

Trabajo de Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Modelado y Optimización de una Red Eléctrica

MEMORIA

Autor: Carlos Alegre Aldeano
Director: Marc Cheah Mañé
Convocatoria: Abril de 2022



Escola Tècnica Superior
d'Enginyeria Industrial de Barcelona



Resumen

Los objetivos en materia energética en la Unión Europea han impulsado la transformación de las redes eléctricas de todo el continente, como ocurre en España, donde se han aprobado planes energéticos en el que se tienen como objetivos una integración mínima del 75% de energías renovables en la generación para 2030, y una red completamente renovable de cara a 2050.

Este trabajo pretende tratar esta transformación planificando la instalación de generadores eólicos y fotovoltaicos en una red eléctrica de alta tensión de manera óptima, teniendo en cuenta las restricciones y limitaciones técnicas de la red y minimizando el coste. Para ello, se explican todos los elementos de la red, las ecuaciones de balance eléctrico que describen su funcionamiento en estado estacionario y el modelo utilizado para poder ejecutar esta optimización.

Los resultados obtenidos muestran el comportamiento horario de la red, así como la colocación de las instalaciones nuevas. Se estudian distintos escenarios, exigiendo en cada uno de ellos un porcentaje de generación renovable distinto, y se analizan más en detalle aquellos que se consideran más relevantes.

Sumario

SUMARIO	5
1. GLOSARIO	9
2. PREFACIO	11
2.1. Origen del proyecto	11
2.2. Motivación	11
2.3. Requerimientos previos.....	11
3. INTRODUCCIÓN	13
3.1. Objetivos del proyecto	13
3.2. Alcance del proyecto	14
4. TEORÍA DE LÍNEAS DE TRANSPORTE	15
4.1. Elementos de una línea de transporte	15
4.1.1. Buses.....	15
4.1.2. Líneas	16
4.2. Cálculo de parámetros eléctricos de una línea	16
4.2.1. Impedancia de línea.....	16
4.2.2. Potencia transmitida.....	18
4.3. Cálculo de flujo de carga	18
5. MODELADO DE UNA RED ELÉCTRICA	21
5.1. Planteamiento del modelo.....	21
5.1.1. Definición de los elementos del modelo.....	21
5.1.2. Variables del modelo.....	22

5.1.3.	Ecuaciones del flujo de cargas	22
5.2.	Resolución del modelo mediante Newton-Raphson.....	23
5.2.1.	Entradas del algoritmo	23
5.2.2.	Inicialización de variables	23
5.2.3.	Pasos iterativos.....	24
5.2.4.	Convergencia del algoritmo	25
5.3.	Cálculo de parámetros de la red.....	26
5.3.1.	Potencias activas y reactivas generadas	26
5.3.2.	Potencia transmitida en una línea	26
5.3.3.	Corriente que circula por una línea	26
6.	OPTIMIZACIÓN DE UNA RED ELÉCTRICA	27
6.1.	Introducción al problema.....	27
6.2.	Inicialización de la optimización	28
6.2.1.	Modulo PYOMO.....	28
6.2.2.	Inicialización de los datos y parámetros de partida	30
6.2.2.1.	Matriz de admitancia	31
6.2.2.2.	Demanda de la red y parámetros de eficiencia	32
6.3.	Modelado de la optimización	32
6.3.1.	Variables del modelo	33
6.3.2.	Restricciones del modelo	34
6.3.2.1.	Restricciones sobre el nodo <i>slack</i> :.....	34
6.3.2.2.	Restricciones sobre la tensión del resto de nodos	34
6.3.2.3.	Restricciones sobre la generación	34
6.3.2.4.	Restricciones de flujo de cargas.....	35

6.3.2.5. Restricciones sobre la máxima potencia aparente transmitida por una línea.....	35
6.3.2.6. Restricción de mínima penetración de renovables.....	36
6.3.3. Función objetivo.....	36
6.4. Resolución del problema y obtención de resultados.....	36
7. ANÁLISIS DE RESULTADOS	38
7.1. Resultados generales.....	38
7.2. Caso sin requisitos mínimos ($\alpha = 0$).....	42
7.3. Caso actual ($\alpha = 0.4$).....	45
7.4. Caso objetivo para 2030 ($\alpha = 0.75$).....	47
8. PLANIFICACIÓN TEMPORAL	51
9. PRESUPUESTO	52
10. ESTUDIO AMBIENTAL	53
CONCLUSIONES	55
AGRADECIMIENTOS	57
BIBLIOGRAFÍA	59
Referencias bibliográficas.....	59
ANEXOS	61
Anexo I. Algoritmo N-R	61
Anexo II. Cálculo de matriz de admitancias.....	61
Anexo III. Programas de optimización	61

1. Glosario

α : Parámetro alpha, fracción de generación renovable respecto el total.

θ : Desfase de la tensión de un nodo respecto a la referencia.

C: Capacitancia de una línea.

C_{Rj}: Variable PYOMO que almacena la potencia instalada de la tecnología j en el nodo.

C_T: Variable PYOMO que almacena la potencia instalada total de cada tecnología.

CAP: Gasto de capital de una nueva instalación de generación.

F: Farad, unidad de capacitancia

GR: Factor de capacidad de un recurso renovable (se puede entender como la fracción de la potencia instalada que está generando).

H: Henry, unidad de inductancia.

L: Inductancia de una línea

OP: Gasto de operación de una instalación de generación.

P: Potencia activa

PV: Energía solar fotovoltaica

Q: Potencia reactiva

R: Resistencia de una línea

S: Potencia aparente

V: Voltios, unidad de tensión

VA: Voltamperios, unidad de potencia aparente

W: Vatios, unidad de potencia activa.

Y: Admitancia

Z: Impedancia

2. Prefacio

2.1. Origen del proyecto

Este proyecto parte de la necesidad y el interés en estudiar cómo funciona la parte eléctrica de la producción y distribución de la energía eléctrica, en un contexto de creciente desarrollo de las energías renovables. Estudios como el que se usa como base de este proyecto (el informe POSYTYF (D1.1) [1]) buscan estudiar la incorporación de estas tecnologías como pieza importante en la generación de una red nacional, de manera que se lleguen a los objetivos establecidos por la comunidad internacional para reducir las emisiones contaminantes [2]. Estos estudios suelen cumplir una función de análisis de tipo económico y, aunque incorporen aspectos técnicos, no suelen ahondar en ellos en exceso. Para una correcta planificación de la instalación nueva, es necesario considerar también las restricciones de la red.

2.2. Motivación

La motivación del proyecto es el interés en comprender el funcionamiento de la red encargada de transportar la energía generada a los puntos de consumo, y como afectaría la implantación de renovables siguiendo las directrices internacionales. Se plantea la ampliación del estudio POSYTYF para tener en cuenta la topología de la red y sus restricciones, además de los criterios económicos que ya estaban implementados.

2.3. Requerimientos previos

Durante el desarrollo del trabajo se ha partido de los conocimientos básicos de electrotecnia y de programación en Python. Los primeros se han ampliado a lo largo del trabajo, llegando a conocer los principios de funcionamiento de las líneas de transmisión y el flujo de cargas en una red eléctrica con una topología conocida. Los segundos se han complementado con el aprendizaje de un módulo de Python para poder realizar el estudio de optimización, en este caso el módulo *Pyomo*.

3. Introducción

Las directrices de la Unión Europea en materia energética, debido al elevado impacto climático que tiene la producción de energía eléctrica, establecen un escenario a futuro que exige que las redes de transporte de los países miembros se transformen para reducir las emisiones. Estos requerimientos han derivado en planes de actuación que marcan metas a alcanzar en cuanto a integración de renovables en la red.

En España, se publicó en el enero de 2020 el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, redactado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) [2]. En este documento, se establecieron los objetivos que el país se compromete a alcanzar de cara a 2030. Entre ellos, se prevé 42% de renovables sobre el uso final de energía, así como un 74% de renovables en la generación.

Para alcanzar estos objetivos, es necesario realizar estudios que permitan conocer la potencia de nueva instalación necesaria que sea capaz de cubrir estos objetivos. Informes como el POSYTYF (D1.1) [1], un documento de CITCEA-UPC, realizan una planificación óptima de esta instalación siguiendo criterios mayormente económicos, y contemplando distintos escenarios.

Para una correcta implantación de esta potencia, es necesario hacer una planificación teniendo en cuenta las restricciones técnicas de la red eléctrica y su topología, siempre sopesando la viabilidad económica. El Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica (2021-2026), realizado por Red Eléctrica de España [3], es el documento que explica la planificación estatal seguida para esta transformación. En él se pueden ver los principios por los que se rige (pág. 8) y la metodología de análisis (pág. 35).

3.1. Objetivos del proyecto

El objetivo de este proyecto es realizar una planificación óptima de implantación de renovables con una metodología que se asemeja a la del plan de desarrollo antes mencionado. Para ello, se hace un modelo en estado estacionario de una red eléctrica, comprendiendo los distintos elementos que la conforman, y se optimiza la colocación de renovables y el funcionamiento de todos los puntos de generación siguiendo criterios económicos.

Esto se efectuará conociendo los parámetros de demanda y eficiencia de las tecnologías a instalar, así como la topología de esta red. Se parte de una optimización existente (informe POSYTYF) [1], con restricciones económicas, y se añaden todas las restricciones eléctricas teniendo en cuenta la topología de la red y el flujo de cargas.

Para realizar esta optimización, antes se han de describir todos los elementos de una red eléctrica, las ecuaciones de balance eléctrico que han de cumplirse para que el sistema funcione y estas restricciones técnicas que se han de añadir al modelo.

3.2. Alcance del proyecto

Este proyecto es capaz de establecer la colocación óptima de las renovables a instalar, añadiendo información al escenario contemplado previamente en el que simplemente se establecía la potencia total a instalar, sin tener en cuenta todos los límites de la red.

El modelo estudiado es una red tipo isla en la que solo hay generación y consumo interno, y que no tiene en cuenta almacenaje de energía ni cambios a la topología. Posibles ampliaciones de este trabajo serían aquellas que modelen elementos más complicados de la red, como sistemas de almacenaje o estaciones transformadora, así como un estudio económico más amplio, pero quedan fuera del alcance de este proyecto.

4. Teoría de líneas de transporte

Todo sistema electrificado depende de que la energía generada en las centrales situadas a kilómetros de distancia llegue en las condiciones adecuadas y sin interrupciones. Es de vital importancia que, desde el origen de la producción, el sistema encargado de transportar esta electricidad esté bien dimensionado y en constante monitorización, garantizando que no hay fallos y que, de haber uno, pueda corregirse lo más rápido posible.

La red de transporte en España se subdivide en red primaria (por encima de los 380 kV de tensión) y red secundaria (por encima de 220 kV en territorio peninsular, y por encima de 66 kV en territorio no peninsular y en redes de interconexión insular). Las redes de distribución se encargan de transmitir la energía eléctrica desde estas redes de transporte, puntos de generación u otras redes de distribución hasta puntos de consumo o redes de distribución secundarias. Forman parte de ellas todas las redes que operan a tensiones inferiores a 220 kV (salvo aquellas que tengan consideración especial de red de transporte) [4][1]. Estas dos redes conforman la alta tensión en España, y son las redes que se estudian en este trabajo.

En este capítulo se describen los elementos de una línea de transporte, y se plantean las ecuaciones de balance eléctrico y de cálculo de parámetros.

4.1. Elementos de una línea de transporte

Para la transmisión de electricidad de un punto a otro, hay dos elementos que son indispensables, y que dotan a la red eléctrica de configuración de malla:

4.1.1. Buses

Visto desde el punto de vista de teoría de grafos, vienen a ser los nodos de la red eléctrica. En los buses se da la inyección o absorción de electricidad de la red, y puede haber conectados agentes generadores y consumidores simultáneamente. Hacer el balance neto entre estos dos agentes permite conocer la inyección o absorción de este bus.

El estado eléctrico de un bus queda determinado por la tensión a la que se encuentra, con su módulo (V), y su desfase (θ), así como la potencia inyectada, tanto activa (P) como reactiva (Q). En una red funcional, las variables toman unos valores que dependen del estado del resto de nodos de manera que la generación cubre la demanda y las pérdidas en todo momento, cumpliendo las ecuaciones de balance eléctrico que descritas en la sección 4.3.

4.1.2. Líneas

Los buses eléctricos están conectados entre ellos por cable de alta tensión, el material encargado de transportar los electrones. En alta tensión, estos cables han de recorrer largas distancias entre buses, dando lugar a pérdidas por efecto Joule a lo largo de todo el recorrido. En la siguiente sección se detalla el cálculo de la matriz de admitancia de una red, dependiente de las características físicas del cable.

4.2. Cálculo de parámetros eléctricos de una línea

Para facilitar el manejo de números, dado que se trabaja con valores elevados, los valores se calculan en tanto por uno [p.u.] respecto a unos valores de referencia. Generalmente, se dictan como referencia la potencia y tensión de la red (S_{ref} y V_{ref}), y todos los parámetros se recalculan a partir de ellos. [5] Por ejemplo, la impedancia se normaliza como sigue:

$$Z_{ref} = \frac{V_{ref}}{I_{ref}} = \frac{V_{ref}^2}{S_{ref}} \quad (1)$$

4.2.1. Impedancia de línea

Partiendo de los datos disponibles de una línea (R, L, C, G), y conociendo las distancias entre nodos (d), se pueden calcular las impedancias de línea para toda la red. Con estos parámetros, y teniendo en cuenta un circuito equivalente tipo π para líneas medias-largas (Figura 1), se calculan las impedancias en serie de las líneas y las admitancias transversales.

