



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO RESTRICCIONES DE RED

Autor: Juan Fraile López

Director: Lukas Sigríst

Madrid



MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE RED

Juan Fraile López



RESUMEN

Los sistemas eléctricos insulares o de tipo off-grid, se sirven de un programa de despacho económico que distribuye los recursos de generación con el objetivo de disminuir el coste de operación, al mismo tiempo que se garantiza la calidad del suministro.

A la hora de abordar la resolución del problema de despacho, por lo general, no se tienen en cuenta los efectos sobre la red. En este trabajo se programará una herramienta de despacho económico resuelto mediante optimización lineal por enteros (MILP). Para incluir estas características dentro del despacho económico se elige el modelado de flujo DC, gracias a su linealidad, permite añadir las restricciones al programa de optimización de forma que los tiempos de ejecución y la factibilidad de la solución no se vean afectados.

En este proyecto se explica en primer lugar el funcionamiento de la herramienta de despacho, para luego implementar el flujo DC dentro del programa. La herramienta será utilizada para aplicar las dos restricciones principales del modelado de la red, los límites de potencia de transporte y las pérdidas por efecto Joule.

Para comprobar el funcionamiento del modelo se analizarán dos casos, un caso simple de tres nudos con sistemas de generación térmica y energías renovables y un caso real de la isla de La Palma.

ABSTRACT

Insular and off-grid power systems, typically use an economic dispatch to distribute generation resources while aiming to decrease the operation costs and also guarantee the quality of supply.

To address the resolution of the dispatch problem, the usual is to not to consider the effects of the grid. This paper proposes the programming of an economic dispatch tool using Mixed Integer Linear Programming (MILP), to include the necessary functions to monitor this effects. To include all this features within the economic dispatch program, the chosen model is DC power flow, thanks to its linearity, it allows to add the constraints to the MILP without the execution time or the feasibility being affected.

This project introduces in the first place, the operation of the economic dispatch tool, for later developing of the DC power flow on it. The tool will be used to apply the two main constraints on the operation of the grid, the maximum power flow limits and the power losses.

To check the behavior of the model, two cases will be analyzed, a base case of three buses with thermal generation and renewable power units and a real case based on La Palma island.



MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE RED

Juan Fraile López

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

...MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO...

...INCLUYENDO RESTRICCIONES DE RED...

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico . 2017/18 de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada

de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Juan Fraile López Fecha: 30.1.2018

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Lukas Sigrist Fecha: 30.1.2018



AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. JUAN FRAILE LÓPEZ

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO RESTRICCIONES DE RED, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.



- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a30..... deAgosto..... de ...2018.....

ACEPTA

Fdo.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE RED

Juan Fraile López



AGRADECIMIENTOS

A Lukas y todos mis compañeros del IIT, con especial mención a José María, que siempre estuvo mesa con mesa dispuesto a sacarme de aprietos.



MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE RED

Juan Fraile López



Tabla de contenido

1	Introducción	1
1.1	Planteamiento del problema	1
1.2	Revisión del estado del arte	2
1.3	Objetivos.....	5
2	MODELO	7
2.1	Modelo de despacho	7
2.1.1	Nomenclatura.....	7
2.1.2	Función objetivo	8
2.1.3	Restricciones	8
2.2	FLUJO DC.....	11
2.2.1	Estudio preliminar	11
2.2.2	Modificación del despacho para incluir la red.....	12
2.3	Evaluación de pérdidas.....	15
2.4	Diagrama de flujo del programa	18
3	CASOS DE ESTUDIO	20
3.1	CASO SIMPLE.....	20
3.1.1	Descripción del caso	20
3.1.2	Despacho sin red	22
3.1.3	Caso simple con restricciones: Flujos de potencia	25
3.1.4	Caso simple con pérdidas	28
3.2	CASO REAL LA PALMA	30
3.2.1	Descripción del caso	30
3.2.2	Contingencia rama 16.....	33
3.2.3	Análisis de pérdidas de transporte	35
4	CONCLUSIONES	37
5	BIBLIOGRAFÍA	39



1 Introducción

1.1 Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos insulares y sistemas off-grid requieren de un sistema de gestión de energía que típicamente se implanta como un despacho económico con decisiones de arranque. El objetivo del despacho económico es determinar el plan de arranques, el programa de generación y el programa de reservas de generación de estos sistemas. En general, este despacho no tiene en cuenta las restricciones de red, sino que los aborda de forma secuencial [REE, PO 2.2]. Por lo que no se tienen en cuenta condiciones necesarias para el funcionamiento óptimo del sistema, como la potencia máxima transmitida por una rama o las pérdidas por el transporte, estas últimas de un valor de alrededor del 5% [REE].

El despacho económico se formula como un problema de optimización lineal por enteros (MILP) que minimiza los costes de operación teniendo en cuenta las restricciones del sistema y de los generadores.

En la literatura actual se encuentran diferentes métodos de aproximación al cálculo de pérdidas de transporte, al ser estas no-lineales, el cálculo de la potencia de generación teniendo en cuenta pérdidas resulta infactible por definición, es por ello que se utiliza el nudo slack, que generará lo que se consume en las ramas durante el transporte. A la hora de introducir estos datos dentro de un programa de optimización, es recomendable que el sistema sea lo más lineal posible para conseguir la convergencia del problema y reducir la carga de trabajo del optimizador.

La solución del flujo de cargas se trata de un problema no lineal, lo que tiene dos importantes inconvenientes. Por un lado, el tiempo de ejecución hasta obtener una solución, que se multiplica al añadir más variables. Por el otro, la necesidad de un mayor número de variables que muchas veces no están disponibles, sobre todo las relativas al control de tensiones como los elementos shunt o la tensión de consigna de los generadores [Echa'15].

Dentro de todas las aproximaciones existentes para la resolución de flujo de cargas, la más adecuada en este caso la encontramos en el modelo DC, que propone una linealización total de la red de transporte, convirtiendo el sistema en un circuito de corriente continua, de ahí el nombre flujo DC. Además, se parte de un código base desarrollado en MATLAB donde el flujo DC se ajusta perfectamente al resto de ecuaciones del modelo (lineales).



1.2 Revisión del estado del arte

Sea cual sea la naturaleza de cualquier sistema de generación, un importante criterio para su correcto funcionamiento a corto plazo es satisfacer la demanda de carga con el coste mínimo de operación utilizando la distribución óptima de unidades de generación. Actualmente los modelos de despacho de generación asumen un conocimiento determinista de las condiciones del sistema tales como la demanda de carga y la disponibilidad de componentes además de las restricciones de reserva y contingencias de tipo N-1, donde se tiene en cuenta la posible pérdida de unidades de generación, considerándose en la previsión un evento de escasa ocurrencia [Cata'15].

En general, el despacho económico se trata de un problema complejo de optimización, donde el operador del sistema trata de minimizar el coste total de producción sobre el horizonte de generación. El coste total de producción comprende costes de combustible, que están profundamente relacionados con el estado de operación y el nivel de producción de las unidades además de costes de arranque y parada. Como resultado, el despacho económico ha sido tradicionalmente resuelto en sistemas de generación centralizados, para determinar las secuencias de arranque/apagado con el objetivo de satisfacer las previsiones de demanda, así como la reserva necesaria. Además, el operador deberá respetar varias restricciones como el mínimo tiempo de arranque/parada lo que limita enormemente la flexibilidad en la operación del sistema. En general, cualquier problema de optimización tiene la siguiente estructura:

$$\text{Min}(\text{Coste total de producción}) = \left(\begin{array}{l} \text{Costes de combustible} + \text{Costes de arranque} \\ + \text{Costes de parada} \end{array} \right)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

1. Balance de potencia del sistema
2. Límites de reserva
3. Límites de capacidad
4. Mínimo tiempo de arranque y parada de unidades de generación
5. Condiciones iniciales y estado de restricciones
6. Límites de rampa de unidades de generación

Las restricciones 1 y 2 son referentes a la totalidad del sistema, mientras que las 3-6 son de unidades en concreto. Las últimas suponen una gran disminución del margen de maniobra si las unidades son de generación térmica ya que, como es conocido, éstas necesitan un tiempo de arranque establecido que puede llegar hasta las dos horas, además este tiempo a introducir dependerá de la granularidad del problema. Un parámetro muy importante de la simulación es el paso de tiempo, la granularidad del problema será imprescindible en despachos económicos con alta variabilidad de demanda a lo largo del tiempo.

Para abordar esta cuestión existen diferentes métodos como la programación dinámica, la



inteligencia artificial o las técnicas de relajación Lagrangiana. Actualmente la más utilizada es el modelado de programación lineal por enteros, conocido por su abreviatura en inglés como MILP (*Mixed Integer Linear Programming*) que ha ido de la mano del rápido crecimiento de avances tanto en hardware como en software de optimización. Este tipo de formulación ha sido ampliamente utilizada y validada, tanto en situaciones de trabajo como en informes académicos, como el método preferible para la distribución de recursos de generación.

