de costes de parques eólicos y fotovoltaicos

El periodo de simulación no ha comprendido la vida útil completa de los generadores, sin embargo, se calculará la media de ingresos anuales de cada generador para tomar ese valor como una cuantía fija de ingreso y poder calcular su VAN. En el cálculo económico se ha tenido en cuenta una serie de supuestos:

- Se pide un préstamo del 70% de la inversión inicial que se devolverá con un interés del 7% a lo largo de toda la vida útil de la instalación
- Existe una inflación del 4%

Escenario	TIR medio parque eólico	% TIR parque solar
Escenario 1	7,79 %	47,81 %
Escenario 2	7,73 %	45,80 %
Escenario 3	-6,04 %	10,30 %
Escenario 4	12,27 %	18,24 %

Tabla 4.12: Rentabilidad media anual de los parques eólicos y fotovoltaicos

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{(Ingresos - (Deuda + Intereses) - O\&M)}{(1 + k)^i} \quad (4.1)$$

El valor que cuenta con una mayor importancia en el ámbito económico es el TIR, que se corresponde con la tasa de actualización que provoca que el VAN sea 0. Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla 4.12 y en la gráfica 4.11. Estos valores no tienen por que corresponderse con la realidad ya que se han realizado una serie de simplificaciones. Sin embargo, si que resulta interesante la comparación de resultados entre escenarios, ya que permite obtener las variaciones que se producirían entre los diferentes supuestos.

Como se puede apreciar, los escenarios 1 y 2 presentan rentabilidades muy semejantes, ya que únicamente varía el precio de la energía levemente. El caso 4, cuenta con un aumento del precio considerable, sobre todo en el horario nocturno, lo cual acaba desembocando en una rentabilidad superior, multiplicándola casi por 2. En el tercer escenario se produce el efecto contrario, llegando incluso en muchos parques eólicos a alcanzar rentabilidades negativas. Este hecho se debe a un doble factor: por un lado la disminución de horas equivalentes de las tecnologías renovables, y por otro lado, y el más importante, la reducción del precio de la energía a lo largo del día, lo que concluye en una reducción considerable de los ingresos.

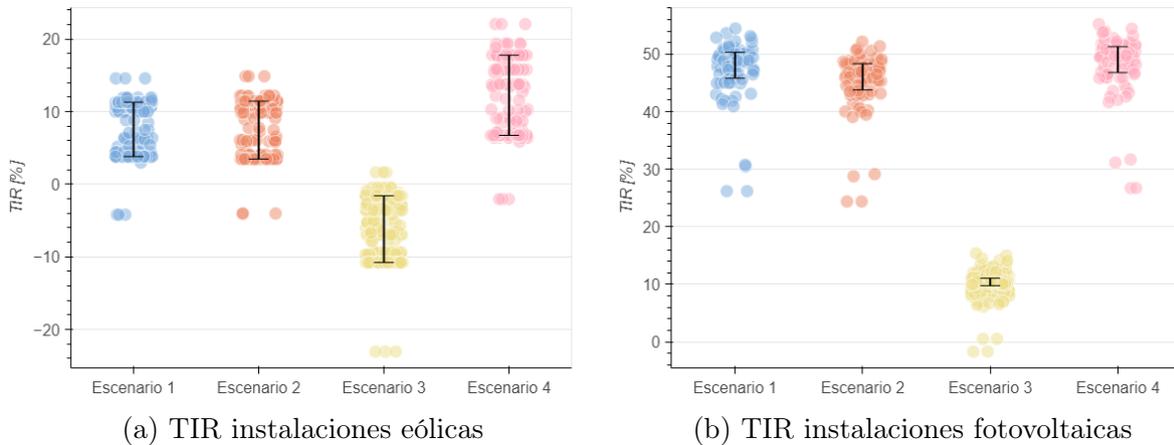


Figura 4.11: TIRs resultantes de los balances económicos realizados a cada generador.

Todo este estudio lleva a concluir que la instalación de nuevos parques renovables representa una innovación crucial en la matriz energética actual, y conllevará un cambio necesario para asegurar la sostenibilidad del planeta. Sin embargo, el precio de la energía no se podría ver reducido de una manera tan significativa como se esperaría, ya que es necesario una sostenibilidad ambiental y económica, asegurando la rentabilidad de los diferentes parques para que puedan recuperar su inversión.

Capítulo 5

Conclusiones

Actualmente es necesario que tenga lugar una transición energética, donde se abandonen las fuentes de energía fósiles y se fomenten las fuentes de energía renovables. Con este fin, se han realizado multitud de convecciones y planes de desarrollo con el objeto de lograr transformar las economías de los países, evitando seguir contaminando nuestro planeta.

El foco de esta transición se centra en el mundo de la energía. Actualmente estamos viviendo una electrificación de la economía, pero es necesaria asegurar que la fuente de esta energía tenga su origen en parques renovables. Hoy en se día se está realizando una gran instalación de energía fotovoltaica y eólica a lo largo de todo el planeta, cerrando antiguas centrales de combustibles fósiles. Sin embargo, esta transición no es sencilla, ya que aguarda nuevos retos tecnológicos.

Por un lado, algunas fuentes de energía renovable son no controlables y pueden no satisfacer la demanda puntualmente, por lo que se requiere la inversión en el desarrollo de sistemas de almacenamiento que logren convertir estos módulos de generación en sistemas gestionables. Por otro lado, es necesario reforzar la red de transporte para asegurar que la energía llegue desde los generadores hasta los consumidores de la manera más eficiente posible.

En este marco surge la motivación del presente trabajo, donde se ha buscado el desarrollo de una herramienta que permita la simulación de los sistemas eléctricos para poder analizar la integración de las energías renovables en la red de transporte, pudiendo realizar un estudio instantáneo para poder detectar posibles deficiencias en el sistema.