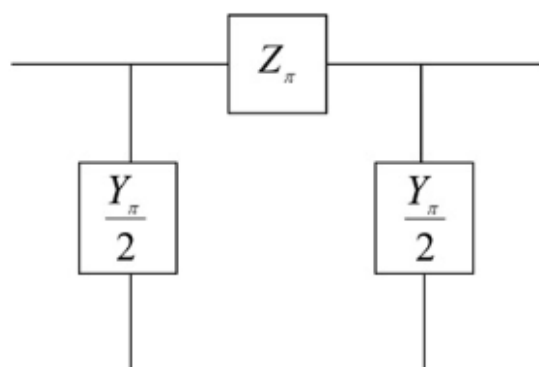


Figura 1. Circuito equivalente en π [6]

$$\underline{Z}_\pi = \underline{Z}d = (R + j\omega L)d \quad (2)$$

$$\underline{Y}_\pi = \underline{Y}d = (G + j\omega C)d \quad (3)$$

Para obtener los valores en tanto por uno, se usa la impedancia de referencia.

$$\underline{y}_\pi = \underline{Y}_\pi Z_{ref}; \quad \underline{z}_\pi = \frac{\underline{Z}_\pi}{Z_{ref}} \quad (4)$$

Este cálculo se repite para todas las líneas existentes en una red. Una vez se tienen estos valores, se puede calcular los elementos de la matriz de admitancias de la red mediante el siguiente algoritmo. [5]

$$\underline{Y}_{ii} = \sum \text{Admitancias conectadas al nodo } i \quad (5)$$

$$\underline{Y}_{ij} = - \sum \text{Admitancias entre el nodo } i \text{ y el } j \quad (6)$$

La admitancia conectada entre nodos es la inversa de la admitancia en serie de la línea en cuestión. Las admitancias que se consideran conectadas a un nodo son todas aquellas admitancias de línea que llegan al él más la mitad de la admitancia transmitancia transversal, usando el equivalente en π . A continuación, se da un ejemplo de la matriz obtenida para una red simple de dos buses interconectados:

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\underline{Z}_{12}} + \frac{y_{12}}{2} & -\frac{1}{\underline{Z}_{12}} \\ -\frac{1}{\underline{Z}_{12}} & \frac{1}{\underline{Z}_{12}} + \frac{y_{12}}{2} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Esta matriz permite establecer relaciones entre las distintas variables eléctricas de la red. Para facilitar las operaciones, se separa la matriz en su parte real y compleja para poder evitar tratar con números complejos.

$$\underline{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (8)$$

En el apartado siguiente se ven algunas de estas relaciones, permitiendo calcular la potencia que se transmite por una línea o la intensidad de la corriente que circula por ella.

4.2.2. Potencia transmitida

La potencia que una línea transmite depende de la admitancia de esta línea, y de los estados de los nodos interconectados por la línea. Conocida la matriz de admitancias de la red y las variables de operación de los buses, se puede proceder al cálculo de la potencia transmitida entre el bus i y el bus j con las siguientes ecuaciones. [7] [8] [9]

$$\underline{S}_{ij} = \underline{V}_i \underline{I}_{ij}^* \quad (9)$$

Utilizando la ley de Ohm, usando la matriz de admitancia calculada según el apartado anterior, ecuaciones (2) a (6):

$$\underline{I}_{ij} = \underline{Y}_{ij}(\underline{V}_i - \underline{V}_j) \quad (10)$$

$$\underline{S}_{ij} = \underline{Y}_{ij}^* \underline{V}_i (\underline{V}_i - \underline{V}_j)^* = \underline{Y}_{ij}^* (|\underline{V}_i|^2 - \underline{V}_i \underline{V}_j^*) \quad (11)$$

$$\underline{S}_{ij} = (G_{ij} - jB_{ij})(V_i^2 - V_i V_j (\cos \theta_{ij} + j \sin \theta_{ij})) \quad (12)$$

Donde:

$$\underline{V}_i = V_i e^{j\theta_i}; \quad \theta_{ij} = \theta_i - \theta_j; \quad \underline{Y}_{ij}^* = G_{ij} - jB_{ij} \quad (13)$$

Con estas ecuaciones se pueden calcular dos valores relevantes para estudiar el sistema. La potencia transmitida por una línea (Ecuación (12)) y la intensidad que circula por esta (Ecuación (10)).

4.3. Cálculo de flujo de carga

Una vez conocida la matriz de admitancias de la red, se puede calcular el estado del sistema exigiendo que se cumpla la ley de las corrientes de Kirchoff, expresada en su vertiente de potencias. Este modelo de *power flow* se llama *Bus Injection Model*. [8][7] Toda la potencia que entra por una línea o es generada en un nodo ha de salir, ya sea por otra línea o absorbida por él. En la siguiente figura se puede apreciar un esquema que representa este balance entre entradas y salidas.

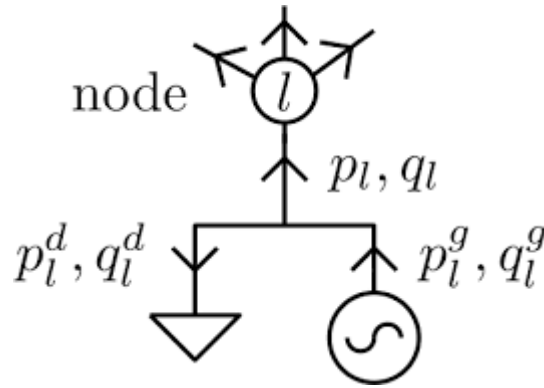


Figura 2. Esquema de flujo de cargas [10]

A continuación, se presentan las ecuaciones que gobiernan este equilibrio. [7][8][11] Existen tantas ecuaciones complejas como nodos hay en la red, y participan en ellas las variables de estado eléctrico de los nodos, así como la impedancia de la red. Para facilitar el cálculo usando solo números reales, se separan en 2 ecuaciones por nodo, en un balance de potencia activa y otro de potencia reactiva.

$$P_i^{trans} + P_i^{load} - P_i^{gen} = 0 \quad (14)$$

$$\sum_{j=1}^{n_b} Y_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) + P_i^{load} - P_i^{gen} = 0 \quad (15)$$

$$\sum_{j=1}^{n_b} V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) + P_i^{load} - P_i^{gen} = 0 \quad (16)$$

$$Q_i^{trans} + Q_i^{load} - Q_i^{gen} = 0 \quad (17)$$

$$\sum_{j=1}^{n_b} Y_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) + Q_i^{load} - Q_i^{gen} = 0 \quad (18)$$

$$\sum_{j=1}^{n_b} V_i V_j (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})) + Q_i^{load} - Q_i^{gen} = 0 \quad (19)$$

$$\underline{V}_i = V_i e^{j\theta_i}; \quad \underline{Y}_{ij} = Y_{ij} e^{j\varphi_{ij}} \quad (20)$$

Las ecuaciones (15) y (17) usan una representación de la admitancia en forma de fasor, mientras que las ecuaciones (16) y (19) representan la admitancia como un número complejo descompuesto en su parte real y su parte imaginaria (Ecuación (8)). Se usará una forma u otra en función del manejo que permitan los módulos que se usarán al programar, pero son formulaciones equivalentes.

Estas ecuaciones se cumplen en una red eléctrica en equilibrio. En los modelos de flujo de cargas, se imponen como requisito para conocer los parámetros desconocidos del sistema.

5. Modelado de una red eléctrica

En este capítulo se explica cómo se modela una red eléctrica para calcular su funcionamiento mediante el cálculo de flujo de cargas en estado estacionario. Además, se muestra cómo se resuelve este modelo utilizando el método de Newton-Raphson, un algoritmo que permite encontrar mediante iteraciones la solución a un sistema de ecuaciones tan complejo como el obtenido con las ecuaciones de balance eléctrico.

5.1. Planteamiento del modelo

El modelo da una estructura que permite resolver las ecuaciones de balance de una red de la que se conoce la topología, la matriz de admitancias, la demanda de activa y reactiva de la red por nodo, la generación de activa y el módulo de la tensión de los nodos de generación, exceptuando el nodo de referencia, del que se conoce el módulo y el desfase de la tensión.

5.1.1. Definición de los elementos del modelo

Estos son los elementos que conforman la red [5] [11]:

- Nodo *slack*: Este nodo es el que se escoge como referencia angular de la red. Como tal, se conoce el módulo de la tensión, y el desfase de la tensión es 0. El nodo escogido para efectuar esta función suele ser un nodo con capacidad para compensar en cualquier momento las necesidades de la red inyectando o absorbiendo potencia.
- Nodos PQ: Son los n_D nodos cuya demanda de potencia activa y reactiva es conocida. Son también conocidos como buses de carga. No se conoce ni el módulo ni el desfase de la tensión de este nodo, estos valores se obtendrán al resolver este sistema.
- Nodos PV: Estos n_G nodos son aquellos en los que se conoce su potencia activa y el módulo de la tensión a la que funciona. Son los nodos en los que hay conectados generadores.
- Admitancia de la red Y : Esta matriz contiene las admitancias de la red, siendo 0 cuando no hay interconexión entre dos nodos y no nula en aquellas líneas existentes.

Y estos son los parámetros que se han de introducir al modelo para resolverlo:

- V_{Slack} : Es el módulo de tensión del nodo de referencia.
- V_{PV} : Es un vector con el módulo de la tensión de los n_G nodos PV.
- P_{sch} : Vector que contiene las $n_G + n_D$ potencias activas de los nodos PQ y PV. En los nodos PV será el balance neto entre la generación y la carga, positivo si hay inyección.
- Q_{sch} : Vector con las n_D potencias reactivas de los nodos PQ.
- Y : Matriz de admitancias de la red.

5.1.2. Variables del modelo

Una vez se tienen todos los parámetros conocidos descritos, hay que identificar cuáles son las variables del modelo, aquellas que se encuentran al resolver las ecuaciones de balance.

De los nodos PQ, se desconocen los módulos y los desfases de las tensiones, lo que suma $2n_D$ variables.

En los nodos PV, se desconocen los desfases de la tensión, lo que suma n_G variables. Las reactivas no pueden ser definidas hasta conocer el desfase del nodo, ya que adquirirán los valores necesarios para mantener la tensión especificada. Se dejan libres, y se calculan una vez resuelto el flujo de cargas.

El nodo *slack* no incorpora ninguna variable, ya que las potencias activas y reactivas se dejan libres y, una vez resuelto el flujo de cargas, adoptan un valor que cumple con la tensión mientras alimentan la red. Se le conoce como nodo de compensación por este motivo.

En total, hay $2n_D+n_G$ variables

5.1.3. Ecuaciones del flujo de cargas

Las ecuaciones de balance (16) y (18) conforman un sistema de $2n_D + n_G$ ecuaciones suficiente para determinar estas variables. Para los nodos de PV y PQ, ha de balancearse la potencia activa, mientras que la potencia reactiva solo se ha de balancear para los nodos PQ. En los nodos PV, la reactiva es libre. Se trabaja con la formulación compleja ya que la matriz normalmente se tiene en números complejos, y es más fácil descomponerla que calcular su formulación en polar.

Estas ecuaciones de balance son el sistema no lineal a resolver. Al desconocerse las variables y resolverse iterativamente, asignando un valor inicial, no se cumplirán. Se define el error de balance como [5][11]:

$$P_{sch,i} - \sum_{j=1}^{n_b} V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) = \Delta P_i \quad (21)$$

$$Q_{sch,i} - \sum_{j=1}^{n_b} V_i V_j (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})) = \Delta Q_i \quad (22)$$

La meta del algoritmo iterativo será llevar a este error a 0, o, en su defecto, por debajo de un valor de tolerancia ϵ .

5.2. Resolución del modelo mediante Newton-Raphson

El algoritmo utilizado para solucionar el problema planteado es el método de Newton-Raphson. En esta subsección se explica la implementación directa del método, sin entrar en detalle en la obtención de las ecuaciones. Se puede consultar el desarrollo matemático y la aplicación al problema de flujo de cargas en las secciones 9.3 y 9.4 de la referencia bibliográfica [11].

5.2.1. Entradas del algoritmo

El algoritmo recibe los parámetros descritos en la sección 5.1.1, así como el número de nodos de cada tipo. Esta entrada se da con una numeración específica, que permite tener identificados en cada momento que partes de los vectores corresponden a cada tipo de nodo.

El nodo *slack* es el nodo 0. Los nodos PQ se numeran desde el 1 hasta el n_D , y los nodos PV se numeran del n_D+1 al n_G+n_D+1 . Con los vectores P_{sch} y Q_{sch} se monta el vector PQ_{sch} , que es de longitud $2n_D+n_G$ y que contiene todos los datos de potencias programadas. La matriz de admitancias dada sigue también esta numeración.

5.2.2. Inicialización de variables

Se inicializan los módulos de tensión de los nodos PQ (V), con un valor de 1 [p.u.], y los desfases de los nodos PQ y PV (θ), con un valor de 0 [rad]. Estos valores son arbitrarios, y alrededor de unos valores lógicos para que el sistema pueda converger sin problemas.

Se inicializan otras variables auxiliares para realizar las operaciones que requieran vectores de longitud concreta. Por ejemplo, el vector de módulos de tensión es necesario que contenga los módulos incógnita (V) y los conocidos (V_{slack} , V_{PV}). Siguiendo la numeración:

$$V_{tot} = [V_{slack}; V; V_{PV}] \quad (23)$$

Ocurre lo mismo para los desfases, en este caso considerando la de los nodos PV también como incógnita, y 0 el del *slack*.

$$\theta_{tot} = [0; \theta] \quad (24)$$

Se inicializan también las variables P y Q_{aux} , vectores de dimensión n_G+n_D+1 que contienen la potencia activa y reactiva inyectada a cada nodo. El primer valor corresponde al *slack*, y se inicializa solo por motivos de indexación, pero no se utiliza en ningún caso, ya que estas potencias se calculan una vez resuelto el flujo de cargas.

Estos vectores se calculan en cada iteración y corresponden a la parte del sumatorio de las expresiones (22) y (23). Como se ha explicado en la subsección 5.1.3, solo se tendrán en cuenta n_D ecuaciones de balance reactivo, dejando libres las reactivas de los nodos PV. No obstante, será útil calcular Q_{aux} para los nodos PQ y PV para construir la matriz jacobiana. Se construye el vector Q cogiendo los n_D términos del vector Q_{aux} correspondientes a los nodos PQ.