El modelado y resolución de la estrategia de generación de un sistema de gran tamaño tendría una gran complicación además de largos tiempos de ejecución, por lo que este método resulta especialmente interesante si lo enfocamos a un despacho económico insular, debido a su pequeño tamaño y autonomía, estos sistemas serán fácilmente monitorizables y controlables. Gracias a su propia naturaleza, tienen una mayor facilidad para la penetración de energías renovables lo que incrementa la necesidad de utilizar un sistema de optimización para su despacho económico.

Aunque el nombre común para este tipo de programas suele ser despacho económico, por su traducción del inglés, en la literatura actual se diferencia entre UC “Unit Commitment”, como un método de optimización a plazo medio (más de un día) y EC “Economic Dispatch” a corto plazo, considerado este último más simple al tratar únicamente con variables continuas. Las variables de conexión partirán desde el principio de 0 o 1 según la conexión de los elementos. En cualquier caso, la formulación de ambos problemas será similar y se continuará llamando el problema por su nombre común, despacho económico.

La necesidad de realizar un programa de optimización lineal por enteros (MILP) y no de optimización lineal clásica parte de la premisa básica de la necesaria definición inequívoca del estado de conexión de los componentes, es decir, es necesario denotar el estatus mediante una operación binaria on/off, mientras que otras variables como la potencia generada, la contribución a la reserva o el flujo de potencia serán de tipo continuo. Dentro de los problemas de despacho. Existen diferentes horizontes según la programación multinivel, distinguiendo tres tipos distintos en el caso de las Islas Canarias [REE'15].

1. Programación semanal.
2. Programación diaria.
3. Programación intradiaria.
4. Resolución en tiempo real.

Es necesario mencionar que los modelos de programación semanal y diaria son desarrollados desde un punto de vista determinista o en un sistema de programación estocástica con parámetros asociados a la incertidumbre del escenario, como por ejemplo la variación de la producción renovable o la carga del sistema. En este caso se estudiará el sistema desde una perspectiva determinista. Específicamente los modelos de programación semanal y diaria tienen en cuenta todas las restricciones del sistema, tanto las globales (demanda, reserva...) como las



específicas de cada unidad (Rampa límite, potencia máxima...). En este tipo de optimización, la programación de funcionamiento obtenida para generadores de carga base (térmicos en general) es considerada como vinculante (decisiones fijas) a la hora de resolver la formulación de tipo intradiaria, mientras que para el resto de unidades como las de tipo renovable, únicamente supone una solución de tipo indicativo.

Finalmente, el modelo en tiempo real es implementado para la determinación de la generación óptima de todas las unidades de generación en tiempo real, para así satisfacer la demanda y la reserva giratoria. Este modelo a pesar de ser introducido como MILP, es realmente un problema de optimización de tipo LP, ya que el estado de conexión y el resto de variables binarias vendrá prefijado por las anteriores simulaciones.

La función principal del despacho económico será cubrir la demanda de energía con el menor coste de generación, lo que no impide añadir nuevas funcionalidades y restricciones; siempre y cuando la ejecución no resulte en tiempos demasiado largos. Una utilidad añadida al despacho económico se encuentra en el control de éste añadiendo restricciones de red, como la limitación de los flujos por sus ramas. Aunque no sólo resulta útil añadir restricciones, también se puede modificar la función de costes añadiendo la potencia perdida en el transporte. A la hora de modelar la red existen dos aproximaciones principales, el flujo AC o el flujo DC.

El problema de UC formulado como MILP es NP complejo, la subclase de optimización de flujo AC se trata de un problema no convexo y no lineal (NLP) [Lehm'16], que será también NP complejo. La combinación de ambos problemas resultará por tanto en un problema de difícil solución, optimización por enteros no lineal (MINLP). Trabajos realizados anteriormente abordan la solución por medio de técnicas de relajación Lagrangiana (LR) [Muri'98], pero el método MILP es preferido debido a que en los problemas calculados mediante LR normalmente se obtiene una solución primal infactible [Cast'16]. Los métodos de resolución de tipo MILP para el problema de UC y factibilidad AC son áreas de actual investigación, como en el caso de [Cast'16] en el que se resuelve el problema mediante una secuencia iterativa de problemas MILP principales y subproblemas de tipo MINLP.

Según la literatura actual, de momento no existe un modelado del sistema AC que proporcione la estabilidad y rapidez de resolución necesaria, por lo que la mayoría de soluciones se encuentran en el modelado DC [Cata'16][Verg'17]. Esta formulación en su forma básica únicamente permite el cálculo de flujos de potencia activa por las ramas, sin embargo, es posible añadir extensiones como el control de voltaje, potencia reactiva o pérdidas de transporte [Echa'16]. Entre las ventajas de la utilización del flujo de cargas DC se encuentra su facilidad de programación, la buena aproximación al resultado real y lo más importante para el caso a resolver, que el modelo puede ser resuelto y optimizado de forma eficiente. Sobre todo, a la hora de minimizar el coste de operación u obtener datos sobre contingencias. Tal y como se va a realizar en el proyecto.

Esta formulación es ampliamente utilizada debido sobre todo a su facilidad de adaptación a los programas habituales de despacho económico.



1.3 Objetivos

En este documento se pretenderá hacer una ampliación al problema clásico de despacho económico incluyendo el modelado de la red de transporte, una parte del sistema muy importante a tener en cuenta debido fundamentalmente a las restricciones de transmisión de potencia y sus pérdidas a través de las ramas. Esta aproximación al modelado de la red resulta cada vez más interesante gracias a los avances en programas de optimización, que permiten añadir cada vez un mayor número de variables. A la hora de ofrecer un servicio de transporte de calidad, es muy importante controlar la potencia transmitida, no solo para evitar contingencias, sino también por la necesidad de optimizar su funcionamiento, un parámetro muy importante es la temperatura de operación de las ramas, en el RLAT (Reglamento de Ramas de Alta Tensión) se establece en 85°C, la energía transmitida está íntimamente relacionada con su calentamiento; por lo que monitorizando este parámetro será posible mantener la calidad del servicio a la vez que reducir costes, ya que se podría operar en su límite de funcionamiento de manera segura.

Se propone desarrollar un modelo del despacho económico que contempla las restricciones de red. Debido a la naturaleza del despacho económico, se buscarán expresiones simplificadas para modelar la red cuya resolución se obtiene mediante un flujo de carga. El modelo se implantará en MATLAB. Partiendo directamente de una entrada normalizada en Excel, será capaz de importar los datos de generación, consumo y transporte de cualquier sistema, generar las restricciones necesarias y su función objetivo. Normalizar estas restricciones para el uso de la función *intlinprog* y, por último, determinar por completo el perfil de generación del sistema, además del flujo de potencia por todas las ramas y el coste total de operación.



MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE RED

Juan Fraile López



2 MODELO

En este apartado se realizará en primer lugar una introducción al modelo de despacho económico sin red, para después incluir el modelado completo de la red en flujo DC, añadiendo la posibilidad de monitorizar y restringir la circulación de potencia por las ramas, además de poder realizar una evaluación de pérdidas en el transporte.

2.1 Modelo de despacho

Para introducir el flujo de carga se explica en primer lugar el modelo con la programación semanal de un despacho económico, es decir, una función objetivo estándar de minimización de costes y las restricciones necesarias para la operación del sistema.

2.1.1 Nomenclatura

Índices:

- $g, g', g'' \dots$ Grupo generador g (1 a N_g)
- $h, h' \dots$ Hora h (1 a 168)
- st tipo de arranque (templado, caliente o frío)

Parámetros:

- $C_{g,h}^{fix}$: Coste fijo del grupo generador g [€]
- C_g^{lin} : Coste lineal del grupo generador g [€/MWh]
- C_g^{qua} : Coste cuadrático del grupo generador g [€/MWh²]
- $C_{g,st}^{start-up}$: Coste de arranque tipo st en generador g [€]
- $C_g^{shut-down}$: Coste de parada grupo generador g
- D_h : Demanda de potencia en la hora h [MW]
- P_g^{min} : Mínimo técnico del grupo generador g [MW]
- P_g^{max} : Máximo técnico del grupo generador g [MW]
- R_g^{down} : Rampa de bajada del grupo generador g [MW/h]
- R_g^{up} : Rampa de subida del grupo generador g [MW/h]

Variables:

- $c_{g,h}$: Coste de generación del grupo generador g en la hora h [€]
- $c_{g,h}^{start-up}$: Coste de arranque del grupo generador g en la hora h [€]
- $c_{g,h}^{shut-down}$: Coste de parada del grupo generador g en la hora h [€]
- $p_{g,h}$: Potencia generada por el grupo generador g en la hora h [MW]
- $p_{g,h}^{overpmin}$: Potencia generada por encima del mínimo técnico P_g^{min} por el generador g en la hora h [MW]
- $resgen_{g,h}^{up}$: Reserva a subir proporcionada por el grupo generador g en la hora h [MW]



- $resgen_{g,h}^{down}$: Reserva a bajar en el grupo generador g en la hora h [MW]

Variables binarias:

- $cx_{g,h}$: Arranque del grupo generador g en la hora h [0/1]
- $dx_{g,h}$: Parada del grupo generador g en la hora h [0/1]
- $\delta_{g,h}$: Estado de conexión del grupo generador g en la hora h [0/1]

2.1.2 Función objetivo

$$\min \sum_{g,h} (c_{g,h} + c_{g,h}^{start-up} + c_{g,h}^{shut-down}) \quad (1.1)$$

$$c_{g,h} = C_g^{fix} * \delta_{g,h} + C_g^{lin} * p_{g,h} + C_g^{qua} * (p_{g,h}^{e,net})^2 \quad \forall g, h \quad (1.2)$$

$$c_{g,h}^{start-up} = C_{g,st}^{start-up} * cx_{g,h} \quad \forall g, h \quad (1.3)$$

$$c_{g,h}^{shut-down} = C_g^{shut-down} * dx_{g,h} \quad \forall g, h \quad (1.4)$$

Analizando los términos de la función se tiene en la ecuación 1.2 el coste por generador y hora, que se compone de un coste fijo multiplicado por una variable binaria que simboliza el estado de conexión del generador g, un coste lineal y un coste cuadrático, ambos dependientes de la potencia generada.