Con esta herramienta se ha estudiado parte de la red de transporte española, concretamente la biorregión cantábrica-mediterránea, comprendida por las comunidades de Cantabria, Aragón, Cataluña, La Comunidad Valenciana, País Vasco y la Rioja, con el fin de poder analizar la capacidad de funcionamiento independiente de estas regiones gracias al fuerte recurso que presentan.

Se ha podido comprobar que gracias a los parques renovables que actualmente se encuentran en tramitación en la región de Aragón se podría llegar a un porcentaje de generación renovable del 42 % en toda la zona, acercándose más a los objetivos impuestos. Además, la existencia de mayor potencia instalada de origen renovable produciría una reducción del coste medio de la energía aproximadamente en un 25 %.

Sin embargo, no hay que quitar el foco en la rentabilidad de estos parques eólicos y fotovoltaicos, ya que es necesario asegurar el retorno de las inversiones para atraer a este sector a nuevos inversores.

5.1. Líneas futuras

El presente trabajo puede servir de punto de partida para multitud de investigaciones. En lo que respecta a posibles desarrollos del presente estudio, se podrían tomar dos vías de trabajo.

Por un lado, se podría buscar la ampliación de la red estudiada, abarcando todo la red de transporte española, con el fin de obtener un estudio completo de toda la generación, y de esta manera poder analizar la situación actual, y sobre todo, la evolución futura que presentará la red española en los años venideros.

Por otro lado, un punto importante a desarrollar sería el modelado de sistemas de almacenamiento, que permitiesen almacenar energía eléctrica. También se podría introducir un algoritmo de compra-venta de energía que convierta a los parques renovables en sistemas más gestionables. Con la introducción de este tipo de sistemas se podría estudiar la viabilidad de conseguir sistemas eléctricos totalmente renovables.

Apéndice A

Anexos

A.1. Modelos eléctricos

Para realizar cualquier simulación por medio de la herramienta desarrollada es necesario modelizar matemáticamente cada uno de los componentes eléctricos del sistema. A lo largo de este anexo se recogen las fórmulas que rigen cada los componentes tipo del sistema.

A.1.1. Líneas eléctricas

Las líneas eléctricas se corresponden con el componente eléctrico encargado de unir dos nodos. Se ha hecho uso del modelo π para la representación de la líneas eléctricas, que cuenta con el circuito equivalente apreciable en la figura A.1. Todos las ecuaciones matemáticas se utilizan en valores por unidad, tomando como referencia el siguiente valor:

$$Z_N = \frac{V_N^2}{S_N} \quad (\text{A.1})$$

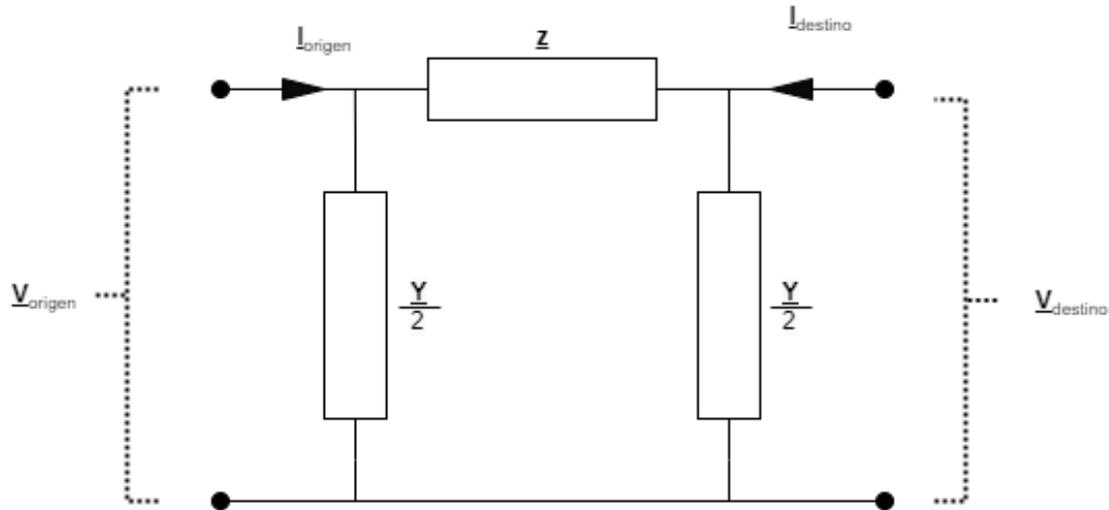


Figura A.1: Modelo π de las líneas eléctricas

Para caracterizar la línea es necesario definir los valores recogidos en la tabla A.2. Con ellos, el cálculo de las impedancias de la línea se realiza según las siguientes ecuaciones:

$$Z = (r[\Omega/km] \cdot x[\Omega/km] \cdot j) \cdot longitud[km] \quad (A.2)$$

$$z = \frac{Z}{Z_N} \quad (A.3)$$

$$Y = (c[nF/km] \cdot 2\pi f \cdot 10^{-9} \cdot j) \cdot longitud[km] \quad (A.4)$$

$$y = Y \cdot Z_N \quad (A.5)$$

<i>Variables entrada</i>		<i>Variables salida</i>	
Variable	Unidad	Variable	Unidad
Nodo origen	-	Corriente línea	kA
Nodo destino	-	Potencia activa	MW
Resistencia	Ω/km	Potencia reactiva	MVAr
Reactancia	Ω /km	Pérdidas potencia activa	MW
Capacitancia	nF/km	Pérdidas potencia reactiva	MVAr
Intensidad máxima	kA	Porcentaje de carga	

Tabla A.1: Variables correspondientes al elemento tipo línea

A.1.2. Transformadores

El transformador es utilizado entre nodos con diferentes niveles de tensión. Para ello se realiza una caracterización a partir de un modelo eléctrico simplificado de un transfor-

mador, según el esquema visible en la imagen A.2 y de la ecuaciones A.1.2 a la A.1.2