5.2.3. Pasos iterativos

Partiendo de unos valores iniciales para los vectores V y θ , el algoritmo procede a iniciar la iteración de los valores de las variables. A continuación, se puede ver el desarrollo del paso k de la iteración, que comienza calculando los vectores P y Q_{aux} .

$$P_i = \sum_{j=0}^{n_b} V_{tot,i} V_{tot,i} (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) \quad i = 1, 2 \dots n_D + n_G \quad (25)$$

$$Q_{aux,i} = \sum_{j=0}^{n_b} V_{tot,i} V_{tot,i} (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})) \quad i = 1, 2 \dots n_D + n_G \quad (26)$$

Donde V_{tot} es el vector construido según la ecuación (23).

Del vector Q_{aux} se obtiene el vector Q cogiendo los términos de los nodos PQ. Ahora se calcula el vector de error mediante las fórmulas (22) y (23), aprovechando las partes calculadas en (25) y (26) y utilizando los parámetros de entrada del algoritmo P_{sch} y Q_{sch} .

$$PQ_{sch} = [P_{sch}; Q_{sch}]; \quad PQ = [P; Q] \quad (27)$$

$$\Delta PQ = PQ_{sch} - PQ \quad (28)$$

Una vez hecho este paso, ya se puede resolver la expresión matricial que permite modificar las variables. [5]

$$\begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k \quad (29)$$

Donde las submatrices H ($n_D+n_G \times n_D+n_G$), N ($n_D+n_G \times n_D$), M ($n_D \times n_D+n_G$), L ($n_D \times n_D$) se calculan con las siguientes expresiones (para $i,j = 1,2,\dots, n_D+n_G$):

$$H_{ij} = L_{ij} = V_{tot,i}V_{tot,i}(G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (30)$$

$$N_{ij} = -M_{ij} = V_{tot,i}V_{tot,i}(G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (31)$$

$$H_{ii} = -Q_i^{aux} - B_{ii}V_{tot,i}^2 \quad (32)$$

$$L_{ii} = Q_i^{aux} - B_{ii}V_{tot,i}^2 \quad (33)$$

$$N_{ii} = P_i + G_{ii}V_{tot,i}^2 \quad (34)$$

$$M_{ii} = P_i - G_{ii}V_{tot,i}^2 \quad (35)$$

Con el sistema de ecuaciones ya bien definido, se resuelve mediante de forma matricial.

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{k-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k \quad (36)$$

Para finalizar el paso iterativo, se actualizan las variables con la modificación calculada en la expresión (36).

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^k \quad (37)$$

5.2.4. Convergencia del algoritmo

La solución del problema se alcanza, si es que existe, cuando el algoritmo cumple la condición de convergencia impuesta. En este caso, se exige que las ecuaciones de balance se cumplan con una tolerancia $\varepsilon = 10^{-7}$, lo que implica que:

$$\max(|\overline{\Delta P Q^k}|) \leq \varepsilon \quad (38)$$

Es decir, todos los errores de las ecuaciones de balance han de estar por debajo o igual que la tolerancia establecida. Si no se cumple la condición, se repite la iteración desde los pasos (25) y (26), estos incluidos, con los nuevos valores calculados de V y θ según la ecuación (37). En caso contrario, el algoritmo finalizará e imprimirá el valor de las variables V y θ , dejando el sistema resuelto con todos los estados eléctricos determinados.

5.3. Cálculo de parámetros de la red

Una vez se ha resuelto el flujo de cargas en estado estacionario de una red, se pueden calcular los parámetros de red que interesen. El vector V comprende también el nodo *slack*, pues ahora sí se pueden calcular sus parámetros de generación. Los más relevantes son los siguientes.

5.3.1. Potencias activas y reactivas generadas

Se conocen las potencias activas generadas por los nodos PV, pero no las reactivas ni la activa del nodo *slack*. Las ecuaciones (21) y (22), en este caso con el error nulo, permiten calcular estas potencias.

$$P_{gen,i} = P_{load,i} + \sum_{j=0}^{n_b} V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) \quad (39)$$

$$Q_{gen,i} = Q_{load,i} + \sum_{j=0}^{n_b} V_i V_j (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})) \quad (40)$$

5.3.2. Potencia transmitida en una línea

La ecuación (12) permite calcular la potencia que circula por una línea. Todas las variables están ya determinadas por el algoritmo, simplemente hay que añadir un par de líneas de código para obtener la potencia que transmiten todas las líneas de la red.

5.3.3. Corriente que circula por una línea

Del mismo modo, la ecuación (10) permite calcular la corriente que circula por una línea concreta. Si se puede trabajar con complejos, basta con reescribir la tensión a partir de las variables de módulo y desfase determinadas por el algoritmo, y realizar la operación compleja.

6. Optimización de una red eléctrica

6.1. Introducción al problema

Una vez visto como modelar una red eléctrica, se puede realizar una optimización sobre un escenario planteado y estudiado en el informe POSYTYF (D1.1) [1]. El objetivo es planificar la implantación de generación renovable en la red incluyendo restricciones eléctricas, siguiendo una metodología similar a la descrita en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica de REE [3]. Desde CITCEA-UPC han facilitado los datos de partida del modelo y los programas de optimización económica que serán ampliados para añadir todas las características y restricciones que confieren a una microrred.

El escenario estudiado es el de una red en modo isla, en este caso modelada basándose en la red de alta tensión de Tenerife, aunque no es una representación exacta. Se conoce la topología de la red (Figura 3) el porcentaje de recurso renovable extraído de la potencia instalada (un dato que depende de las condiciones meteorológicas del entorno) y la demanda total del conjunto de la red horaria a lo largo de un año.

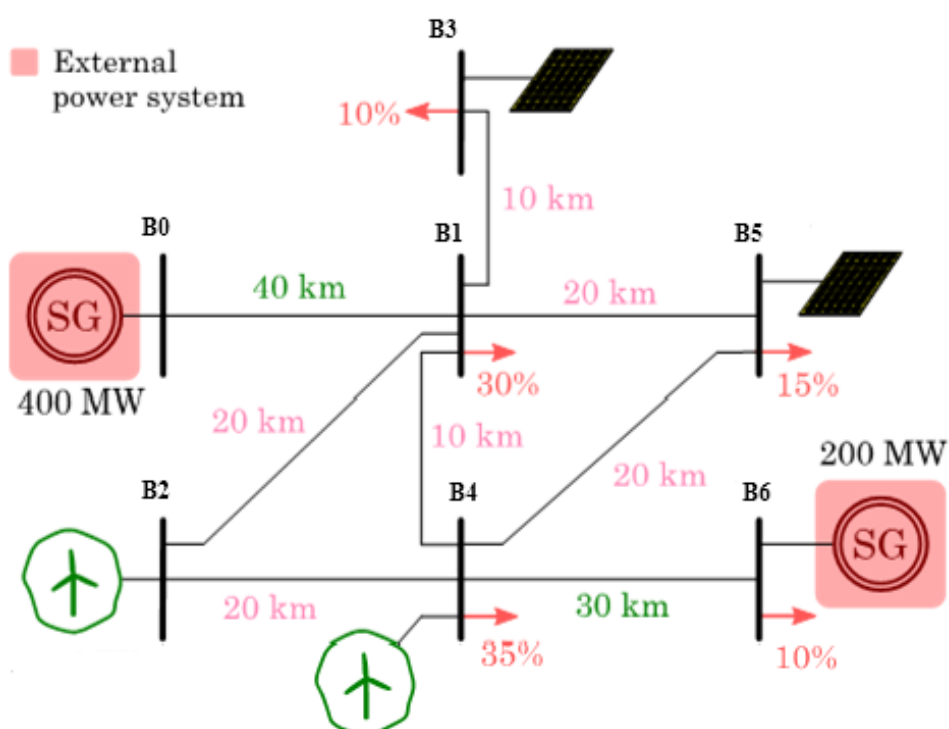


Figura 3. Topología de la red de alta tensión de Tenerife [1]

En el informe POSYTYF se considera que en la red hay 600 MW de plantas de producción de energía mediante carbón existente y distribuidas como se puede ver en la Figura 3, y se estudia la implantación de generación de renovables (viento y solar fotovoltaica), exigiendo un mínimo porcentaje de generación anual de renovables y minimizando el coste.

En este trabajo se ha partido de los programas de optimización usados en el informe POSYTYF, y se han modificado para hacer una planificación teniendo en cuenta las restricciones de red y la existencia de una topología concreta.

Por limitaciones de procesado del ordenador, el análisis no se ha podido llevar a cabo para los datos anuales completos. Se han escogido 12 días representativos, uno de cada mes para mitigar el efecto de estacionalidad, y con diferentes características climáticas (reflejadas en los valores de los factores de capacidad de las tecnologías renovables). Así, se ha conseguido tener distintos escenarios posibles en los que habrá de trabajar la red, aunque evidentemente la información que daría un estudio con todos los datos hubiera sido mucho más exacta.

6.2. Inicialización de la optimización

Primeramente, se da una breve explicación del módulo de Python utilizado para programar la optimización. Posteriormente, se detalla cómo se da estructura al modelo utilizando las herramientas que da el programa mediante distintos scripts, partiendo de la información que viene dada por los datos del problema y hasta obtener los resultados.

Los programas descritos mantienen los nombres originales del informe POSYTYF en los archivos y en algunas de las variables o parámetros, pero han sido modificados o reescritos para incorporar todas las nuevas restricciones al modelo.

6.2.1. Modulo PYOMO

Toda la optimización se ha hecho en el entorno de trabajo que proporciona el módulo de Python PYOMO [12]. Se ha seguido la documentación de trabajo disponible al ser *open-source*. Este módulo permite estructurar las distintas componentes del modelo de un modo que es fácil manejar. A continuación, se ven sus componentes y algunos ejemplos (más adelante se verá más en detalle las variables y restricciones):

- **Sets:** Dotan de un esqueleto a la información del modelo. Se utilizan al llamar otros elementos haciendo una función de índice de los datos. Se obtienen de listar los índices que se han utilizado en los archivos de entrada (en este caso, los .CSV con la información del escenario. Ejemplos:
 - I_t -> Set que contiene todos los tramos horarios (0,1,2...).
 - I_{nodes} -> Set que contiene los nodos numerados del modelo.

- **Param**: Son aquellos valores conocidos del modelo, normalmente introducidos mediante archivos externos. Se inicializan generalmente tras la lectura de estos archivos, junto con una llamada a todos los *sets* que indexan la información. Ejemplos:
 - *param_D* -> Diccionario que se inicializa llamando a los *sets* *I_t* y *I_nodes* que contiene la demanda para cada nodo y cada hora.
 - *param_GR_jt* -> Diccionario que se inicializa junto a los *sets* *I_j* (un *set* que contiene las dos tecnologías renovables) y *I_t*, almacenando la eficiencia de cada tecnología en cada hora.
- **Variables**: Vectores indexados llamando a los *sets* anteriormente descritos que contienen los valores objetos de optimización. El solucionador se encargará de variar estos valores (que podrán ser inicializados indicando el conjunto al que pertenecen, sean reales, enteros, pertenecientes a un intervalo...) de manera que se verifique la condición óptima. Ejemplos:
 - *V* -> Vector inicializado con los *sets* *I_nodes* y *I_t* que contiene los valores de la tensión de cada nodo en cada instante.
 - *C_Rj* -> Vector inicializando con el *set* *I_nodes* que contiene la potencia instalada en cada nodo.
 - **Constraints**: Son las restricciones que se aplican al modelo, en las que participan las variables y parámetros del modelo. Se trata de condiciones booleanas, generadas llamando a los *sets* que indexan los componentes que participan. Ejemplos:
 - *Constraint_V* -> Restricción inicializada llamando a los *sets* *I_t* y *I_nodes* y que exige que la tensión del nodo 0 (*Slack*) sea 1 (en tanto por uno) en todos los instantes y que el resto de tensiones no supere nunca el 10% de variación respecto a esta tensión de referencia.
 - *Constraint_alpha* -> Restricción que garantiza un mínimo de penetración de renovables en la generación, marcado por el parámetro *alpha* (α).
 - **Objective**: Es la función a optimizar. En este caso, es el coste total de instalación y operación de las centrales existentes y nuevas. Como se pretende minimizar el coste, esta función ha de ser minimizada.

Estos elementos permiten darle estructura a un problema que se tenga modelado previamente, de modo que queda completamente descrito para que el solucionador pueda obtener una solución óptima. En los siguientes apartados se explica paso a paso el proceso que acaba llevando al programa.

6.2.2. Inicialización de los datos y parámetros de partida

En el programa *c1_tenerife_pd.py* se inicializan todos los sets y parámetros necesarios para poder realizar la optimización. Estos datos se obtienen leyendo los ficheros .CSV en los que están localizados y pasándolos a la estructura de sets y parámetros.

De la información aportada por el CITCEA-UPC, se extraen estos datos:

- Topología de la red: Tiene 7 nodos, se considera como nodo 0 el nodo de generación principal de carbón, donde hay instalados 400MW. Por cómo se detalla el esquema facilitado (Figura 3), se estudia la implantación de viento en los nodos 2 y 4, y solar fotovoltaica en los nodos 3 y 5. El nodo 6 es el otro nodo donde se genera carbón, aunque en menor medida. También se especifica la distancia entre nodos.
- Demanda por nodo y hora: Se conoce la demanda total (en kW) de la red horaria a lo largo de un año de potencia activa, y en el esquema se puede observar qué porcentaje del total demanda cada nodo. Se considera que la red tiene $\cos \varphi = 0.95$ para obtener la reactiva demandada.
- Factor de capacidad del recurso renovable (GR): Se conoce el factor de capacidad de cada recurso en cada hora. Esto es, la fracción de potencia que se puede extraer de la potencia total instalada de cada recurso renovable en un momento determinado, afectado por las condiciones climáticas.
- Parámetros de las líneas de alta tensión: Se facilitan los parámetros de las líneas de transporte de electricidad en alta tensión.
- Costes de operación del carbón (en €/kW consumido).

$$OP_{Coal} = 0.004408 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (41)$$

- Gastos de capital de la generación renovable (en €/kW instalado).

$$CAP_{Wind} = 3056.6 \frac{\text{€}}{\text{kW}}; \quad CAP_{PV} = 1618 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \quad (42)$$

Con estos datos, se inicializan los siguientes parámetros:

- **param_D**: Demanda de potencia activa, indexada por nodo (n) y franja horaria (t), en unidades [p.u.].
- **param_Y**: Módulo de la admitancia entre líneas, indexada por los dos nodos (i,j) que conecta. En la sección 6.2.2.1 se da información más detallada.
- **param_Yfi**: Ángulo de la admitancia entre líneas, indexada por nodos (i,j).
- **param_GC_it**: Potencia de carbón instalada en unidades [p.u.].
- **param_OP_Ci**: Costes de operación del carbón dados por (41).
- **param_GR_jt**: Factor de capacidad de las renovables, indexado por tecnología (j) y franja horaria (t). Estos datos se transforman ligeramente (Sección 6.2.2.2)
- **param_CAP_Rj**: Coste de capital de la instalación de tecnología renovable, indexado por tecnología (j), dados por (42).
- **param_lifetime**: Tiempo de funcionamiento del sistema, para considerar los costes de operación a lo largo del tiempo determinado. Se plantea una vida de 20 años, multiplicada por un factor (365/12) para tener en cuenta que se trabajan solo con 12 días, no con el año completo de datos.
- **param_alpha**: Fracción de la generación renovable total respecto a la demanda de potencia activa total. Este parámetro se inicializa sin otorgar un valor, y la optimización se iterará para varios valores de este parámetro, dando distintas soluciones.