En las ecuaciones 1.3 y 1.4 estarán asociados los costes de arranque y parada para cada generador, multiplicados por las variables binarias de decisión de arranque y parada respectivamente. Para implementar el coste cuadrático en el programa intlinprog se linealizará la función en diez tramos mediante rectas tangentes.

2.1.3 Restricciones

Balance de demanda eléctrica:

$$\sum_g p_{g,h} + \sum_{ess} (p_{ess,h}^{gen} - p_{ess,h}^{con}) + \sum_{pv} p_{pv,h} + \sum_{wnd} p_{wnd,h} + \sum_{dr} (p_{dr,h}^{down} - p_{dr,h}^{up}) = D_h \quad \forall h \quad (2.1)$$

La demanda de energía deberá ser satisfecha en todo momento. Para esta formulación inicial se tratará el sistema de generación como un mismo nudo donde se encuentra la totalidad de generación y consumo, por un lado se tiene la generación térmica $p_{g,h}$, la fotovoltaica $p_{pv,h}$, la eólica $p_{wnd,h}$ y la demanda gestionable $p_{dr,h}^{down} - p_{dr,h}^{up}$. Como



particularidad se encuentra la potencia en el conjunto de baterías, que podrá encontrarse consumiendo o generando energía según las condiciones del sistema, por lo que será necesario el uso de dos variables en lugar de una.

Balance neto cero de la demanda gestionable:

$$\sum p_{dr}^{down} - p_{dr}^{up} = 0 \quad (2.2)$$

Las subidas y bajadas de demanda gestionable deben tener valor neto 0 al final de la ejecución del despacho.

Límites de generación de los grupos generadores:

$$P_g^{min} * \delta_{g,h} \leq p_{g,h} \leq P_g^{max} * \delta_{g,h} - (P_g^{max} - P_g^{min}) * (dx_{g,h-1} + cx_{g,h}) \quad \forall g, h \quad (2.3.1)$$

$$p_{pv}^{min} * \delta_{pv,h} \leq p_{pv,h} \leq P_{pv}^{max} * \delta_{pv,h} \quad \forall pv, h \quad (2.3.2)$$

$$P_{wnd}^{min} * \delta_{wnd,h} \leq p_{wnd,h} \leq P_{wnd}^{max} * \delta_{wnd,h} \quad \forall wnd, h \quad (2.3.3)$$

$$P_{ess}^{gen,min} * \delta_{ess,h} \leq p_{ess}^{gen} \leq P_{ess}^{gen,max} * \delta_{ess,h} \quad \forall ess, h \quad (2.3.4)$$

$$P_{ess}^{con,min} * \delta_{con,h} \leq p_{ess}^{con} \leq P_{ess}^{con,max} * \delta_{ess,h} \quad \forall ess, h \quad (2.3.5)$$

$$P_{dr}^{up,min} \leq p_{dr,h}^{up} \leq P_{dr}^{up,max} \quad \forall dr, h \quad (2.3.6)$$

$$P_{dr}^{down,min} \leq p_{dr,h}^{down} \leq P_{dr}^{down,max} \quad \forall dr, h \quad (2.3.7)$$

En las ecuaciones 2.3 se establecen los límites máximo y mínimo de la potencia de generación. Las potencias máximas y mínimas estarán siempre multiplicadas por la variable binaria de estado de conexión $\delta_{g,h}$ para evitar que en caso de estar desconectadas su p_g sea no nula. En la ecuación 2.3.1 se encuentra una particularidad de los generadores térmicos y es que, a pesar de estar desconectados de la red pueden estar funcionando a una potencia determinada estando en situaciones de arranque en la hora h o parada en la hora $h-1$

Límites de rampa de los grupos generadores:

$$-R_g^{down} \leq p_{g,h} - p_{g,h-1} \leq R_g^{up} \quad \forall g, h \quad 2.4$$

En la ecuación 2.4 se establece, para los generadores térmicos, que la diferencia entre la potencia en la hora h y en la hora $h-1$ deberá ser menor que las rampas de subida y bajada máximas admisibles.



Decisiones de arranque de los generadores:

$$\delta_{g,h} - \delta_{g,h-1} = cx_{g,h} - dx_{g,h} \quad \forall g, h \quad (2.5.1)$$

$$cx_{g,h} + dx_{g,h} \leq 1 \quad \forall g, h \quad (2.5.2)$$

En la ecuación 2.5.1 se garantiza que en caso de que haya una decisión de arranque o parada, la variable $\delta_{g,h}$ se actualice a su valor correspondiente.

En la ecuación 2.5.2 se evita que el programa decida arrancar y parar el generador en la misma hora, por lo que únicamente una de las dos variables podrá tomar 1 como valor.

Estado de carga de las baterías:

$$e_{ess,h} = e_{ess,h-1} - \frac{p_{ess,h}^{gen}}{\eta_{ess}} + \eta_{ess}^{con} * p_{ess,h}^{con} \quad \forall ess, h \quad (2.6.1)$$

$$e_{ess,hfinal} = e_{ess,h0} \quad \forall ess \quad (2.6.2)$$

$$E_{ess}^{min} \leq e_{ess,h} \leq E_{ess}^{max} \quad \forall ess, h \quad (2.6.3)$$

A la hora de monitorizar el estado de carga de las baterías se necesita saber la potencia que entra y sale a cada hora. En la ecuación 2.6.1 se calcula como el estado de carga en la hora h-1 menos la potencia generada, más la potencia consumida. Hay que tener en cuenta que las baterías tienen un rendimiento, que penaliza la potencia consumida (η_{ess}^{con}) y generada (η_{ess}^{gen}) en el sistema.

Finalmente se tendrá en la restricción 2.6.2 la necesidad de mantener el estado de carga en cada ciclo de ejecución del programa, además de un límite de nivel máximo y mínimo de la ecuación 2.6.3.

Restricciones de reserva:

$$resgen_{g,h}^{up} = P_g^{max} * \delta_{g,h} - p_{g,h} \quad \forall g, h \quad (2.7.1)$$

$$resgen_{g,h}^{down} = p_{g,h} - P_g^{min} * \delta_{g,h} \quad \forall g, h \quad (2.7.2)$$

$$respv_{pv,h}^{up} = P_{pv}^{max} * \delta_{pv,h} - p_{pv,h} \quad \forall pv, h \quad (2.7.3)$$

$$respv_{pv,h}^{down} = p_{pv,h} - P_{pv}^{min} * \delta_{pv,h} \quad \forall pv, h \quad (2.7.4)$$

$$resess_{ess,h}^{up} = P_{ess}^{gen,max} * \delta_{ess,h} - p_{ess,h}^{gen} + p_{ess,h}^{con} \quad \forall ess, h \quad (2.7.5)$$

$$resess_{ess,h}^{down} = P_{ess}^{con,max} * \delta_{ess,h} - p_{ess,h}^{con} + p_{ess,h}^{gen} \quad \forall ess, h \quad (2.7.6)$$

$$\sum_{gg \neq g} (resgen_{gg,h}^{up}) + \sum_{pv} (respv_{pv,h}^{up}) + \sum_{wnd} (reswnd_{wnd,h}^{up}) + \sum_{ess} (resess_{ess,h}^{up}) \geq Fgenloss * p_{g,h} \quad \forall g, h \quad (2.7.7)$$



Para garantizar la calidad y continuidad del suministro, deberá existir un coeficiente de reserva, la reserva a bajar por un grupo generador $g, pv...$ ha de ser compensada por cualquier otro generador.

2.2 FLUJO DC

En primer lugar, se realizará un estudio sobre el flujo de cargas en corriente continua, para después explicar su adaptación al programa de despacho económico en Matlab. Por último, se introducirá el modelado de las pérdidas en el transporte por efecto Joule.