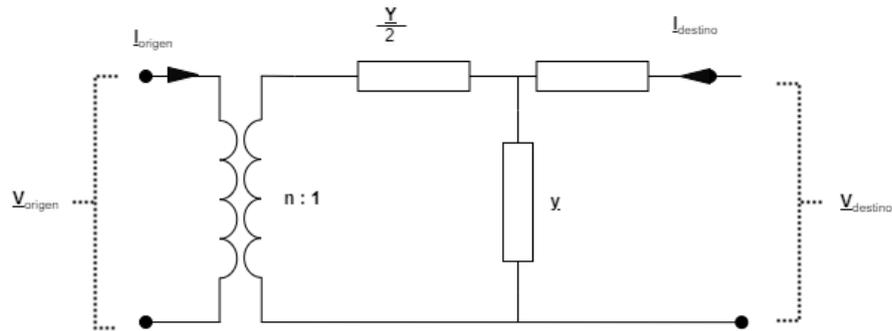


Figura A.2: Modelo de transformador implementado

Ecuaciones impedancia de cortocircuito

$$n = \frac{U_{superior}}{U_{inferior}}$$

$$z_k = \frac{u_{percent}}{100 \cdot S_{nom}}$$

$$r_k = \frac{u_{r,percent}}{100 \cdot S_{nom}}$$

$$x_k = \sqrt{z_k^2 - r_k^2}$$

$$z_k = r_k + j_k \cdot x$$

Admitancia magnética

$$y_m = \frac{i_0}{100}$$

$$g_m = \frac{pfe}{1000 \cdot s_{nom}^2}$$

$$b_m = \sqrt{y_m^2 - g_m^2}$$

$$y_m = g_m - j \cdot b_m$$

Valores transformador

$$Z_N = \frac{V_N^2}{S_N}$$

$$Z_{ref,trafo} = \frac{u_{inf}^2}{s_{nom}}$$

$$z = z_k \cdot \frac{Z_{ref,trafo}}{Z_N}$$

$$y = y_m \cdot \frac{Z_N}{Z_{ref,trafo}}$$

<i>Variables entrada</i>		<i>Variables salida</i>	
Variable	Unidad	Variable	Unidad
Nodo origen	-	Pot. activa AT	MW
Nodo destino	-	Pot. reactiva AT	MVA _r
Tensión origen	kV	Pot. activa BT	MW
Tensión destino	kV	Pot. reactiva BT	MVA _r
Tensión prueba cc ($u_{percent}$)	%	Pérdidas pot. activa	MW
Tensión prueba cc parte real ($u_{r,percent}$)	%	Pérdidas pot. reactiva	MVA _r
Pérdidas bucle abierto (i_0)	%	Porcentaje de carga	-
Pérdidas entrehierro (p_{fe})	kW		
Potencia nominal	MVA		

Tabla A.2: Variables correspondientes al elemento tipo compensación de reactiva

A.2. Instalaciones renovables en tramitación en Aragón

En un de los escenarios planteados a lo largo del trabajo se hace uso de los parques eólicos y fotovoltaicos que actualmente están en uso en la comunidad de Aragón. Estos datos han sido extraídos del Instituto Geográfico de Aragón. Actualmente están en tramitación un total de 430 parques fotovoltaicos y 143 parques eólicos, que suman un total de 11.403 MWn. Todos estos parques se regulan según la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por la cual se establecen distintos hitos para la tramitación administrativa de las nuevas instalaciones renovables. En las siguientes tablas y planos se pueden observar todos estos parques desglosados en cada provincia.

Provincia	Parques	Potencia
Huesca	89	1013 MWn
Zaragoza	265	3627 MWn
Teruel	76	2279 MWn
Total	430	6919 MWn

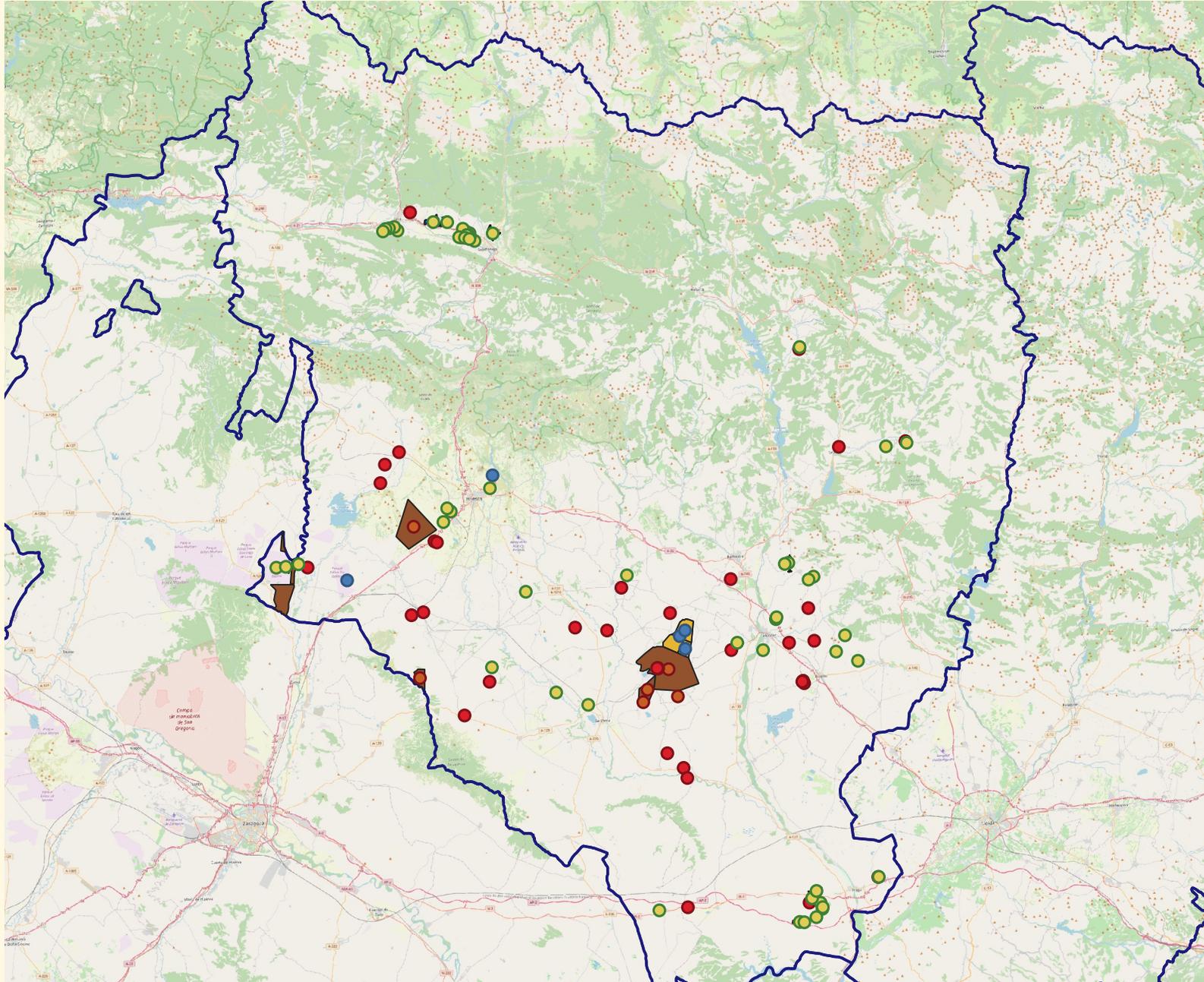
Tabla A.3: Parques fotovoltaicos en trámite en Aragón