Los datos que se disponen de las líneas de la red necesitan procesarse para poder obtener la matriz de admitancias que se almacena como parámetro. En el apartado **Error! No s'ha trobat l'origen de la referència.** se dan los datos disponibles y se indica el procedimiento que se ha seguido.

El factor de capacidad de las tecnologías renovables se ha de rectificar al haber cogido solo 12 días de los datos anuales. Para evitar haber tenido mala mano al escoger, y hacer que una tecnología tenga mayor o menor factor de capacidad medio del que realmente tiene con unos datos más completos, se han escalado tal y como se explica en el apartado 6.2.2.2.

6.2.2.1. Matriz de admitancia

Los parámetros del cable son:

$$l_1 = 0.0012795 \frac{\text{H}}{\text{km}} \quad (x_1 = 0.401966780027 \frac{\Omega}{\text{km}}) \quad (43)$$

$$r_1 = 0.0686196 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (44)$$

$$c_1 = 9.1591 \frac{\text{nF}}{\text{km}} \quad (45)$$

En el Anexo II se incluyen los cálculos de las impedancias en serie y paralelo de las líneas de Tenerife, calculados según las ecuaciones (2) - (4) con los parámetros (43) - (45). En el script adjunto en este mismo anexo, se calcula la matriz de admitancias los algoritmos de las ecuaciones (5) y (6), almacenada en forma compleja. Al introducirla al programa se hace en forma polar, ya que el PYOMO pone muchos problemas cuando se trabaja con números complejos.

6.2.2.2. Demanda de la red y parámetros de eficiencia

Al no poder usar los datos anuales por limitación de computación, se han reducido los días estudiados a 12, tal y como se ha justificado en la sección 6.1.

Una vez seleccionados estos días, se ha calculado el valor medio del factor de capacidad de cada tecnología renovable, para comprobar que los días elegidos no estuvieran excesivamente sesgados y un determinado recurso sea más o menos potente de lo que se pueda observar en unos datos más completos. Por tanto, cogiendo el factor de capacidad medio anual y el promediado en los 12 días, se han recalculado los factores multiplicando por los siguientes factores de escalado:

$$k_{Wind} = \frac{GR_{Wind,1y}}{GR_{Wind,12d}} = \frac{0.31605}{0.4324} = 0.731 \quad (46)$$

$$k_{PV} = \frac{GR_{PV,1y}}{GR_{PV,12d}} = \frac{0.21055}{0.18795} = 1.12 \quad (47)$$

Como se puede observar, el recurso eólico estaba bastante sobreestimado, mientras el fotovoltaico estaba ligeramente subestimado.

6.3. Modelado de la optimización

Una vez inicializados todos los parámetros y sets que dan estructura al problema, el siguiente paso es definir las variables del problema, las restricciones que han de cumplir y la función objetivo que hay que minimizar. Es decir, hay que modelar la optimización que se va a realizar.

El modelo seguido es similar al visto en la Sección 5, en este caso con un problema en estado estacionario a solucionar para cada franja horaria, pero con una diferencia importante. Ahora

no se conoce el punto de operación de los nodos de generación de la red, ya que en primer lugar no se sabe siquiera si va a haber generación.

Todas las variables eléctricas son incógnitas, y al haber 4 variables por nodo (V , θ , P , Q) y solo dos ecuaciones de balance (El balance de potencias activa y reactiva), el sistema tiene $2n$ grados de libertad. Algunos de ellos se restringirán, como por ejemplo (V , θ) del módulo de referencia o bien (P , Q) del nodo 1 en el que no se pretende instalar generación.

En el programa *c1_tenerife_pyomo.py* se definen todas las variables y restricciones, así como la función objetivo que ha de minimizarse. Este programa deja el modelo completo preparado para hacer la llamada al solucionador y que encuentre los valores de funcionamiento óptimo.

6.3.1. Variables del modelo

Como en la sección 5, las variables de operación para cada bus son: Tensión (V), desfase (Θ), Potencia activa generada (P) y potencia reactiva generada (Q). En este caso, de los 7 nodos, hay potencial de generación en 6 de ellos (aunque no necesariamente en todos se generará a la vez). Por tanto, se tendrán, en cada instante de tiempo:

- **$V [n,t]$** : 7 variables, aunque se fija la tensión del *slack* a la de referencia.
- **$\theta [n,t]$** : 7 variables, también se fija el desfase del *slack* en 0.
- **$P [n,t]$** : 6 variables, aunque por manejo más cómodo en el PYOMO se inicializa para todos los nodos y se fija en 0 para el nodo 1, que no tiene generación.
- **$Q [n,t]$** : 6 variables, ídem que el anterior.

Estas no son las únicas variables que se van a utilizar, pues estas simplemente describen el comportamiento eléctrico de la red, pero el objetivo no es solo conocer el funcionamiento óptimo, también la planificación de instalación de la generación que se va a implantar.

Hay que tener en cuenta que la generación viene limitada por la potencia instalada, que en los casos de los nodos con generación de energías renovables no se conocen y se quieren optimizar. Estas variables adicionales son:

- **$C_{Rj} [n]$** : 4 variables, inicializadas para todos los nodos y fijadas para los nodos que tienen una potencia instalada ya conocida (los nodos 0 y 6, que tienen centrales de carbón existentes) y para el nodo que no tiene generación.
- **$C_T [j]$** : 2 variables, que agrupan la potencia instalada para cada tecnología, permitiendo calcular más fácilmente el coste total.

Estas variables, a diferencia de las anteriores, no dependen del tiempo, ya que no intervienen directamente en el funcionamiento en estado estacionario de la red, sino que son una restricción presente a lo largo de toda la operación. La optimización hará que estas potencias

instaladas tomen el valor preciso para que la generación cumpla los requisitos eléctricos.

6.3.2. Restricciones del modelo

La correcta operación de la red viene determinada por la aplicación de las ecuaciones de flujo de cargas vistas en las secciones 4 y 5 en forma de restricción. Estas condiciones se combinan con restricciones de funcionamiento de las instalaciones de la red (estaciones generadoras y cableado) y restricciones deseadas por el usuario (mínima penetración de renovables). [7] [8] [13]

6.3.2.1. Restricciones sobre el nodo *slack*:

Se considera el nodo 0 como nodo de referencia tanto para módulo de tensión como para desfase, ya que es el nodo principal de generación existente, es un nodo que exclusivamente genera y se conecta a la red por una única línea. Al ser una central de carbón, este bus será capaz de compensar el sistema cuando sea necesario (siempre dentro de sus límites de operación). Sus restricciones son específicas:

$$\theta[0, t] = 0 \quad (48)$$

$$V[0, t] = 1 \quad (49)$$

6.3.2.2. Restricciones sobre la tensión del resto de nodos

Se impone que la tensión no varíe más de un 10% de la tensión de referencia, para evitar funcionamientos incorrectos de la red.

$$0.9 \leq V[n, t] \leq 1.1 \quad n \neq 0 \quad (50)$$

6.3.2.3. Restricciones sobre la generación

La potencia aparente máxima suministrada por los nodos generadores no puede superar la potencia instalada. En el caso de los nodos 0, 1 y 6, se conoce, en el resto es una variable:

$$P^2[n, t] + Q^2[n, t] \leq (C_{Rj}[n, t] \cdot GR_{jt}[j, t])^2 \quad n \neq 0, 1, 6 \quad (51)$$

$$P^2[0, t] + Q^2[0, t] \leq C_{Rj}^2[0, t] = 4^2 \quad (52)$$

$$P^2[6, t] + Q^2[6, t] \leq C_{Rj}^2[6, t] = 2^2 \quad (53)$$

$$P[1, t] = Q[1, t] = C_{Rj}[1, t] = 0 \quad (54)$$

Siendo j el tipo de recurso renovable (para los nodos 2 y 4 es 'Wind', para los nodos 3 y 5 'PV') y GR es la eficiencia del recurso renovable.

6.3.2.4. Restricciones de flujo de cargas

Como se ha visto en la sección 4.3, ecuaciones (14) a (20) se han separado en las ecuaciones de potencia activa y reactiva [8] para evitar tratar con números complejos. Estas condiciones son de igualdad, y se han de cumplir en todo momento y para todos los nodos para que la red alimente a todos los nodos la potencia demandada.

$$\sum_{j=1}^{n_b} Y[i, j] V[i, t] V[j, t] \cos(\theta[i, t] - \theta[j, t] - Y_{fi}[i, j]) + D[i, t] - P[i, t] = 0 \quad (55)$$

$$\sum_{j=1}^{n_b} Y[i, j] V[i, t] V[j, t] \sin(\theta[i, t] - \theta[j, t] - Y_{fi}[i, j]) + 0.3287 \cdot D[i, t] - Q[i, t] = 0 \quad (56)$$

Donde se ha considerado que las cargas del sistema consumen con $\cos(\varphi) = 0.95$:

$$\cos(\varphi) = 0.95; \quad \varphi = \arccos(0.95); \quad Q = P \tan(\arccos(0.95)) = 0.3287 \cdot P \quad (57)$$

6.3.2.5. Restricciones sobre la máxima potencia aparente transmitida por una línea

Dadas las limitaciones físicas de las líneas, se ha de tener en cuenta que la potencia transmitida no puede superar la admisible, añadiendo un margen del 10%. El cable es el ACSR Zebra, con una potencia máxima admisible $S_{m\acute{a}x} = 302.72$ MVA.

Para calcular esta potencia, se utiliza la ecuación (12) separada en parte real e imaginaria para poder trabajar en PYOMO (no acepta restricciones con números complejos) [13].

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq (1.1S_{m\acute{a}x})^2 \quad (58)$$

$$P_{ij} = G_{ij}(V[i, t]^2 - V[i, t]V[j, t] \cos(\theta[i, t] - \theta[j, t])) - B_{ij}V[i, t]V[j, t] \sin(\theta[i, t] - \theta[j, t]) \quad (59)$$

$$Q_{ij} = B_{ij}(-V[i, t]^2 + V[i, t]V[j, t] \cos(\theta[i, t] - \theta[j, t])) - G_{ij}V[i, t]V[j, t] \sin(\theta[i, t] - \theta[j, t]) \quad (60)$$

Esta restricción se ha de cumplir para todos los instantes de tiempo y en todas las líneas. Se

toman las tensiones y los desfases de los nodos i y j para cada instante de tiempo, y las componentes de la admitancia se calculan a partir del módulo y el desfase almacenados como parámetros.

6.3.2.6. Restricción de mínima penetración de renovables

La condición se efectúa sobre la potencia activa generada respecto a la demandada, que se considera que es el consumo primario. Hacerlo sobre la aparente la convierte en una condición no lineal adicional que absorbe demasiado tiempo de cálculo, y se han intentado tener solo las condiciones no lineales más imprescindibles.

$$\sum_t (P[2, t] + P[3, t] + P[4, t] + P[5, t]) \geq \alpha \cdot \sum_t \sum_n D[n, t] \quad (61)$$

6.3.3. Función objetivo

La siguiente función da el coste de la operación a lo largo del tiempo de vida estimado, teniendo en cuenta el gasto de combustible de las centrales de carbón y el coste de capital de las nuevas instalaciones generadoras de energía renovable. [1]

$$\sum_j C_T[j] \cdot CAP_{Rj}[j] + lifetime \cdot \sum_t (P[0, t] + P[6, t]) \cdot OP_{Ci} \quad (62)$$

El primer sumatorio contiene el coste de instalación de las renovables, cuyos gastos de operación se consideran nulos, y el segundo término contiene los gastos de operación en la generación de potencia activa en los nodos con centrales de carbón. De nuevo, la condición es sobre la activa para que la función sea lineal y no sea demasiado lento el programa. Esta función ha de tener valor mínimo.

6.4. Resolución del problema y obtención de resultados

Con el modelo ya completamente definido, se ha ejecutado el programa *alpha_iteration.py*, un programa que se encarga de ejecutar la optimización para distintos parámetros de α , que es la fracción de generación renovable respecto el consumo primario.

Con cada iteración del parámetro α , el programa llama al solucionador de problemas no lineales IPOPT, que se encarga de encontrar todos los valores de las variables que cumplan las restricciones y minimicen la función objetivo. Esta solución se escribe en un fichero y se llama a distintas funciones del programa *c1_tenerife_postpro.py* para que escriban en formato .CSV las soluciones listas para ser tratadas.

Los valores del parámetro α que se estudian son los siguientes:

$$\alpha = [0.0, 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.75, 0.8, 0.9, 0.95] \quad (63)$$

Es decir, a intervalos de 10%, añadiendo el caso de 75%, que es el escenario objetivo para 2030 en España [2][1], y el 95%. El 100% se considera inasumible en las condiciones en las que se ha hecho este estudio, ya que se pueden dar días sin ningún recurso renovable. Si se tuvieran en cuenta otras fuentes de energía renovable o bien el almacenamiento de energía, se podría llegar a estudiar si es viable.