2.2.1 Estudio preliminar

Como se ha mencionado anteriormente, el cálculo de los flujos será resuelto en cada rama mediante una linealización del problema clásico de flujo de cargas, este procedimiento parte de dos principales suposiciones:

1. Se considera que todas las ramas están representadas por su reactancia serie x_{ij} .
2. La diferencia de fase de todos los nudos es pequeña.

$$\theta_i - \theta_j \approx 0 \quad (3.1)$$

3. Las tensiones en todos los nudos tomarán el valor de 1 pu.

$$V_i \approx V_j \approx 1 \quad (3.2)$$

A partir de estas suposiciones es posible plantear la ecuación 3.3 de flujo de potencia de una rama a otra:

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j}{x_{ij}} \text{sen} \theta_{ij} \quad (3.3)$$

Por tanto, a partir de las aproximaciones anteriores se concluye que:

$$V_i V_j \approx 1 \quad (3.4)$$

$$\text{sen} \theta_{ij} \approx \theta_i - \theta_j \quad (3.5)$$

Con lo que el flujo de potencia tendrá por ecuación:

$$P_{ij} \approx \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (3.6)$$



Generalizando para una red estándar, se puede obtener la ecuación 3.7 normalizada para un nudo genérico b :

$$Pe_b = Y_{b,b'} * \theta_{b,b'} \quad (3.7)$$

Donde Pe representa el balance de potencia consumida y generada en el nudo b , $Y_{b,b'}$ representa la admitancia de la rama $b-b'$ y $\theta_{b,b'}$ la diferencia entre los ángulos θ_b y $\theta_{b'}$.

A la hora de introducir el modelado en el despacho se debe añadir un nuevo índice b , que simbolizará el nudo en el que se encuentra cada elemento, tomará el valor de 1 a n_{nudos} . En el problema de flujo DC, al igual que en cualquier problema de flujo de cargas, se utilizará un nudo slack como referencia, cuya fase θ será 0, por tanto, se elimina una variable θ_b correspondiente al nudo slack, con lo que el número de variables será de $n_{nudos} - 1$

En conclusión, además de añadir nuevos parámetros, se deberá hacer un cambio en varios de los antiguos, que serán actualizados a continuación.

2.2.2 Modificación del despacho para incluir la red

Nuevo índice:

b, b', b'' : Nudo de la red (1 a n_{nudos})

Nuevos parámetros:

- $Y_{b,b'}$: Admitancia de la rama concurrente con los nudos b y b' [pu]
- $D_{h,b}$: Demanda de potencia en el nudo b en la hora h [pu]
- $Agen2bus_{g,b}$: Localización del generador g en el nudo b [0/1]
- $P_{b,b'}^{max}$: Potencia máxima por la rama concurrente con los nudos b y b' [pu]
- $b_{b,b'}^{slack}$: Slack en la rama concurrente con los nudos b y b' [0/1]

Nuevas variables:

- θ_b : Fase de la tensión en el nudo b [rad]
- $p_{b,b',h}^{th}$: Flujo de potencia que sale del nudo b

Nuevas restricciones:

$$\begin{aligned} & \sum_{g \in b} p_{g,h,b} + \sum_{ess \in b} (p_{ess,h,b}^{gen} - p_{ess,h,b}^{con}) \\ & + \sum_{pv \in b} p_{pv,h,b} + \sum_{wnd \in b} p_{wnd,h,b} + \sum_{dr \in b} (p_{dr,h,b}^{down} - p_{dr,h,b}^{up}) - \sum_{b'} p_{b,h}^{th} = D_{h,b} \quad \forall h, b \end{aligned} \quad (4.1)$$



$$\sum_{b'} p_{b,h}^{th} = \sum_b Y_{b,b'} * (\theta_{b,h} - \theta_{b',h}) \quad \forall b \cup b' \quad (4.2)$$

$$\sum_g p_{g,h} + \sum_{ess} (p_{ess,h}^{gen} - p_{ess,h}^{con}) + \sum_{pv} p_{pv,h} + \sum_{wnd} p_{wnd,h} + \sum_{dr} (p_{dr,h}^{down} - p_{dr,h}^{up}) = D_h \quad \forall h \quad (4.3)$$

La ecuación 4.1 será similar a la ecuación de demanda 2.1 pero esta vez particularizada para un nudo genérico b . Es necesario destacar la inclusión del nuevo término $p_{b,b',h}^{th}$ en la ecuación 4.2 donde se obtiene el flujo que circula de un nudo a los adyacentes.

En primer lugar, se necesita implementar un programa en Matlab que calcule la matriz $Y_{b,b'}$ a partir de, al igual que el resto de datos, una entrada normalizada contenida en un fichero de Excel, que consistirá en una lista donde se especifica el nudo inicial, nudo final y la reactancia e impedancia de la rama además de la potencia de transporte máxima de la rama, por lo que el formato de entrada de datos será el indicado en la tabla 1:

START	END	R_{pu}	X_{pu}	P_{max}
b	b'	r_{ij}	x_{ij}	$P_{b,b'}^{max}$
1	2	0.01	0.3	--
1	3	0.02	0.4	--
2	3	0.03	0.5	--

Tabla 1 Entrada de datos sobre la red caso sencillo

También será necesario un nuevo vector de demanda por hora y nudo $D_{h,b}$, en el caso base de tres nudos simplemente se dividirá la potencia demandada entre el número de nudos. Para el escenario real de la red de La Palma, se leerán los datos reales del fichero Excel.

Además de conocer las impedancias, resistencias y posición de los grupos generadores de la rama, se necesitará conocer donde están colocados los generadores, es decir, la matriz $agen2bus_{g,b}$ para lo que se usará una tabla donde estará indicado al lado del número de nudo, el tipo de generador y su nombre, también se identificará el nudo slack escribiendo la misma palabra al lado del nombre del nudo, los datos serán introducida de la forma que sigue en la tabla 2:



	Bus	convgen	resgen	eess
Slack	1	unit1	wind1	
	2	unit2	pv1	
	3			eess1

Tabla 2 Distribución de generadores

Como se puede apreciar en la tabla, se dividirá dentro del programa los grupos generadores según tres tipos:

- a) Generadores térmicos (convgen)
- b) Generadores de energía renovable, en este caso eólica y solar (resgen)
- c) Baterías (eess)

A partir de los datos leídos se obtendrá una tabla lógica por cada tipo de generador, de dimensiones $n_{\text{nudos}} \times n_g$, donde n_{nudos} será el número de nudos donde se encuentra un generador g , según la fórmula de la ilustración 1.

$$A_{gen2bus_{b,g}} = \begin{cases} 1 & \text{si } g \in b \\ 0 & \text{si } g \notin b \end{cases}$$

Ilustración 1 Cálculo de posición de generadores

Donde se colocará un 1 si el generador g (ya sea térmico, fotovoltaico, eólico o baterías), se encuentra en el nudo b , el programa generará tantas matrices como tipos de generador tengamos en el sistema, con tantas columnas como número de generadores de cada tipo.

Es importante recordar que se está utilizando la función *intlinprog* de Matlab, por lo que todas las restricciones a introducir serán del tipo $[A] * [x] \leq b$ o $[A] * [x] = b$. Se comenzará calculando la formulación en una hora h estándar, para más tarde obtener las ecuaciones para cada hora, por lo que en el problema se obtendrá un total de $n_{\text{variables}} * n_{\text{horas}}$ es decir, una matriz con el mismo número de columnas que de variables.

Para implementar el flujo de cargas dentro del programa se debe partir del balance de potencia en los nudos de la red, a partir de la ecuación 4.1 presentada anteriormente. El problema que plantea esta formulación es que se debe normalizar a la entrada de datos estándar de la función *intlinprog*, por un lado, se tiene como parámetros de entrada la demanda y la matriz de admitancias y como variables del problema la potencia generada y las fases de cada nudo, se reordenan las ecuaciones para que tengan cabida en la función de restricción, como se muestra en la ilustración 2.



$$[A_{gen2bus} | A_{pv2bus} | A_{wnd2bus} | A_{eess2bus} | -Y_{bus}] = \begin{bmatrix} p_g \\ \vdots \\ \theta_b \\ \vdots \end{bmatrix}$$

Ilustración 2 Ecuación del flujo DC normalizada

Con lo que se obtendría directamente la restricción de igualdad $[A] * [x] = b$.

Pero estas ecuaciones únicamente como restricción de igualdad en la demanda, harán que la función objetivo de minimización de costes sea 0, ya que permite flujo de potencia no generado de un nudo a otro a través de las variables θ , por lo que se debe añadir una ecuación sobre la potencia total generada en todo el sistema como se indica en la restricción 4.3. Esta fórmula es idéntica a la utilizada en el caso sin red.