Provincia	Parques	Potencia
Huesca	14	244 MWn
Zaragoza	86	2751 MWn
Teruel	43	1489 MWn
Total	143	4484 MWn

Tabla A.4: Parques eólicos en trámite en Aragón

INSTALACIONES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS TRAMITADAS EN ARAGÓN

PROVINCIA HUESCA



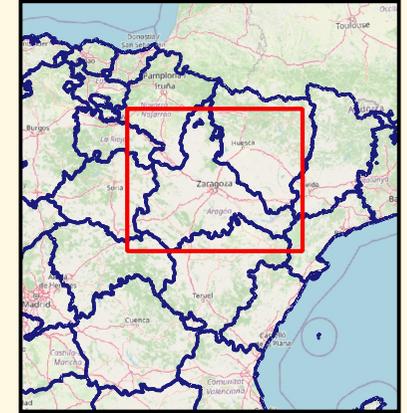
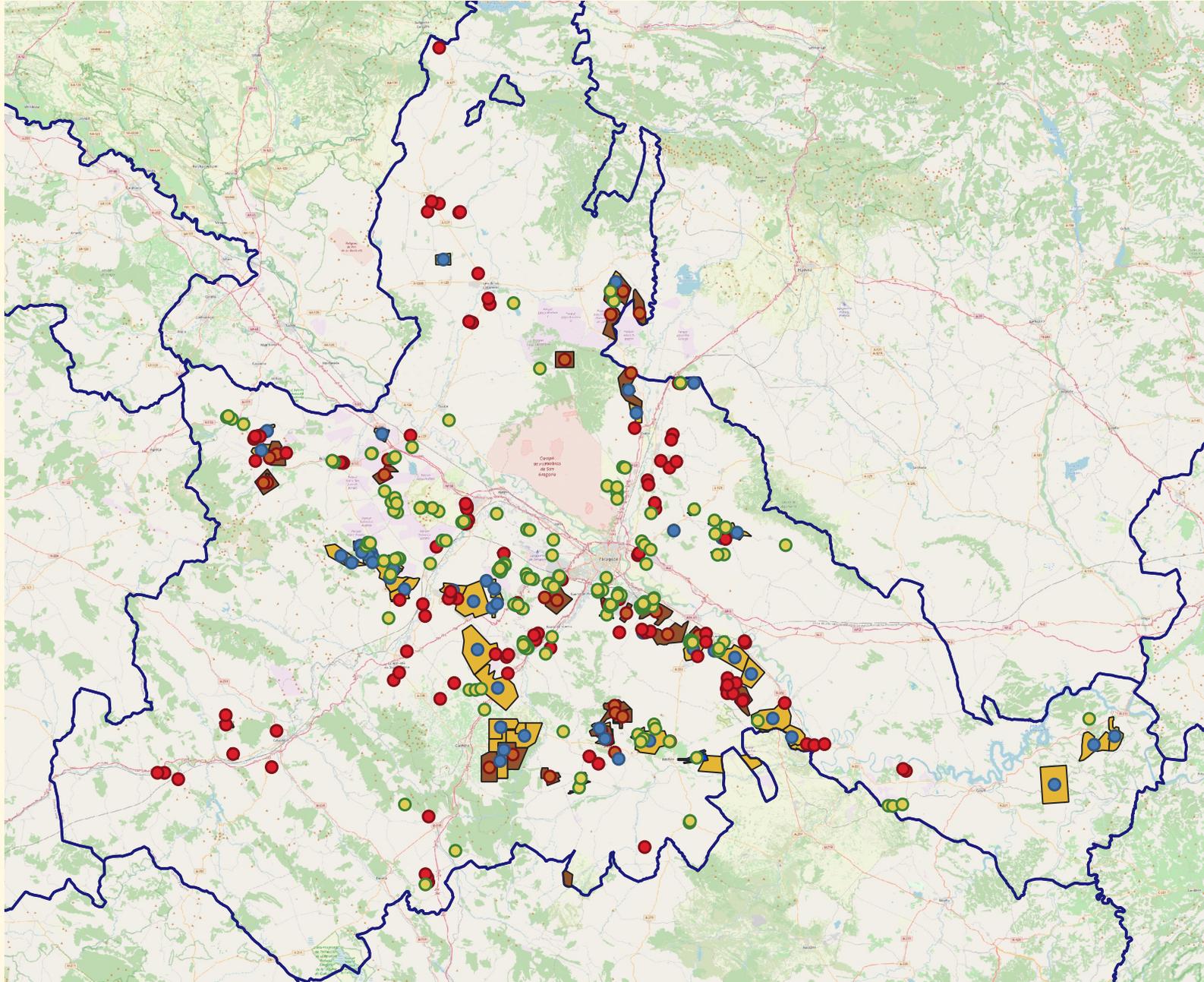
Fuente de datos:

- Open Street Maps
- IDEA ARAGÓN Aragón

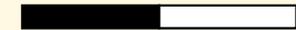
LEYENDA

- Centroides FV - Admitidas
- Poligonal FV - Admitidas
- Centroides FV - Autorizadas
- Centroides FV - Autorizadas
- Centroides Eólica - Autorizadas
- Poligonal Eólica - Autorizadas
- Centroides Eólica - Admitidas
- Poligonales Eólica - Admitidas

INSTALACIONES EÓLICOS Y FOTOVOLTAICAS TRAMITADAS EN ARAGÓN PROVINCIA ZARAGOZA



0 20 40 km



Fuente de datos:

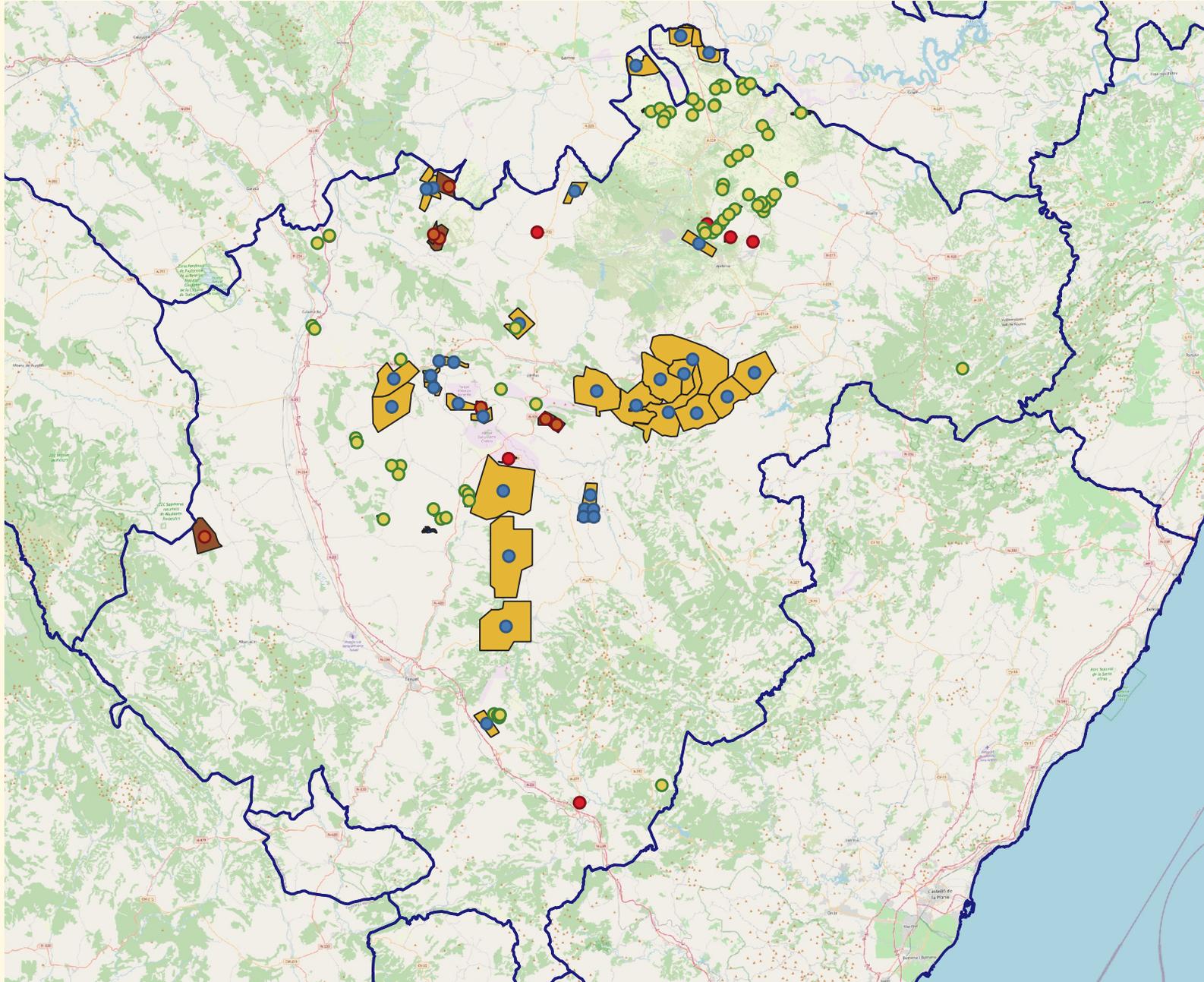
- Open Street Maps
- IDEA ARAGÓN Aragón

LEYENDA

- Centroides FV - Admitidas
- Poligonal FV - Admitidas
- Centroides FV - Autorizadas
- Centroides FV - Autorizadas
- Centroides Eólica - Autorizadas
- Poligonal Eólica - Autorizadas
- Centroides Eólica - Admitidas
- Poligonales Eólica - Admitidas

INSTALACIONES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS TRAMITADAS EN ARAGÓN

PROVINCIA TERUEL



Fuente de datos:

- Open Street Maps
- IDEA ARAGÓN Aragón

LEYENDA

- Centroides FV - Admitidas
- Poligonal FV - Admitidas
- Centroides FV - Autorizadas
- Centroides FV - Autorizadas
- Centroides Eólica - Autorizadas
- Poligonal Eólica - Autorizadas
- Centroides Eólica - Admitidas
- Poligonales Eólica - Admitidas

A.3. Pantallas resumen - POWER BI

Para poder realizar un análisis de manera sencilla se ha incluido la posibilidad de realizar una visualización rápida por medio del programa PowerBi de Microsoft. Este programa se nutre de los archivo excels que son exportado por la herramienta. A lo largo del presente anexo se listan las pantallas implementadas y las variables observables en cada una de ellas.