7. Análisis de resultados

En esta sección se muestran los resultados obtenidos, primero con los resultados generales de todas las iteraciones del parámetro α y, posteriormente, entrando en detalle en unos casos más concretos.

El primero de estos casos corresponde a un escenario en el que no se requiere un mínimo de energía renovable. El segundo corresponde a una penetración mínima de renovables del 40%, un escenario similar al que se da en la red peninsular a día de hoy. El último se ajusta a los niveles que se tienen como objetivo de cara al 2030, con una penetración del 75% de generación renovable respecto el consumo primario.

7.1. Resultados generales

Las siguientes gráficas muestran las potencias instaladas totales y segregadas por nodos.

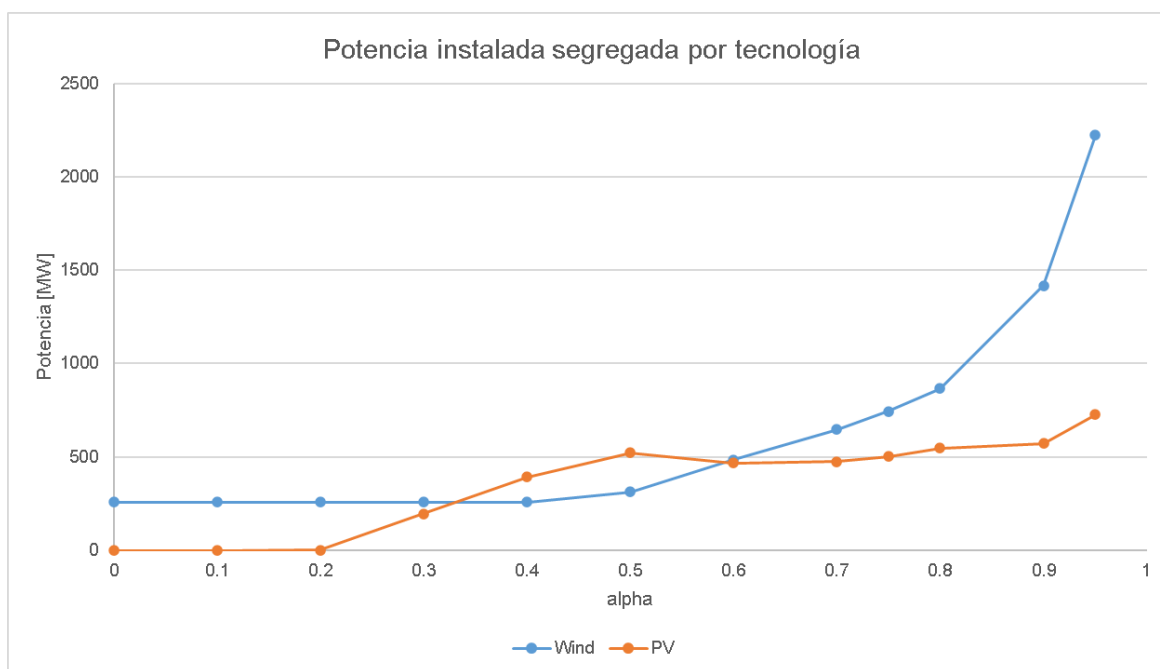


Figura 4. Potencia instalada total de cada tecnología

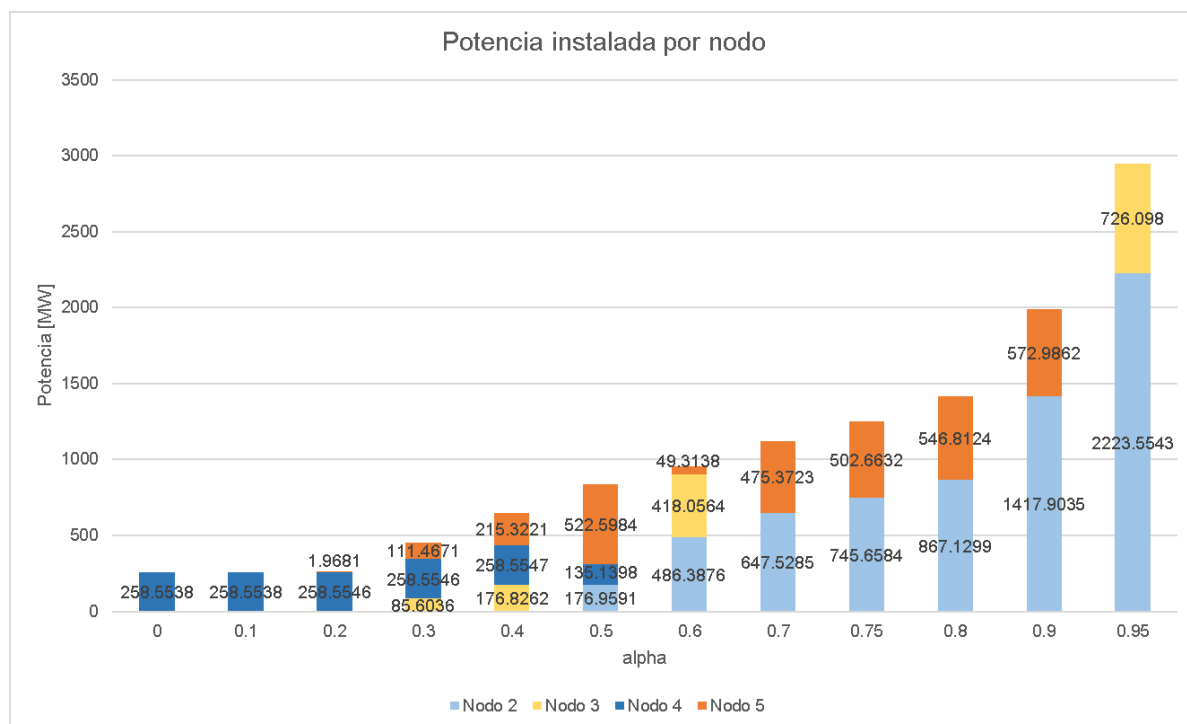


Figura 5. Potencia instalada por nodo

Como se puede observar en la Figura 4, sin requerir un mínimo de generación de fuentes renovables, las restricciones de las líneas hacen necesario que haya una potencia base de eólica porque solo con generación de carbón se sobrecarga la línea que sale del nodo 0. El sistema necesita que se distribuya en otros nodos la generación para evitar estos puntos críticos, y es por ello que aparece generación de viento, la más consistente de las dos tecnologías renovables, ya que puede funcionar a todas horas del día. Esta generación eólica es óptima cuando se sitúa en el nodo 4 (Figura 5), a niveles bajos del parámetro α . En la sección 7.2 se detalla este comportamiento.

A medida que va aumentando el parámetro α , va apareciendo la generación de fotovoltaica. Es una fuente más barata por kW instalado, aunque más inconsistente y dependiente de la hora del día además del clima, especialmente si no se empareja con almacenamiento de energía. Inicialmente aparece en ambos nodos, y dependiendo del parámetro α acaba siendo preferible acumularlas en un nodo u otro.

A altos niveles de penetración, la potencia fotovoltaica se estanca, ya que es incapaz de cubrir el total de la demanda por su dependencia horaria, y la eólica toma mucha importancia. Además, Tenerife es probablemente uno de los mejores sitios para instalar energía eólica, dados sus elevados niveles de viento, con zonas que superan los 10 m/s de media anual. [14]

En las siguientes gráficas se muestra como se distribuye la generación de la energía.

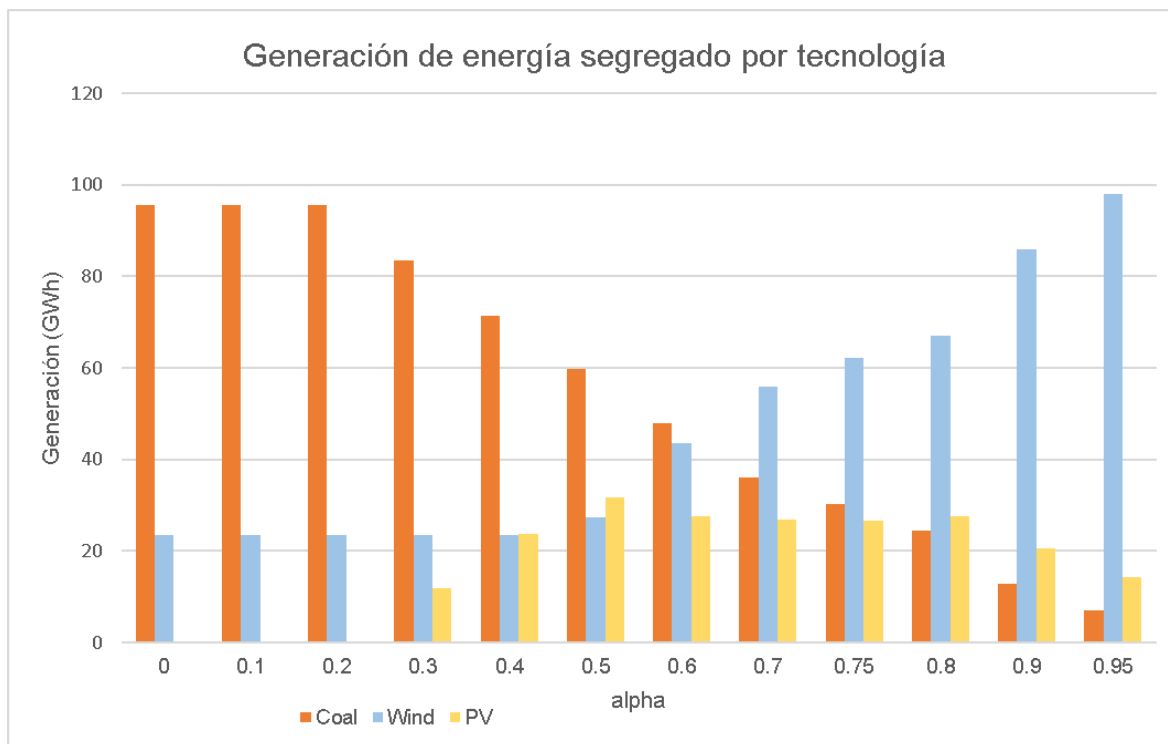


Figura 6. Generación por tecnología

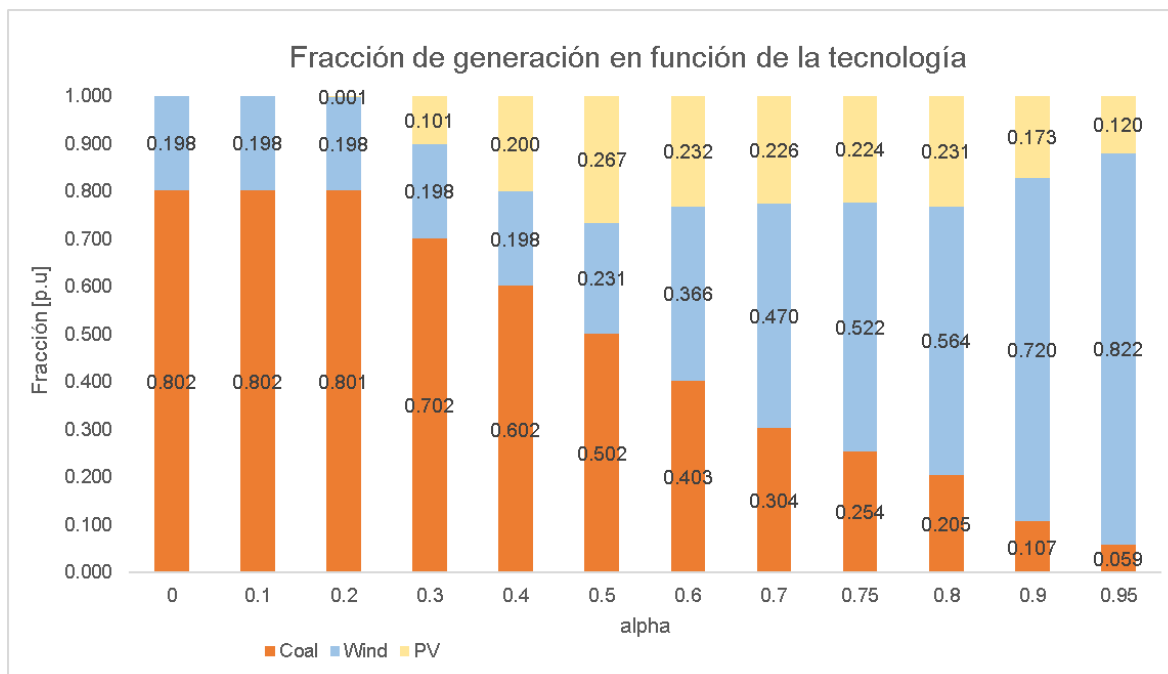


Figura 7. Fracción de generación por tecnología

En líneas generales, la generación de viento es prácticamente igual o mayor que la solar en todos los casos. Tiene un mayor coste de instalación por kW, aunque el factor de capacidad es mayor en promedio al contar con la ventaja de no depender de la franja horaria y estar en una zona geográfica con condiciones favorables.

El factor diferencial sin duda alguna es el no tener en cuenta sistemas de almacenamiento, dado que la solar en las horas que está activa tiene un muy buen factor de capacidad. Pero se verá con detalle en el caso $\alpha = 0$ que cuando, en momentos de picos de demanda y por limitaciones de la red, se requiere la presencia de renovables, no hay generación solar disponible.

Efectivamente, para $\alpha = 0$ (Figura 6 y Figura 7) hay presencia de viento en la generación, y es la tecnología que permite soportar la demanda sin sobrecargar la red en ese momento.