Para la potencia máxima de transporte por una rama es necesaria una restricción simétrica de potencia tal y como se indica en la ecuación 4.4:

$$-P_{b,b'}^{max} \leq p_{b,b'}^{flow} \leq P_{b,b'}^{max} \quad (4.4)$$

Se debe calcular la variable $p_{b,b'}^{flow}$, se recuerda que la variable p_b^{th} únicamente indica el flujo total de salida, sin especificar hacia que nudo. La variable $p_{b,b'}^{flow}$ se obtiene directamente a partir de las variables θ_b y $\theta_{b'}$, usando el cálculo de potencia en la aproximación DC obtendremos el resultado a partir de: $(\theta_b - \theta_{b'}) * Y_{b,b'}$ para ello será necesaria una nueva matriz binaria que relacione los nudos conectados entre sí, esta matriz será obtenida en paralelo al cálculo de la matriz $Y_{b,b'}$ en la función de lectura de datos, sus dimensiones serán $n_{lineas} \times (n_{nudos} - 1)$. Hay que destacar que actualmente lo usual será limitar directamente la diferencia de fases en radianes, de todos modos, el cálculo con flujos resultará siempre más ilustrativo.

2.3 Evaluación de pérdidas

Para modelar las pérdidas dentro del circuito y poder obtener una aproximación de las tensiones, se parte en la ecuación 5.1 de la definición de pérdidas del modelo real para una rama genérica:

$$P_{loss} = G(V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j) = R \left(\frac{V_i - V_j}{R} \right)^2 \quad (5.1)$$

Al partir en la hipótesis de flujo DC, de que las tensiones son de 1 pu, la corriente y la potencia por la rama tendrán el mismo valor en magnitudes unitarias, en una primera

iteración, se resolverá el problema de flujo de cargas sin pérdidas, para obtener a posteriori un valor aproximado de pérdidas en cada rama. Haciendo el cálculo siguiente:

$$R \left(\frac{V_b - V_{b'}}{R} \right)^2 \rightarrow \frac{V_b - V_{b'}}{R_{bb'}} = I_{pu} \rightarrow \quad (5.2)$$

$$P_{pu} = I_{pu} \rightarrow P_{loss} = P_{pu}^2 * R \quad (5.4)$$

Una vez obtenido el valor inicial de pérdidas se introducen distribuyendo una fuente de corriente shunt de valor $\frac{P_{loss}}{2}$ en cada nudo de la rama, tal y como se muestra en la ilustración 3:

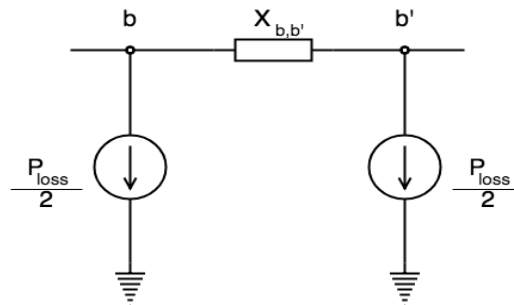


Ilustración 3 Distribución de pérdidas

Para introducir estos cambios en el modelo de despacho, únicamente será necesario actualizar el vector de demanda $D_{b,h}$ en cada nudo. En una nueva iteración se obtendrá un valor de pérdidas que irá aproximándose al valor real en las sucesivas. A partir de un valor de tolerancia, se para la iteración y se obtiene el valor de pérdidas en la rama. Para ajustar el valor de tolerancia, se debe recordar, que el flujo en la rama (y por lo tanto las pérdidas), vendrá determinado por cuatro parámetros principales: La potencia generada, la demanda, las reactancias de la red y las resistencias. La secuencia de operación del cálculo será la que se resume en la ilustración 4:

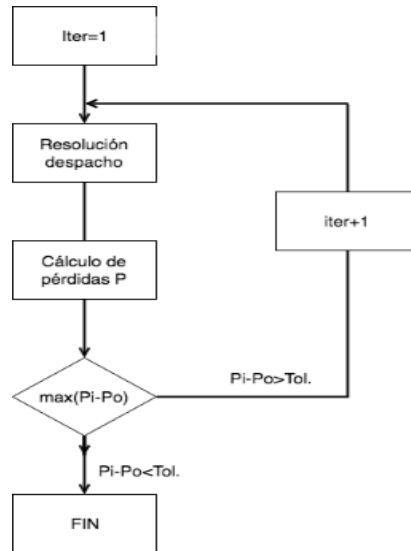


Ilustración 4 Diagrama de flujo en cálculo de pérdidas

En lugar de la utilización estándar del nudo slack, con estas condiciones de modelado, las pérdidas se repartirán entre todos los generadores, afectando, en función del valor de la resistencia de la red, al coste de operación.

2.4 Diagrama de flujo del programa

En resumen, el programa principal será ejecutado por Matlab, importando los datos sobre generadores y red desde Excel, preparará el programa de optimización en forma matricial y posteriormente utilizará la función *intlinprog* para resolver el problema. Tal y como se muestra en la ilustración 5.

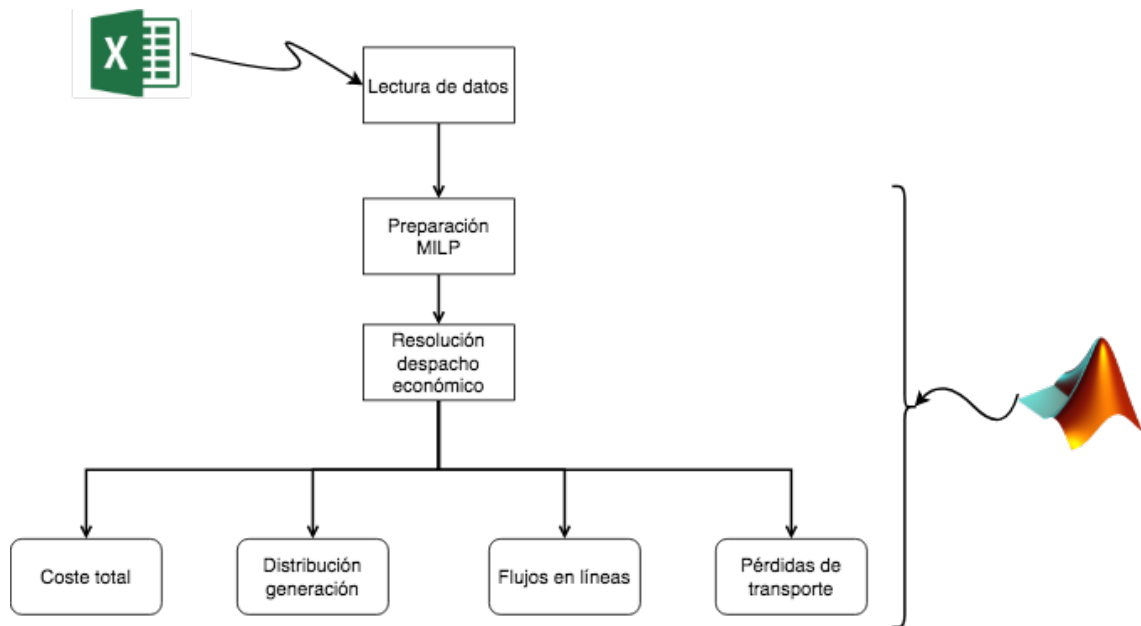


Ilustración 5 Diagrama de flujo del programa



MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE RED

Juan Fraile López

3 CASOS DE ESTUDIO

En primer lugar, se introducirá un caso simple de tres nudos para comprobar el correcto funcionamiento del programa, además de poder entender de forma más clara los efectos de las restricciones de flujo en la operación del sistema, tanto económicos como de suministro. Una vez realizado el estudio del caso simple, se pasará a un caso real, en concreto la isla de La Palma.

3.1 CASO SIMPLE

3.1.1 Descripción del caso

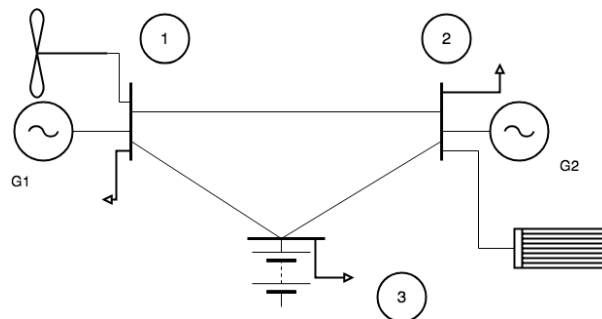


Ilustración 6 Red caso ejemplo

Para ilustrar el procedimiento se procederá a la resolución de un caso sencillo de tres nudos entre los que se calcula la operación de su despacho económico durante una semana, es decir, 168 intervalos horarios; este sistema estará dotado de:

- Dos generadores térmicos
- Un sistema de generación energía eólica
- Un sistema de generación de energía solar
- Un sistema de baterías
- Una carga de idéntico valor en cada nudo

Sumando en total 22 variables por hora, lo que en total hacen 3.696 variables, el mismo número que columnas en la matriz $[A]$.

Estos cinco generadores tendrán los costes de operación resumidos en la tabla 3:



	Generador 1	Generador 2	Eólica	Fotovoltaica	Baterías
Coste arranque (€)	450	450	--	--	--
Coste parada (€)	0	0	--	--	--
Coste fijo (€)	0.1	0.1	0	0	0
Coste lineal (€/kW)	0.08	0.1600	0.02	0.01	0.02
Coste cuadrático	--	--	--	--	--

Tabla 3 Costes de generación

La topología de la red será la expuesta en la tabla 1.