A.3.1. Resumen inicial

En esta primera pantalla se recoge la información genérica de la simulación. En la parte izquierda se puede apreciar dos gráficas donde muestran la distribución total de la generación por cada tipología de generador, junto a la evolución del porcentaje de energía renovable y no renovable a lo largo del tiempo. En la parte derecha se puede observar una serie de valores técnicos junto a su evolución, como son la potencia generada y disponible máximas, tensiones máximas y mínimas y pérdidas máximas. Todos estos parámetros permite concretar si la red se mantiene dentro de los valores establecidos.

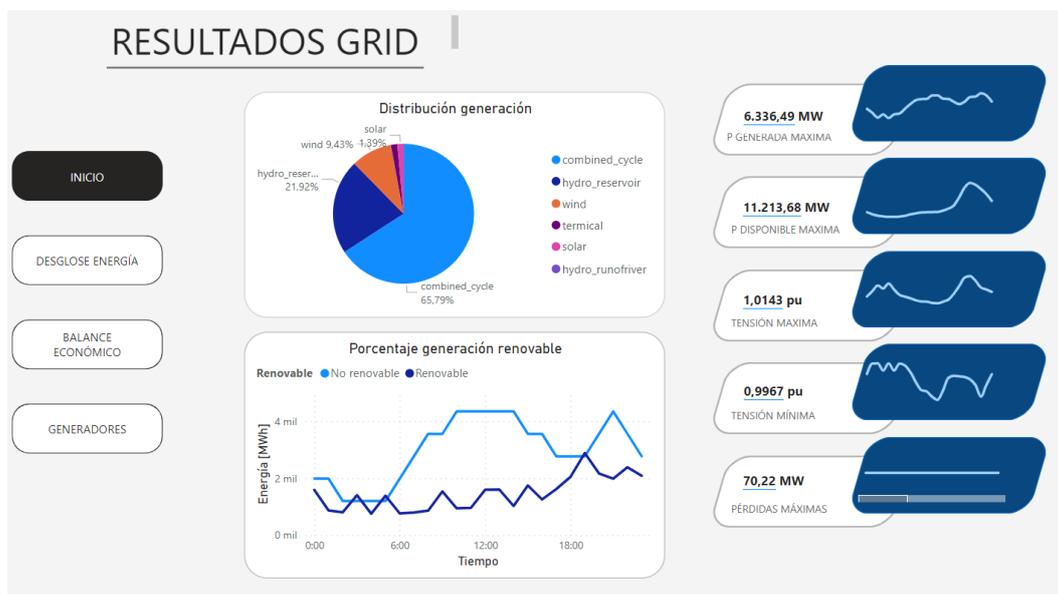


Figura A.3: Pantalla Inicial - Visualización Power BI

A.3.2. Desglose energía

En la segunda pantalla se puede analizar la evolución de la demanda y de la energía inyectada, revisando como funciona el balance energético de la herramienta. También se se

puede observar en la gráfica de la derecha la evolución de la energía disponible y de la energía inyectada, todo ellos filtrado por una barra temporal.

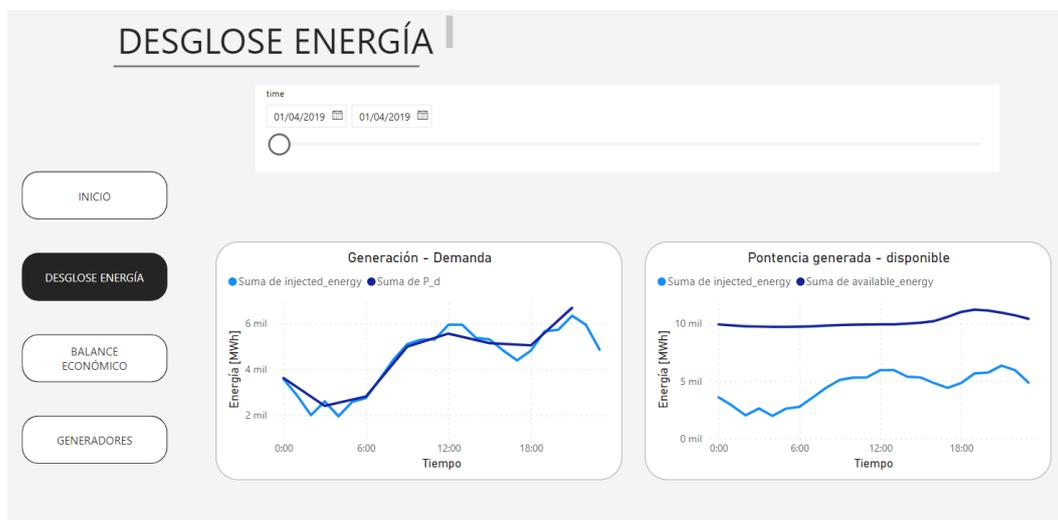


Figura A.4: Pantalla Desglose Energía - Visualización Power BI

A.3.3. Balance económico

En la pantalla resumen económica se puede observar la evolución del precio medio horario y diariamente. Además, en la parte superior se recogen una serie de métricas relacionadas con el coste de la energía, tales como el precio máximo, mínimo y medio por MWh, así como el total del dinero intercambiado en el mercado.