Para cerrar este análisis general, se muestra el coste de cada caso estudiado:

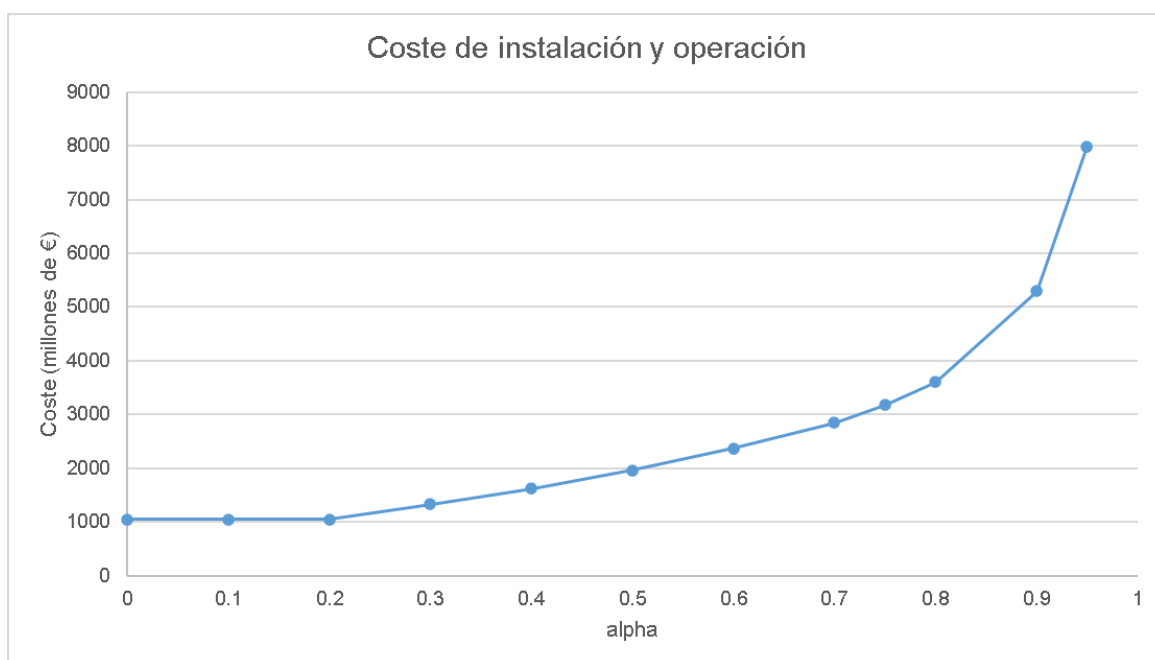


Figura 8. Coste de la instalación y operación de la red

Como era de esperar, el coste se eleva mucho al requerir una penetración muy elevada de renovables. disparándose claramente cuando se sobrepasa el 80% de generación de renovables. Es algo previsible al ser dos recursos que, cuando son escasos simultáneamente, exigen una sobredimensión grande de la potencia instalada.

Para mitigar este problema, haría falta estudiar otras fuentes de energía renovable o bien instalaciones de acumulación de energía, algo que excede el alcance de este trabajo.

7.2. Caso sin requisitos mínimos ($\alpha = 0$)

A continuación, se muestran los resultados detallados para el caso que no requiere un mínimo de penetración de renovables.

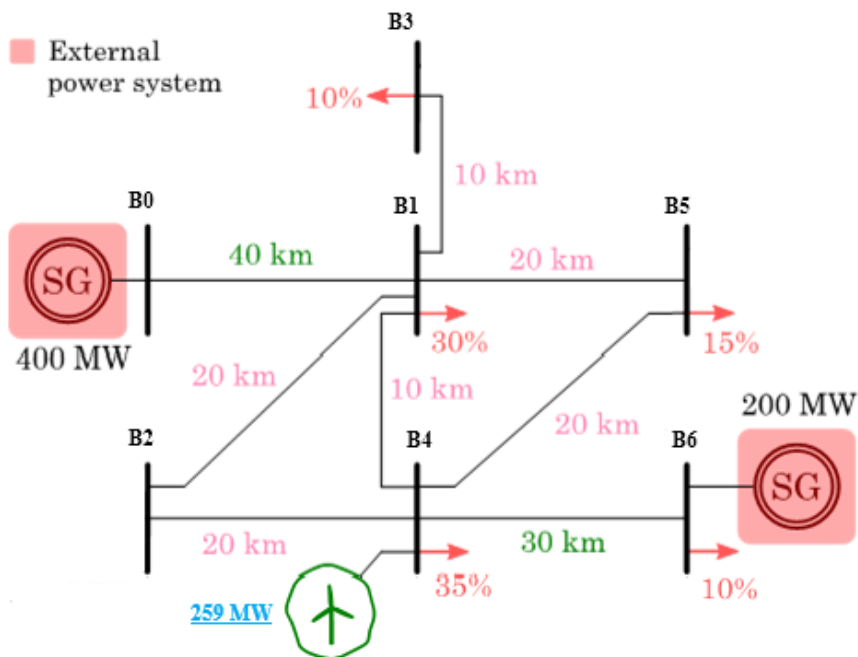


Figura 9. Topología de la red para $\alpha = 0$

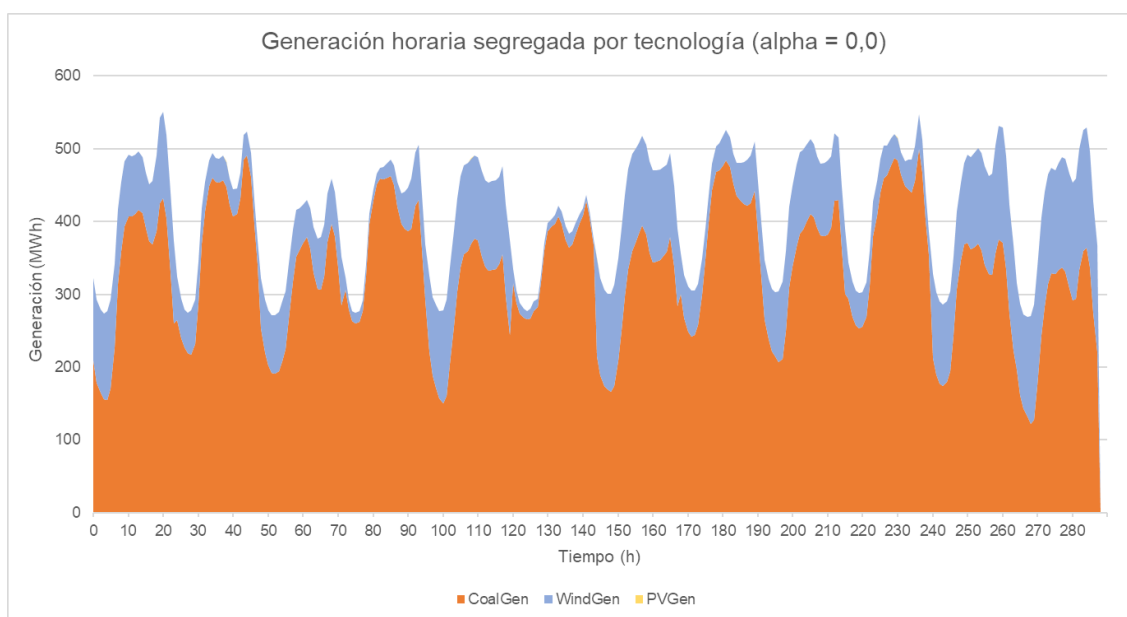


Figura 10. Generación horaria segregada por tecnología para $\alpha = 0$

Como se puede ver en la topología obtenida en este caso (Figura 9), se planifican 259 MW de eólica para instalar en el nodo 4, que generan energía complementaria a la generada por el carbón (Figura 10. Generación horaria segregada por tecnología para $\alpha = 0$). Esta instalación aparece ahí por limitaciones de la red. Uno de los objetivos del Plan de Desarrollo de REE dicta lo siguiente (pág. 9 de 59[3]):

“Reducir las limitaciones técnicas estructurales de la red de transporte que hacen necesaria la programación de generación por restricciones técnicas.”

En el caso que se estudia en este proyecto, la configuración inicial de la red es incapaz de generar únicamente con las centrales instaladas por las restricciones técnicas de la topología propuesta. Evidentemente, en Tenerife no ocurre esto porque supondría un problema demasiado importante, y probablemente la topología o la diversificación de la generación impidan que se dé un caso similar.

En el modelo que se hace de su red de alta tensión, por otro lado, el nodo 0 es la fuente de generación principal del sistema, y está tan solo conectado al resto de nodos mediante una línea. Si se grafican las potencias que transmiten las líneas en un momento crítico para la red debido a un pico de demanda, indicando cuál es la máxima potencia admisible, se puede ver que es lo que sucede.