A la hora de resolver el problema de despacho se utilizará una gráfica de demanda estándar de 7 días mostrada en la ilustración 7, cuya potencia estará distribuida a partes iguales entre los 3 nudos de la red:

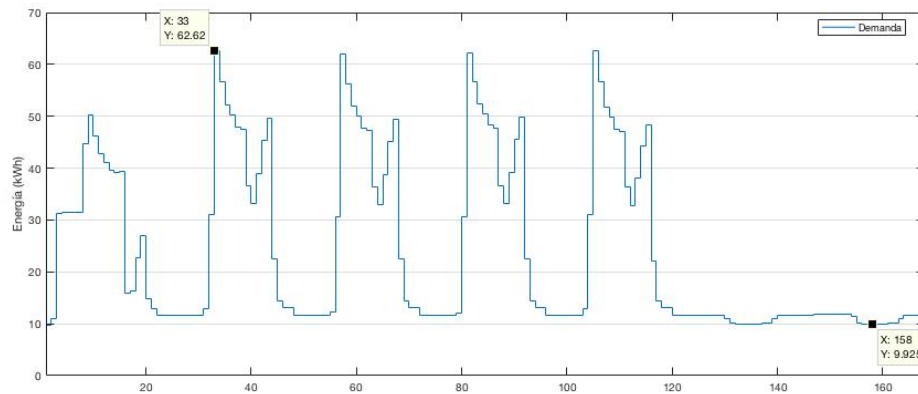


Ilustración 7 Gráfica de demanda

El máximo valor de demanda se encontrará durante la hora 33 con 62.62 kW, mientras que el mínimo se encontrará en la hora 158, se puede observar como durante 5 intervalos diarios el consumo sigue un período con variaciones de aproximadamente el mismo valor, lo que corresponde con los cinco días laborables de operación, mientras que los dos últimos el consumo se mantiene prácticamente constante.

3.1.2 Despacho sin red

En una primera aproximación se resuelve el problema de despacho sin incluir restricciones de flujo ni pérdidas en el transporte de energía. Obteniendo el perfil de generación que se muestra en la ilustración 8.

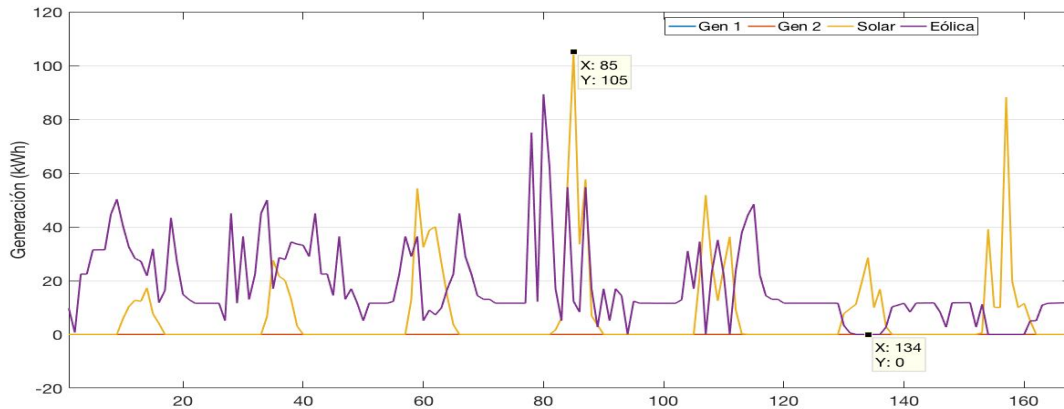


Ilustración 8 Distribución de generación

$$\text{Coste total} = 94,19 \text{ €}$$

	Tiempo de funcionamiento (h)	$P_{gen\ total}$ (MW)	$P_{cons\ total}$ (MW)
Gen. Term. 1	0	0	--
Gen. Term. 2	0	0	--
Eólica	167	3	--
Solar	54	1,14	--
Batería	168	0,508	0,6278

Tabla 4 Tiempo y potencia de funcionamiento en generadores

Nada más ver la gráfica en la ilustración 8 es destacable el pico de generación solar alrededor de la hora 85, que en principio no corresponde con el mayor valor de demanda, pero únicamente es necesario fijarse en dos datos: el valor de la potencia aprovechable por las placas fotovoltaicas y su coste, el coste de operación de la energía solar será el menor de todos, $C_{pv}^{fix} = 0$ y $C_{pv}^{lin} = 0.1$, por lo que siempre que sea posible las placas fotovoltaicas estarán funcionando. En la tabla 4 se comprueba que el sistema con mayor potencia suministrada y tiempo de conexión son los generadores eólicos, aunque su coste de

operación es superior al sistema fotovoltaico, su disponibilidad es superior, lo que explica el mayor uso. En la ilustración 9 se adjunta una gráfica con la potencia aprovechable por las placas y la realmente producida:

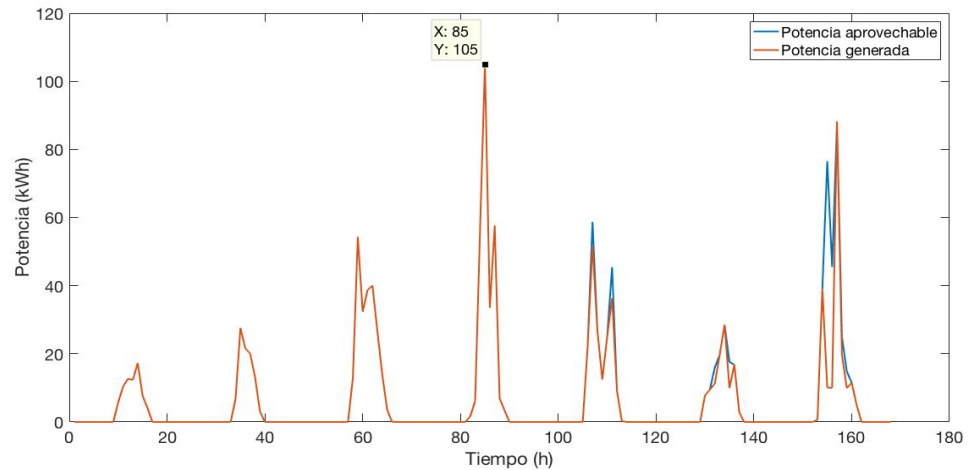


Ilustración 9 Comparación de potencia fotovoltaica aprovechable y generada

Se puede apreciar cómo la gráfica de potencia aprovechable es casi idéntica a la generada por el sistema fotovoltaico, excepto en la proximidad de la hora 150, donde coincide justamente con el punto de demanda mínima, en el que se apaga la generación eólica. Es decir, existe un vertido de energía renovable. Este dato se entiende mejor si se observa gráficamente la evolución del sistema de almacenamiento en la ilustración 10:

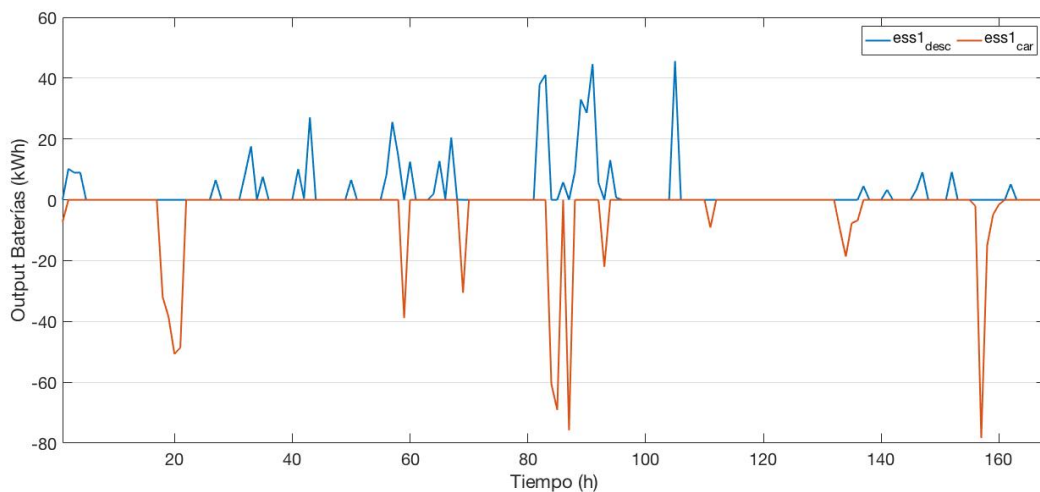


Ilustración 10 Salida de potencia batería

Se comprueba que en la zona de demanda mínima las baterías comienzan a cargarse. Lo que tiene sentido, aunque es una zona próxima al final de operación del despacho y se podría descargar completamente la batería para abaratar costes de generación, las baterías

comienzan con una carga de 200 $kW.h$ y existe una restricción que obliga a mantener el nivel de carga $e_{ess,hfinal} = e_{ess,h0}$.