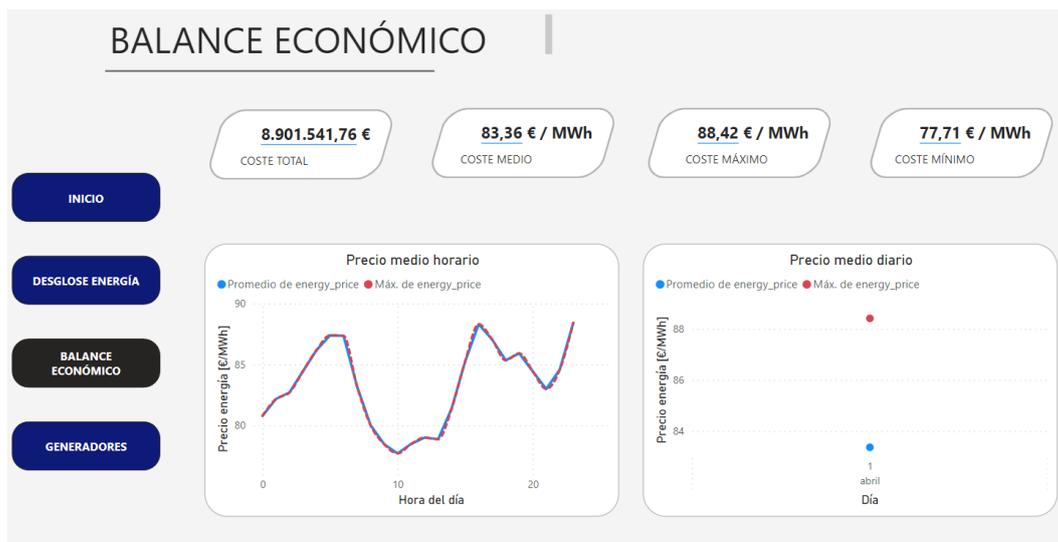


Figura A.5: Pantalla Balance Económico - Visualización Power BI

A.3.4. Análisis generadores

En último lugar, existe una pantalla donde se puede analizar cada generador o grupo de generadores, pudiendo extraer métricas como energía inyectada, ingresos o horas equivalentes. Esta pantalla permite filtrar en función del tipo de generador y el identificador, pudiendo ver su ubicación real en el mapa. Para los equipos seleccionados se puede apreciar la evolución de la energía disponible y vendida, así como el almacenamiento de los generadores hidráulicos.

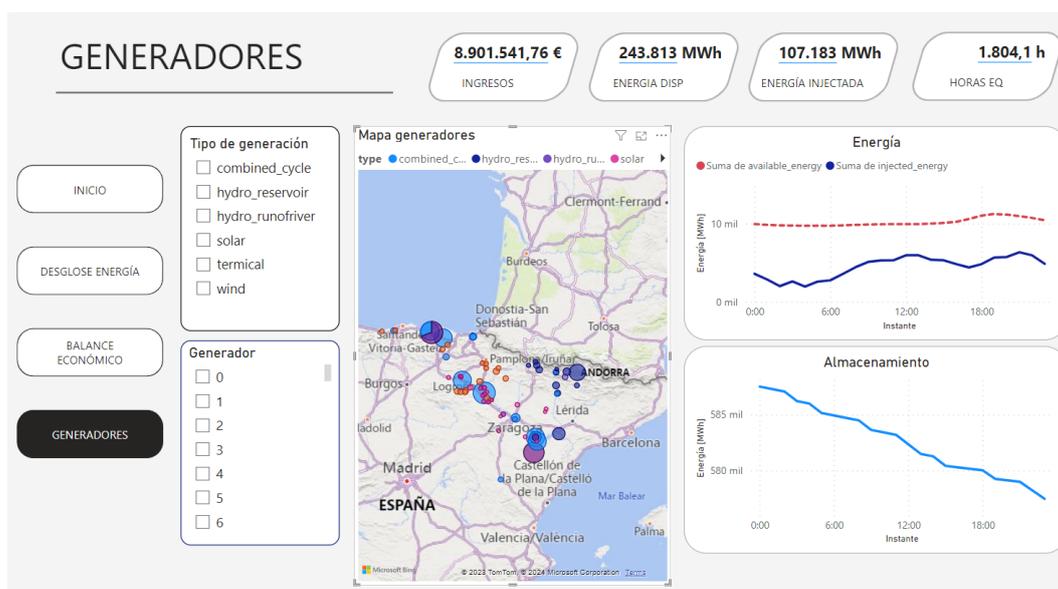


Figura A.6: Pantalla Generadores - Visualización Power BI

A.4. Fuentes de datos

A lo largo de todo el trabajo se utilizan multitud de datos para realizar el modelado de todo el sistema. En el presente anexo se recogen todos los proveedores de datos.

Instituto geográfico nacional

Todo el conjunto de datos extraídos del IGN se puede encontrar en el centro de descargas de su página web (<https://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/index.jsp>). A continuación se listan todos los ficheros usados:

- Límites municipales ETRS89 - Formato Shapefile
- Límites provinciales ETRS89 - Formato Shapefile
- Límites autonómicos ETRS89 - Formato Shapefile
- Nomenclátor Geográfico de Municipios y Entidades de Población

Red Eléctrica Española

Red Eléctrica Española cuenta con un repositorio de datos amplio donde se pueden obtener multitud de datos sobre el transporte de energía español:

- Evolución temporal de la demanda de energía - <https://www.ree.es/es/datos/demanda/evolucion>
- Consulta los perfiles de consumo (TBD) - <https://www.ree.es/es/clientes/generador/gestion-medidas-electricas/consulta-perfiles-de-consumo>
- Mapa Sistema eléctrico peninsular - https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/mapa_lineas_2017_v1.pdf