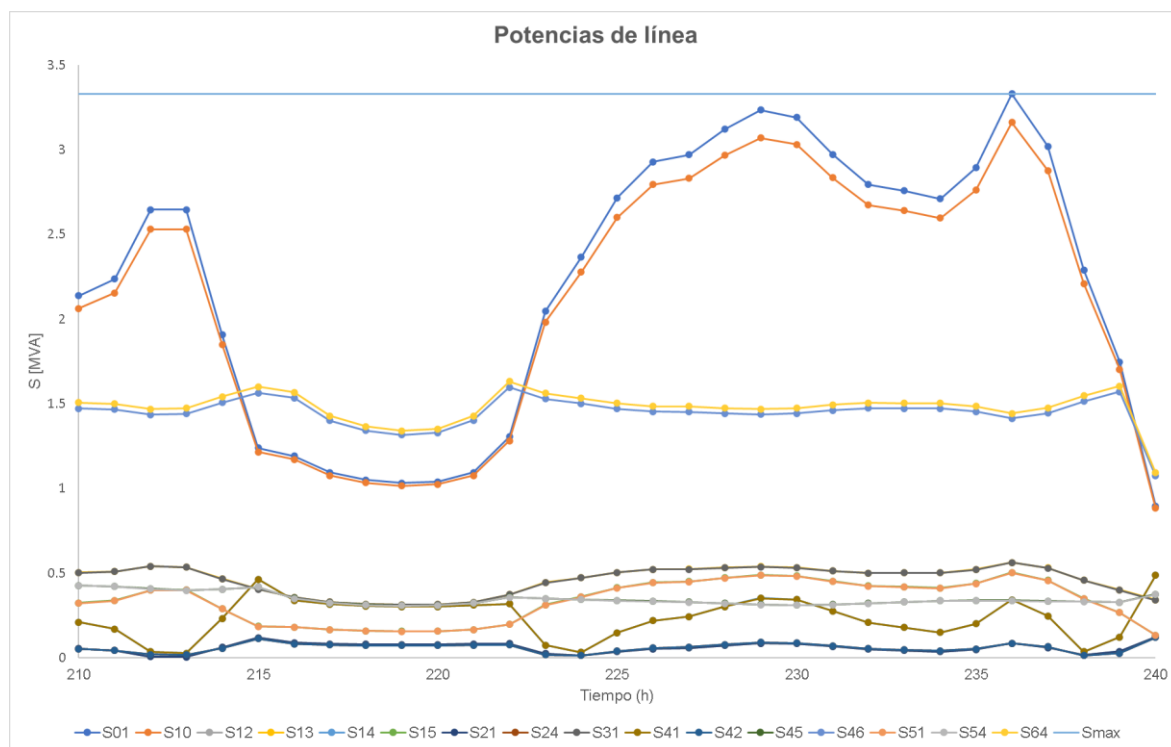


Figura 11. Potencias de línea $\alpha = 0$

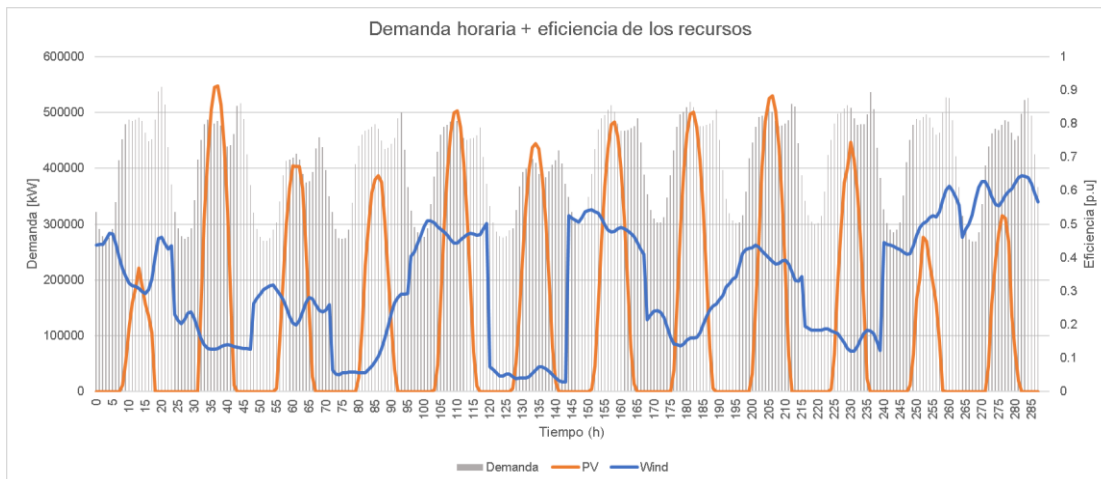


Figura 12. Demanda horaria junto la eficiencia de los recursos renovables

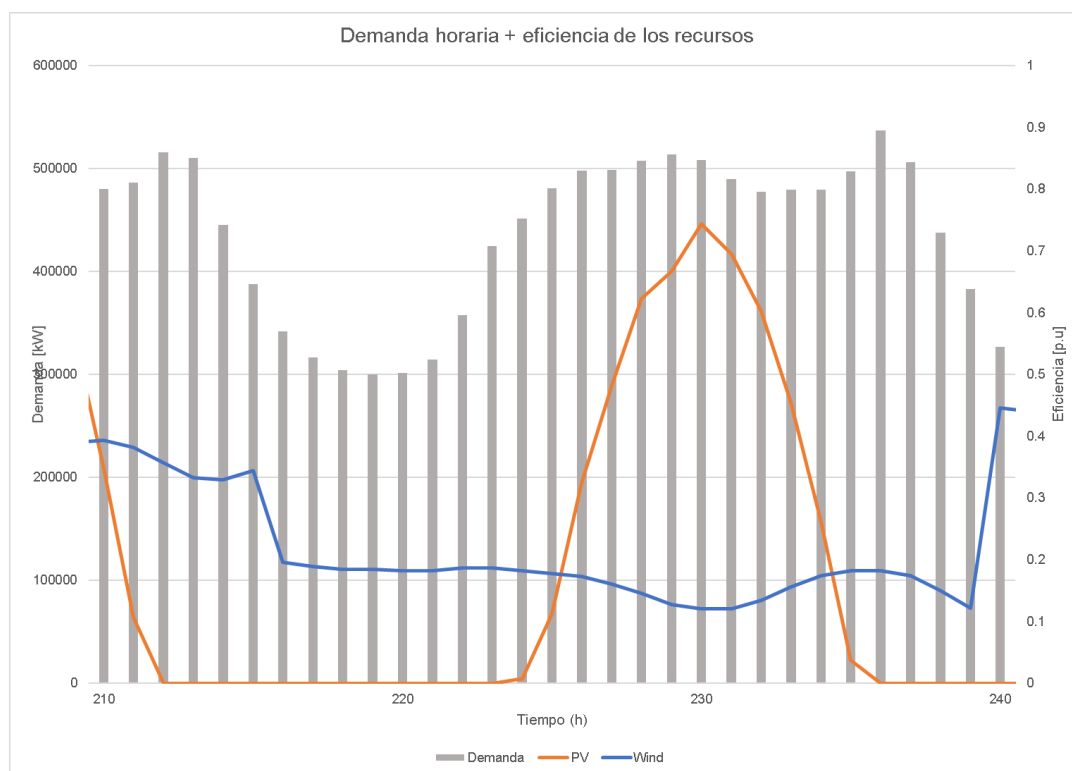


Figura 13. Detalle de la gráfica anterior

En la Figura 11 se puede ver el punto en el que la potencia de la línea 0-1 alcanza el máximo admisible, junto con el estado de la demanda y los recursos renovables disponibles en ese mismo momento (Figura 12, detallada en la Figura 13). Este momento es el más crítico de toda la operación contemplada en la optimización, y dado a la sobrecarga de esta línea, el sistema necesita otro punto de generación (el nodo 6, con carbón también, está en su funcionamiento al máximo y no puede producir más energía).

Es necesario por tanto que aparezca una tecnología renovable, dimensionada para ser capaz de generar la suficiente energía para satisfacer la demanda en ese momento. Se da el caso que en ese momento no hay energía solar disponible, con lo que se ha de instalar energía eólica.

Al ser un momento con poco viento, la potencia instalada de eólica se ha de dimensionar de manera que haya la suficiente generación, dando lugar a una instalación bastante importante. Esta instalación, al aprovecharse en otros momentos en el que no hay esta sobrecarga dado a que no tiene costes operacionales, es capaz de cubrir el 20% del consumo primario de potencia activa.

Esta no es la única solución posible, aunque en este proyecto no se han considerado por requerir la modificación de la topología o la instalación de sistemas de almacenaje. Hay que considerar que, en caso de no haber tampoco viento, el sistema solo podría solucionarse con una de estas alternativas, o bien con una instalación generadora en otro nodo utilizando otro tipo de tecnología (renovable o no).

7.3. Caso actual ($\alpha = 0.4$)

Este es el escenario más aproximado a la penetración de una red de hoy en día [2].

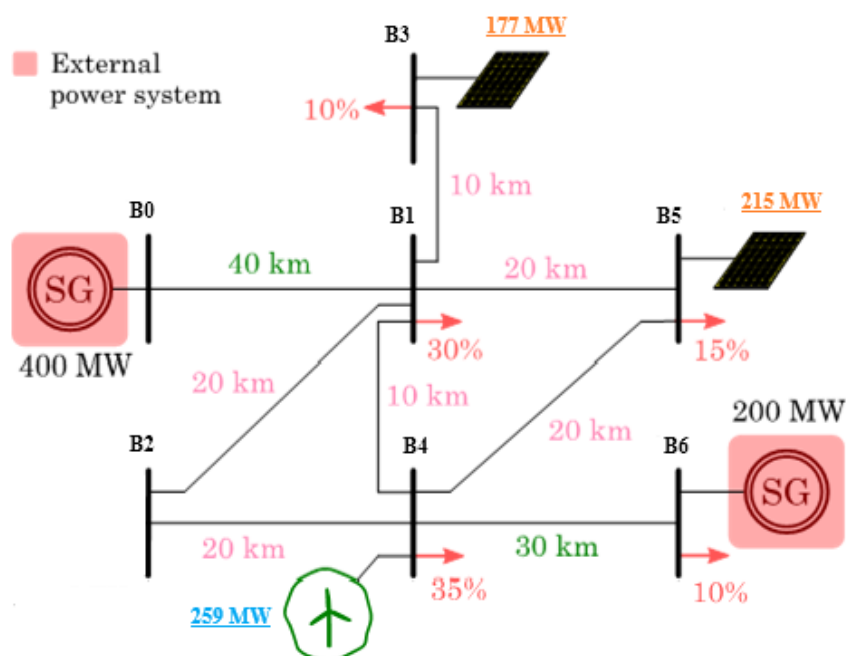


Figura 14. Topología de la red para $\alpha = 0.4$

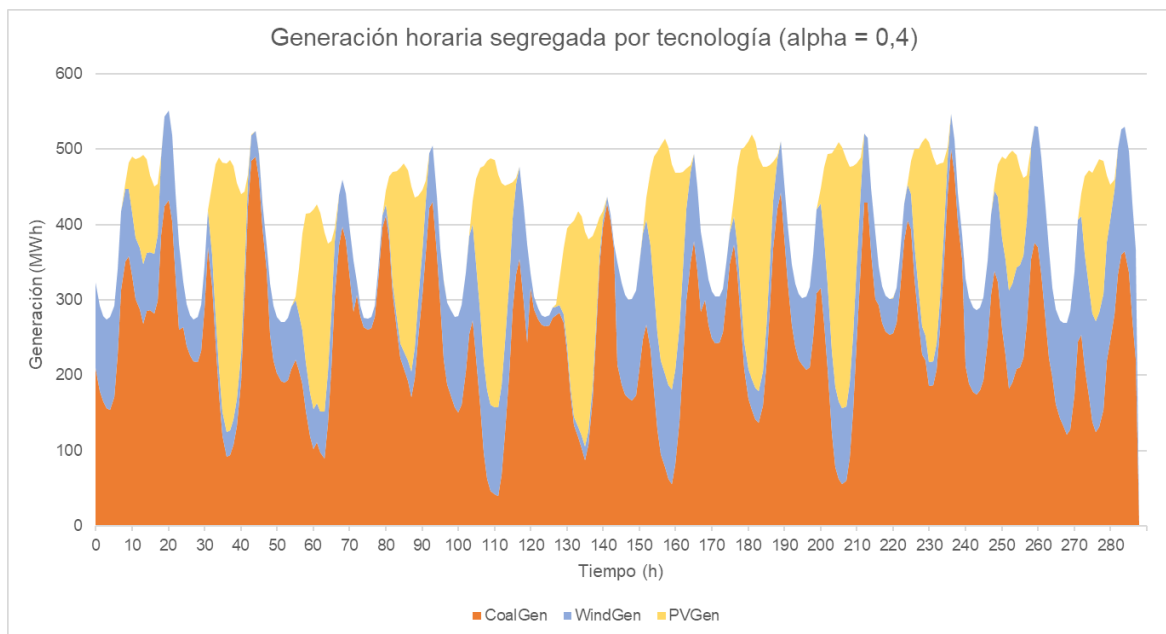


Figura 15. Generación horaria segregada por tecnología para $\alpha = 0.4$

En este escenario las dos tecnologías se combinan para cubrir el requisito mínimo de penetración de renovables. Se planifica una instalación de eólica de 259 MW y dos de fotovoltaica, de 177 MW y de 215 MW, 392 MW en total (Figura 14). La energía solar aparece ya que es muy eficiente en las horas centrales del día. Junto a la eólica, la generación en estas horas prácticamente es 100% renovable en los días en los que ambos recursos son abundantes (Figura 15).

La presencia de la eólica sigue siendo necesaria para cubrir esos picos de demanda que se dan cuando no hay sol. En la Figura 12 se puede ver cómo hay dos picos de demanda distintivos en un día. Un pico más ancho, que se da a lo largo de todo el día, seguido de un tramo de menor demanda durante la tarde, y un repunte mucho más estrecho, pero en ocasiones más elevado que el primero. Este repunte se da cuando la mayoría de gente vuelve a casa, tiene las luces dadas al ser de noche y está utilizando varios electrodomésticos simultáneamente.

El carbón sigue siendo utilizado permanente, en mayor o menor medida, aunque hay momentos donde prácticamente desaparece de la generación. Por las noches y en días con peores condiciones para la generación eólica o fotovoltaica, sigue soportando prácticamente solo la demanda eléctrica.

7.4. Caso objetivo para 2030 ($\alpha = 0.75$)

Este caso es el contemplado para 2030 en España según los planes de desarrollo de la red eléctrica, buscando cumplir los objetivos de disminución de emisiones.

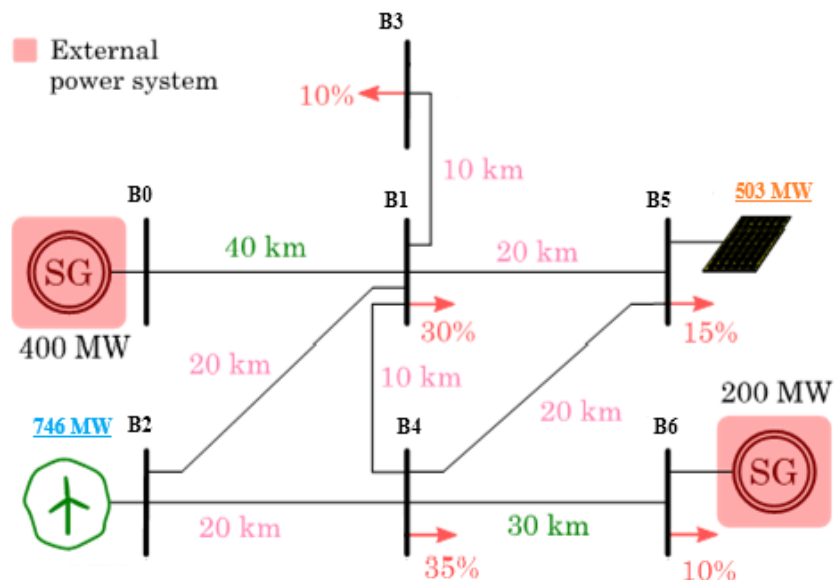


Figura 16. Topología de la red para $\alpha = 0.75$

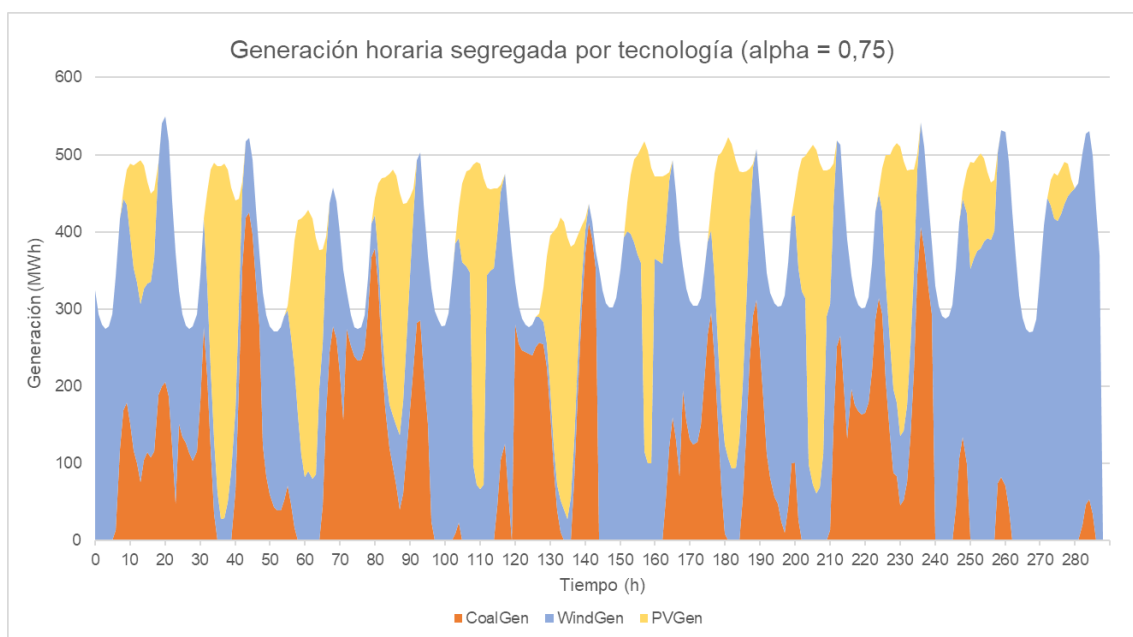


Figura 17. Generación horaria segregada por tecnología para $\alpha = 0.75$

Para cumplir con el escenario objetivo, se planifica una instalación de 746 MW de eólica y 503 MW de solar fotovoltaica, ambas instalaciones concentradas en un nodo para cada tecnología (Figura 16). El cambio en el perfil de generación de la Figura 17 respecto a los anteriores es sustancial, con una gran presencia de las renovables tal y cómo se ha especificado. En distintas ocasiones, la red no requiere carbón para poder satisfacer la demanda. Y esto no ocurre solo durante el día, cuando hay solar fotovoltaica y eólica. En algunos periodos nocturnos, en los que la demanda es mínima, la energía eólica se basta para alimentar la red durante días con mucho viento.

A niveles tan altos de penetración de renovables, y con las condiciones en las que se ha realizado la optimización, la eólica es la que toma el papel de generación más importante, generando el 52% de la energía de la red (Figura 7). La solar sigue tomando mucha relevancia en el tramo diurno, pero no es la tecnología prioritaria al no incluir almacenaje.