Después de este análisis se podría suponer que las baterías únicamente tienen sentido cuando la demanda tiende a mínimos, pero si se analizan las gráficas de demanda y salida de batería en el entorno de las horas 80-100, se ve como precisamente existe un pico de demanda y las baterías consumen y generan alternativamente. Algo que se aprecia de mejor forma si se analiza el estado de carga:

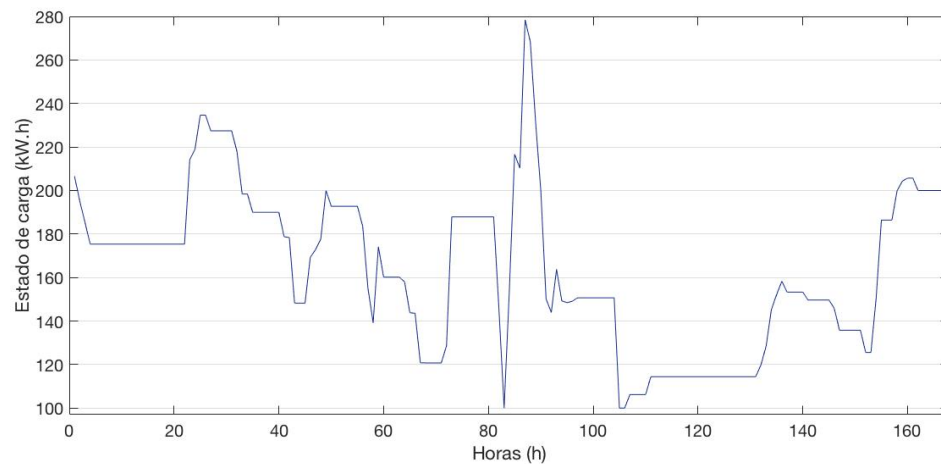


Ilustración 11 Estado de carga batería

En zona de pico de demanda, la batería se encuentra generando en lugar de consumiendo. Esto ocurre en un sistema de gran penetración de energía renovable como este, se encuentra en el intervalo de tiempo de mayor capacidad de generación puesto que los niveles de potencia solar máxima y viento son los mayores de toda la muestra, por lo que es conveniente almacenar energía, no únicamente en condiciones de baja demanda, sino en condiciones de sobre-generación.

Otra conclusión interesante trata sobre el uso de generadores térmicos, cuyo coste de operación es sensiblemente superior al de los sistemas de energía renovable, eso sin tener en cuenta el coste de arranque, que asciende a 450 €, teniendo un coste total de operación de todo el sistema de 94.197€ no tiene demasiado sentido utilizar este tipo de unidades, en cualquier caso actualmente es difícil depender únicamente de energías renovables y sistemas de almacenamiento debido a su alta variabilidad, si se observa el dato de energía solar aprovechable tenemos una diferencia porcentual del 84% entre el día de menor irradiancia (17,3 $kW.h$) al de mayor (105 $kW.h$).

3.1.3 Caso simple con restricciones: Flujos de potencia

En la última resolución no se ha tenido en cuenta el objetivo principal del trabajo, las restricciones de potencia en la red, para ello se obtiene el flujo de potencia a través de todas las ramas y se representa en una gráfica en la ilustración 12:

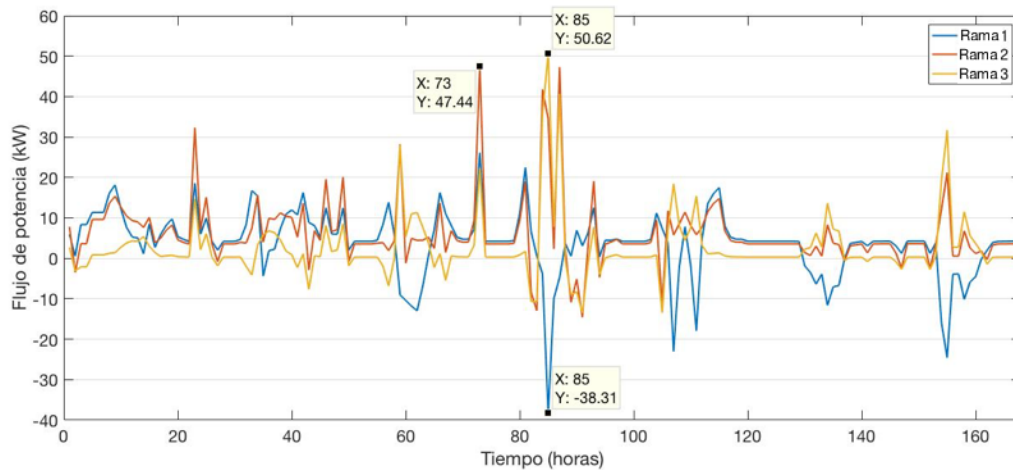


Ilustración 12 Flujos de potencia caso sencillo

El número de rama que va a cada nudo, así como el criterio de signos (flujo de nudo inicial a final, signo positivo) viene especificado en la tabla 1. Con estos datos es posible hacer un estudio de máximos de cada flujo de rama y determinar los efectos de las restricciones de flujo por las líneas. A continuación, se muestra en la tabla 5 un resumen de los diferentes valores que toman los flujos por cada rama.

	Potencia media (kW)	Máximo (kW)
Rama 1	6,97	38,31
Rama 2	7,08	47,44
Rama 3	4,07	50,62

Tabla 5 Valores medio y máximo de flujo

Potencias en rama 1:

Es fácilmente observable como la potencia transmitida, al contrario que en las dos ramas restantes, tiene sus picos de potencia en valores negativos, esto se debe a que esta rama está uniendo los dos principales puntos de generación, que son el generador eólico situado en el nudo 1 y el sistema fotovoltaico en el nudo 2. Al tener las placas fotovoltaicas un coste menor, siempre que sea posible, se alimentarán los consumos desde el nudo 2, lo que ocurre en el pico de la hora 85, las ramas conectadas al nudo 2 dispararán su potencia de transporte. Estos dos genera Conjuntamente, se tiene una batería en el nudo 3 por lo que



es lógico que, en general, casi toda la potencia generada por estos dos sistemas sea consumida en sus respectivos nudos y el resto, utilizando la batería como sumidero de potencia.

Si se analiza detenidamente la gráfica de distribución de generación (Ilustración 8) y la de flujo entre ramas, los intervalos en los que la potencia generada por el sistema fotovoltaico es mayor que la producida por el generador eólico, coincidirán con los valores negativos de flujo de potencia en la rama. Por tanto, se puede concluir que la potencia circula desde las placas fotovoltaicas al nudo del generador eólico; esto es debido a la utilización del modelado DC. En el que la fase de los generadores pasa a considerarse una fuente de tensión y la potencia transmitida, la intensidad. Si se analiza la fase de cada nudo se podrá comprobar cómo θ_1 será mayor que θ_2 , es por esto que muchas veces en lugar de limitar la corriente en valor absoluto por cada rama, se limita únicamente la diferencia de fase.

Un intervalo muy interesante de la gráfica se encuentra de nuevo en la hora 85, en la que, como anteriormente se expuso, coincide el punto de mayor insolación, por lo que las placas fotovoltaicas pasan a alimentar a la instalación completa, incluyendo baterías y consumos en todos los nudos.

Potencias en rama 2:

Esta será la rama con un mayor nivel de potencia media transportada, ya que une el centro de mayor producción (nudo 1) con el mayor sumidero (nudo 3), aunque este mayor nivel de potencia de transporte no se ve reflejado en la potencia de pico, ya que se ve superada por la rama 3. Teniendo su pico en la hora 73, aquí coincide con un intervalo en el que la insolación es nula, por lo que toda la generación provendrá del generador eólico y la batería, que se encontrará en situación de descarga. Esto es fácil de comprobar al fijarse en los tres flujos de este intervalo, son todos positivos, al salir toda la potencia desde el nudo 1 hacia los demás.

Potencias en rama 3:

En esta rama se encuentra el mayor pico de potencia, por ser ésta la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería. De nuevo en el punto de mayor insolación, las placas comienzan a alimentar la batería, que pasa de su estado de carga mínimo (100 kW.h), al máximo entre la hora 84 y 85. Inmediatamente después se pasa de nuevo a estado de carga mínimo, esto es debido a que estamos en valle de generación de energía renovable, la velocidad del viento y la insolación son bajas, por lo que es necesario alimentar a toda la instalación a través de la batería. Si se observa el intervalo de tiempo entre la hora 90 y 100, este será el único instante en el que el flujo de rama 1 sea positivo y los otros dos negativos. Resulta lógico, ya que la batería estará alimentando los tres consumos, por tanto, los flujos irán desde el nudo 3 hasta el 1 y el 2.