A.4.1. OMIE - Operador de Mercado Ibérico de Energía

Con el fin de entrenar la red neuronal se ha usado diversos archivos recogidos en el de datos del operador del sistema OMIE. Se recogen a continuación:

- Precios horarios del mercado diario en España - <https://www.omie.es/es/file-access-list?parents%5B0%5D=/&parents%5B1%5D=Mercado%20Diario&parents%5B2%5D=1.%20Precios&>

dir=Precios%20horarios%20del%20mercado%20diario%20en%20Espa%C3%B1a&realdir=marginalpdbc

- Ficheros mensuales con curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta - https://www.omie.es/es/file-access-list?parents%5B0%5D=/&parents%5B1%5D=Mercado%20Diario&parents%5B2%5D=3.%20Curvas&dir=Ficheros%20mensuales%20con%20curvas%20agregadas%20de%20oferta%20y%20demanda%20del%20mercado%20diario%20incluyendo%20unidades%20de%20oferta&realdir=curva_pbc_uof
- Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario - https://www.omie.es/es/file-access-list?parents%5B0%5D=/&parents%5B1%5D=Mercado%20Diario&parents%5B2%5D=3.%20Curvas&dir=Curvas%20agregadas%20de%20oferta%20y%20demanda%20del%20mercado%20diario&realdir=curva_pbc
- Listado de unidades ofertantes - https://www.omie.es/sites/default/files/dados/listados/LISTA_UNIDADES.PDF

A.4.2. Datos de generadores y líneas

Para realizar el modelado de la red de transporte y de los generadores se ha hecho uso de las siguientes fuentes unidas al mapa anteriormente citado de REE:

- Open Infrastructures Map - <https://openinframap.org>
- Base de datos europea de generadores - <https://github.com/PyPSA/powerplantmatching>

A.4.3. Datos climatológicos

Para la consecución de las datos de recurso de los distintos parques de origen renovable se ha hecho uso de las siguientes bases de datos:

- PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM - https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- The POWER Project - <https://power.larc.nasa.gov/>
- Centro de estudios hidrográficos. Anuario de aforos https://ceh.cedex.es/web_ceh_2018/default.htm#anuariosaforos

Bibliografía

- [1] M. para la transición ecológica y reto demográfico, “Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.” <https://www.boe.es/boe/dias/2020/08/01/pdfs/BOE-A-2020-8965.pdf>.
- [2] J. Felipe-Andreu, A. Valero, and A. Valero, “Territorial inequalities, ecological and material footprints of the energy transition: Case study of the cantabrian-mediterranean bioregion,” *Land*, vol. 11, no. 11, p. 1891, Oct. 2022. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.3390/land11111891>
- [3] Socialenergy, “¿Cómo funciona una instalación solar fotovoltaica?” <https://www.socialenergy.es/instalaciones-fotovoltaicas/como-funciona-instalacion-solar-fotovoltaica/>.
- [4] T. W. P. W. E. M. Intelligence, “Gamesa G66/1650 Data,” https://www.thewindpower.net/turbine_es_260_gamesa_g66-1650.php.
- [5] OMIE, “Curvas agregadas de oferta y demanda,” <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves>.
- [6] G. de España, “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,” <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/Paginas/enlaces/220219-plan.aspx>.
- [7] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke, and M. Braun, “pandapower — an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, Nov 2018.
- [8] G. de España, “Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.” <https://www.boe.es/boe/dias/2020/12/30/pdfs/BOE-A-2020-17278.pdf>.
- [9] J. Felipe Andreu, “Análisis y estimación de los recursos necesarios para una descarbonización de la economía en la biorregión Cantábrico-Mediterránea,” <https://zaguan.unizar.es/record/112219>.

- [10] M. U. en Energías Renovables y Eficiencia Energética, “Apuntes Asignatura - Energía solar.”
- [11] E. Comission, “PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,” https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [12] M. U. en Energías Renovables y Eficiencia Energética, “Apuntes Asignatura - Energía eólica, hidroeléctrica y marina.”
- [13] NASA, “The POWER Project,” <https://power.larc.nasa.gov/>.
- [14] M. McBride, “Voronoi diagrams with SciPy,” <https://martinmcbride.org/post/2021/voronoi-diagrams-with-scipy/>.
- [15] R. Eléctrica, “Evolución temporal de la demanda de energía,” <https://www.ree.es/es/datos/demanda/evolucion>.
- [16] —, “Consulta los perfiles de consumo (TBD) ,” <https://www.ree.es/es/clientes/generador/gestion-medidas-electricas/consulta-perfiles-de-consumo>.
- [17] B. O. del Estado Dirección General de Política Energética y Minas, “Aprobación del perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía ,” https://www.ree.es/sites/default/files/12_CLIENTES/Documentos/Documentacion-Simel/BOE-A-2022-22693.pdf.
- [18] C. N. de los Mercados y la Competencia, “Funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación al régimen económico de energías renovables y evolución del comité de agentes del mercado. ,” https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-5582.
- [19] “Pandapower ,” <https://www.pandapower.org/>.
- [20] J. A. Rodrigo, “Redes neuronales con Python,” <https://cienciadedatos.net/documentos/py35-redes-neuronales-python>.
- [21] OMIE, “OpenData - Acceso a ficheros ,” <https://www.omie.es/es/file-access-list>.
- [22] R. E. Española, “Sistema eléctrico peninsular,” https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/mapa_lineas_2017_v1.pdf.
- [23] OpenInfraMap, “Open Infrastructures Map,” <https://openinframap.org/#2/26/12>.
- [24] “QGIS,” <https://www.qgis.org/es/site/>.
- [25] D. of Digital Transformation in Energy Systems Berlin University, “Base de datos europea de generadores,” <https://github.com/PyPSA/powerplantmatching>.
- [26] C. de estudios hidrográficos, “Anuario de aforos,” https://ceh.cedex.es/web_cep_2018/default.htm#anuariosaforos.