En este escenario se puede comenzar a ver uno de los problemas que pueden suceder si hay tanta potencia instalada de renovables. Al estar sobredimensionadas para abarcar una gran fracción de generación en todos los días, aunque no sean días con buenos factores de capacidad para estas tecnologías, en los días que las condiciones sean buenas para ambas tecnologías a la vez trabajaran por debajo de su capacidad. Esto significa que durante esos días se “desperdicia” energía (no se llega a generar para no inyectar energía que no va a consumirse a la red).

Las siguientes gráficas se muestra el efecto de este sobredimensionamiento.

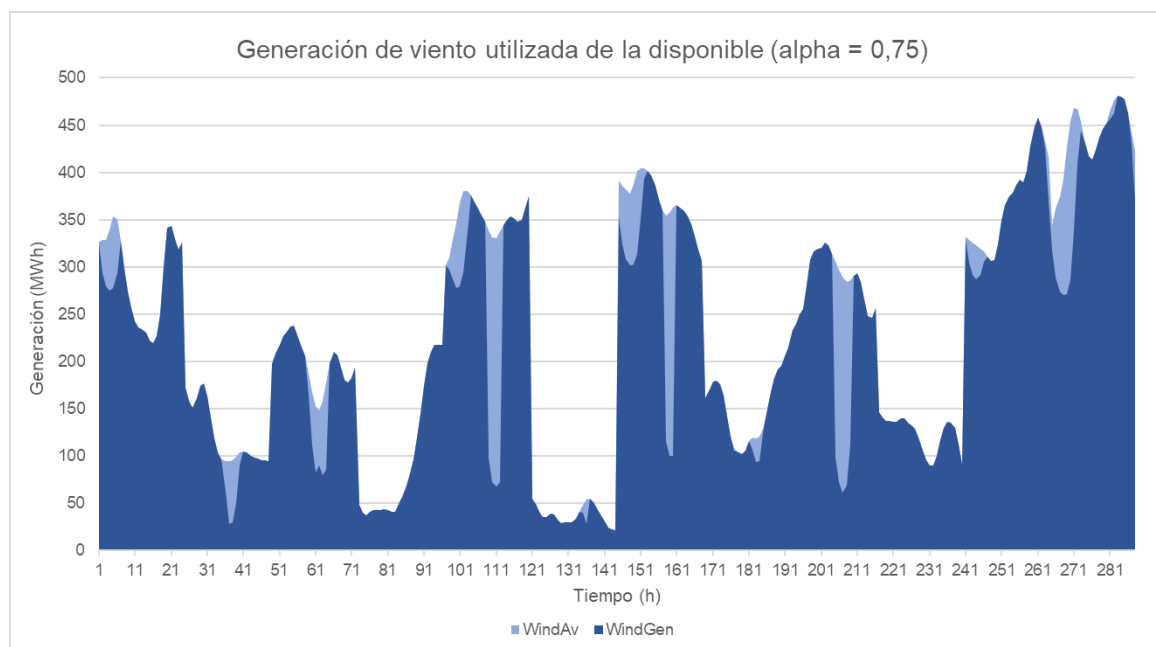


Figura 18. Generación de viento utilizada de la disponible

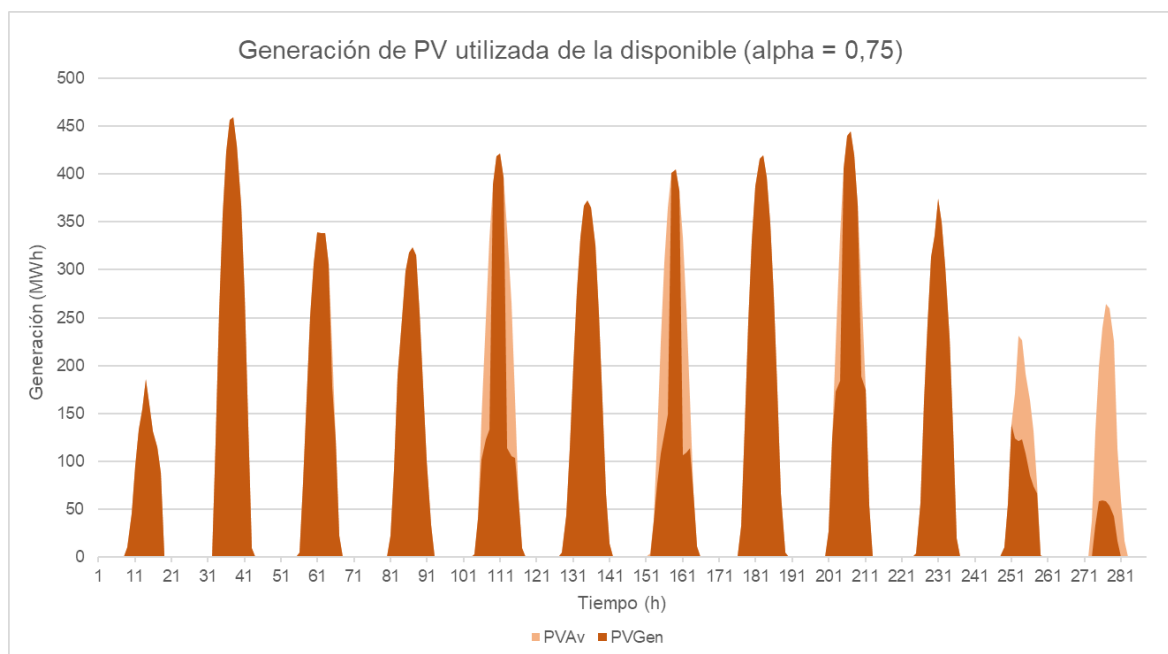


Figura 19. Generación solar utilizada de la disponible

Las Figuras Figura 18 y Figura 19 son bastante descriptivas. La parte coloreada más clara muestra la energía que no está siendo producida, pero que podría producirse por la instalación de cada tecnología. A medida que se incrementa el parámetro α , esto se acentúa.

Para un escenario futuro como el que se prevé en 2050, en el que España tiene como objetivo el 100% de generación renovable, se necesitan contemplar otras fuentes de energía renovable, como puede ser la hidráulica, y fuentes de almacenaje de energía.

Estas opciones permitirían absorber estos excesos de energía derivados de sobredimensionar el sistema de generación renovable, e inyectarlos en momentos en los que esta generación sea inferior a la demandada por falta de recurso renovable. No se entiende una red 100% renovable sin sistemas de almacenaje, y en España ya se están empezando a planificar e implantar[3], aunque es una tecnología que aún ha de bajar bastante de coste para que se haga a gran escala.

8. Planificación temporal

El trabajo se ha realizado en 3 fases principales. En primer lugar, se comenzó a leer documentación para moldear el tema del trabajo. Posteriormente, se realizó todo el código necesario, con una pausa durante el proceso por obligaciones externas al trabajo. Finalmente, se redactó la presente memoria, y se revisó. El siguiente diagrama de Gantt muestra este proceso a lo largo de estos meses.

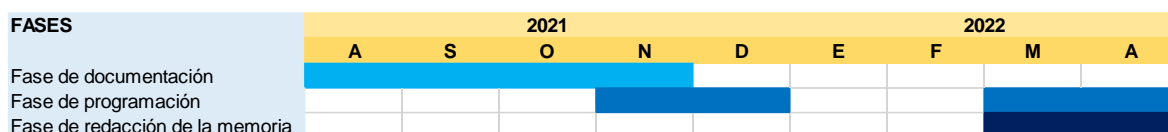


Figura 20. Diagrama de Gantt de la planificación del proyecto

9. Presupuesto

Se toma como referencia el sueldo establecido por el XIX Convenio Colectivo del Sector de Empresas de Ingeniería y Oficinas de Estudios Técnicos en 2020, que para un titulado de 1^{er} ciclo universitario establece una percepción total anual de 20.424,25 €, en 1.792 horas de trabajo. [15] El sueldo por hora es de 12 €/h aproximadamente.

Este trabajo consta de 12 créditos ECTS, equivalentes a 300 horas de trabajo. Durante todas estas horas, se ha trabajado con un ordenador portátil y sus periféricos. La suma de su potencia es de unos 300W, con un precio de 0,182 €/kWh de media. [16]

Todo el software utilizado, así como la bibliografía consultada, ha sido *open-source*.

El trabajo realizado tiene el siguiente presupuesto.

DESCRIPCIÓN	Precio (€/Unidad)	Cantidad	Unidades	Total
Sueldo de un ingeniero técnico	12	300	horas	3600
Ordenador y periféricos	1000	1	unidades	1000
Costes de electricidad	0.182	90	kWh	16.38
IVA		21%		969.4398
TOTAL (€)				5585.8198

Figura 21. Presupuesto del proyecto

10. Estudio ambiental

El único impacto que ha tenido este trabajo sobre el medio ambiente ha sido el consumo eléctrico del ordenador y los periféricos. Con un consumo de 90 kWh, y un valor del factor de emisión para la empresa Iberdrola de 0.15 kg CO₂/kWh [17], las emisiones de este proyecto son de 13.5 kg de CO₂.

Conclusiones

Este proyecto ha permitido realizar con éxito una planificación óptima de implantación de renovables en un escenario concreto, una red de alta tensión tipo isla (obtenida a partir de la red de alta tensión de Tenerife), añadiendo todas las restricciones eléctricas a las económicas al programa de optimización que se ha usado como base. Este era el objetivo del proyecto, alcanzado tras describir todos los elementos y ecuaciones de balance eléctrico, e incluyendo una descripción del análisis en estado estacionario que ha servido como base para entender cómo se modela una red eléctrica.

En esta optimización, se ha podido observar cómo esta red, sin requisitos de ningún tipo, requiere de implantación de una instalación de generación adicional a las que hay ya instaladas, dado que la configuración inicial no cumple con las limitaciones eléctricas. Considerando que no se contemplan cambios a la topología de la red, la solución a este problema es añadir generación eólica en otro nodo, repartiendo mejor la carga de la red en distintas líneas, y no concentrándolo tan solo en una de ellas. El viento es la opción óptima puesto que, en el momento en el que se dan estas sobrecargas, el recurso fotovoltaico es nulo o de muy baja eficiencia.

Exigiendo un mínimo de generación proveniente de fuentes renovables de en torno al 40% respecto al consumo primario, una situación muy similar a la peninsular a fecha de 2021, se puede apreciar la aparición de la energía solar debido a su alta eficiencia en horas centrales del día, y a su bajo coste por kW instalado en comparación con la eólica.

Si se aumenta el requisito de penetración de renovables a niveles a los que se pretende llegar en torno al 2030 (una generación del 75% respecto el consumo primario), es evidente que la solar es incapaz de cubrir esta generación por si sola debido a su dependencia horaria, estando activa en las horas centrales de días soleados. El viento es una opción mucho más robusta para alcanzar estos elevados valores de penetración considerando que solo depende del clima, y no de hora y clima simultáneamente como es el caso de la solar.

Este escenario cambiaría si se consideraran otros sistemas de generación renovable y/o acumulación de energía, probablemente provocando la aparición de más energía solar. No es el objeto de este proyecto, aunque sería deseable poder realizar un análisis más profundo incluyendo estos elementos al modelo. Especialmente los sistemas de almacenajes, ya que no se puede contemplar un escenario con la práctica totalidad de generación renovable sin sistemas que almacenen energía cuando las condiciones climáticas den lugar a una generación renovable por debajo de la demanda.

Agradecimientos

Agradezco a mi tutor Marc Cheah Mañé el seguimiento y la guía que ha hecho del trabajo. Ha ayudado a que la optimización no se quedara atascada tras intentar complicar en exceso el problema.

También agradezco al departamento CITCEA-UPC, en concreto a Carlos Collados Rodríguez, los datos y el modelo base facilitados. Desde este modelo se ha construido toda la parte de optimización.

Bibliografía

Referencias bibliográficas

- [1] CITCEA-UPC, CIEMAT, IIT Comillas, EC Nantes. *POSYTYF D1.1. Definition and specification of Dynamic Virtual Power Plant (DVPP) scenarios.*
- [2] MITECO (Ministerio Transición Ecológica). *Plan Nacional integrado de energía y clima (PNIEC) 2021-2030.* Enero 2020
- [3] REE. *Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica (2021-2026).*
- [4] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO. *Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.*
- [5] SUMPER, A. *Apuntes de Sistemas Eléctricos de Potencia.* Marzo 2017
- [6] DE TOLEDO, P.F. et al. *Frequency domain model of an HVDC link with a line-commutated current-source converter.* Stockholm, 2009.
- [7] INVENIA BLOG. *A Gentle Introduction to Power Flow.* Diciembre 2020.
- [8] RIMEZ, J. *Optimal operation of hybrid AC/DC meshed grids,* Heverlee, Marzo 2014. (Secciones 1 y 3)
- [9] MOMOH, J.A. *Electric power system applications of optimization. Second Edition.* 2009
- [10] FAULWASSER, T. *Optimal power flow: an introduction to predictive, distributed and stochastic control challenges.* Berlin, 2018.
- [11] STEVENSON, GRAINGER. *Análisis de sistemas de potencia.* McGrawHill, 1996.
- [12] PYOMO. *Pyomo Documentation Release 6.1.3.dev0.* Noviembre 2021
- [13] NOLDEN, C. et al. *Network constraints in techno-economic energy system models: towards more accurate modeling of power flows in long-term energy system models.* Berlin, Marzo 2013.
- [14] *Global Wind Atlas* <https://globalwindatlas.info/>
- [15] MINISTERIO DE TRABAJO, MIGRACIONES Y SEGURIDAD SOCIAL. *XIX Convenio Colectivo del Sector de Empresas de Ingeniería y Oficinas de Estudios Técnicos.* 2019

[16] OCU. *Precio de la luz: el 2022 arranca con precios altos.*

[17] MITECO. *Registro de huella de carbono y proyectos de absorción de dióxido de carbono.*

Anexos

Anexo I. Algoritmo N-R

Anexo II. Cálculo de matriz de admitancias

Anexo III. Programas de optimización