Elección de restricciones:

Analizando los resultados de flujos, se hace una comprobación de costes con una restricción genérica de P_{max} para las tres ramas. Suponiendo que todas tienen la misma potencia límite, se estudiará a partir de qué valor comienzan a dispararse los costes. Para ello se realizan simulaciones con todos los enteros desde 1 a la potencia máxima transportada sin restricciones. Se obtiene la siguiente gráfica de costes:

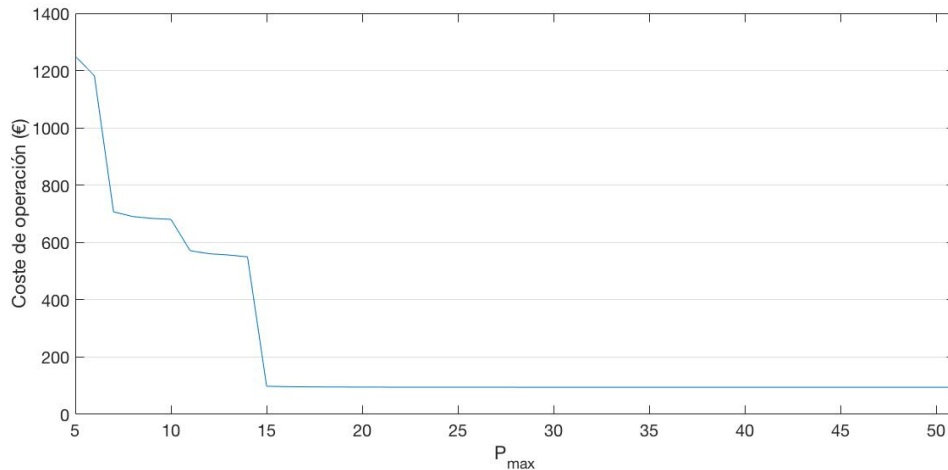


Ilustración 13 Coste de operación según nivel de restricción

Es destacable como las restricciones de potencia de transporte no presentan apenas influencia en el coste; a pesar de limitar la potencia desde 51 kW hasta 15 kW, las variaciones de coste de operación serán inapreciables. Por otra parte, a partir del límite de 15 kW, el coste aumentará significativamente.

Se aprecia claramente como a partir de una potencia límite de $P_{max} = 15 kW$ el coste de operación se dispara un 550%. Lo que muy probablemente se deba a la necesidad de arrancar uno de los dos generadores térmicos, se recuerda que su coste de arranque asciende a 450€. Se estudia para el valor de $P_{max} = 15 kW$, la evolución del perfil de generación:

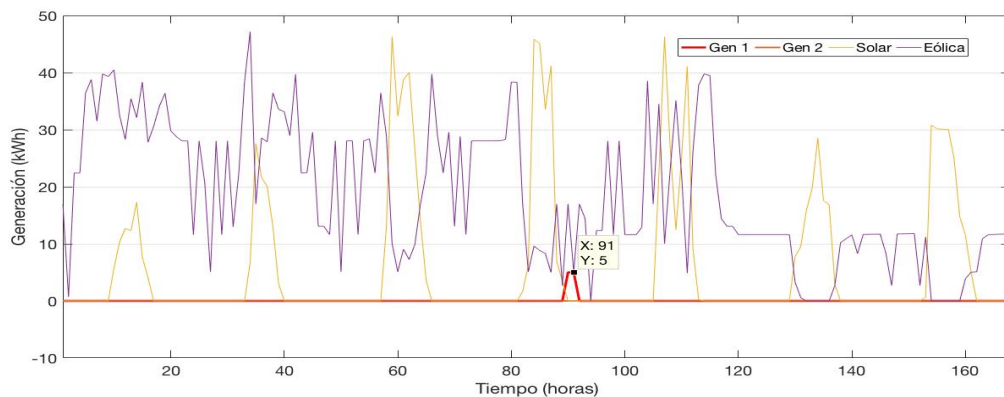


Ilustración 14 Generación con restricciones

Como se había previsto, durante la hora 91, se arranca el generador térmico número 1, el de menor coste de operación de los dos disponibles. Lo hace por un período corto de tiempo y con su potencia mínima, esto es debido que se está simulando el sistema exactamente en el salto de la función de costes. Para entender por qué se produce esto, hay que echar un vistazo a los datos sobre la potencia aprovechable y carga de batería en la ilustración 16:

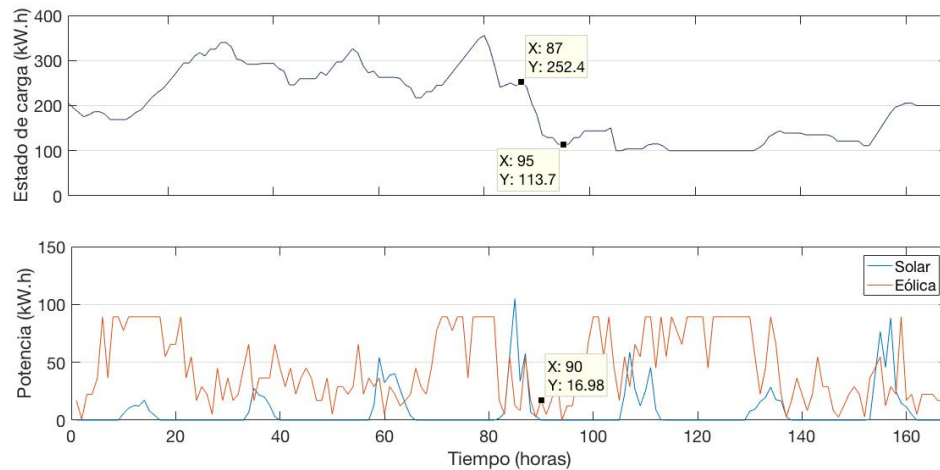


Ilustración 15 Generación del sistema

Coste total: 549,122 €

Como se puede observar, el sistema se encuentra en un punto en el que la potencia renovable de entrada es la menor de toda la muestra. Al haber intervalos con poca potencia renovable disponible, la batería tenderá a almacenar la mayor cantidad de energía posible; como las condiciones de transmisión de potencia son muy restrictivas, no será posible almacenar energía suficiente para abastecer al sistema en condiciones de valle de generación. Por lo que la única salida para satisfacer la demanda pasará por arrancar uno de los generadores. Se concluye que en las horas 85 y 90 el sistema se encuentra en la zona de mayor necesidad de abastecimiento.

3.1.4 Caso simple con pérdidas

Para este caso se utilizará el modelado de pérdidas explicado anteriormente. Se realiza una primera iteración sin valorar las pérdidas. Para incluir la fuente de corriente de valor $\frac{P_{loss}}{2}$ se introducirá un incremento de demanda del mismo valor en los dos nudos a los que esté conectada la rama. El número de iteraciones vendrá determinado por el valor de pérdidas de la iteración inicial, cuando la diferencia entre la iteración n y la n-1, sea inferior al 5% de la primera, el programa dejará de ejecutar cálculos. Para este caso resulta sencillo realizar un gran número de iteraciones, ya que el tiempo de computación no supera los 10 s. Se



obtiene una solución dentro del margen de tolerancia a las cuatro iteraciones, como se aprecia en la ilustración 16:

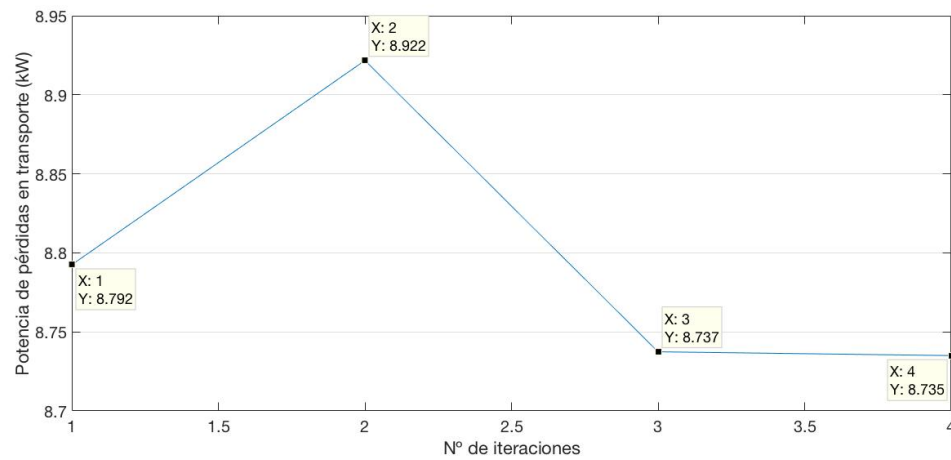


Ilustración 16 Iteraciones en pérdidas de potencia

Se obtiene un valor total de pérdidas en transporte a lo largo de 168 horas, de 87.35 kW. Un valor despreciable teniendo en cuenta que la generación total durante todo el proceso, será de 5.72 MW, es decir, las pérdidas suponen un 1.52% de toda la generación del sistema. Por lo que se podría concluir que, en sistemas de pequeño tamaño, el cálculo de pérdidas no supone valor añadido al cálculo del coste de operación. Para comprobar la hipótesis se pasará a estudiar un caso más complejo como la isla de La Palma.

3.2 CASO REAL LA PALMA

3.2.1 Descripción del caso

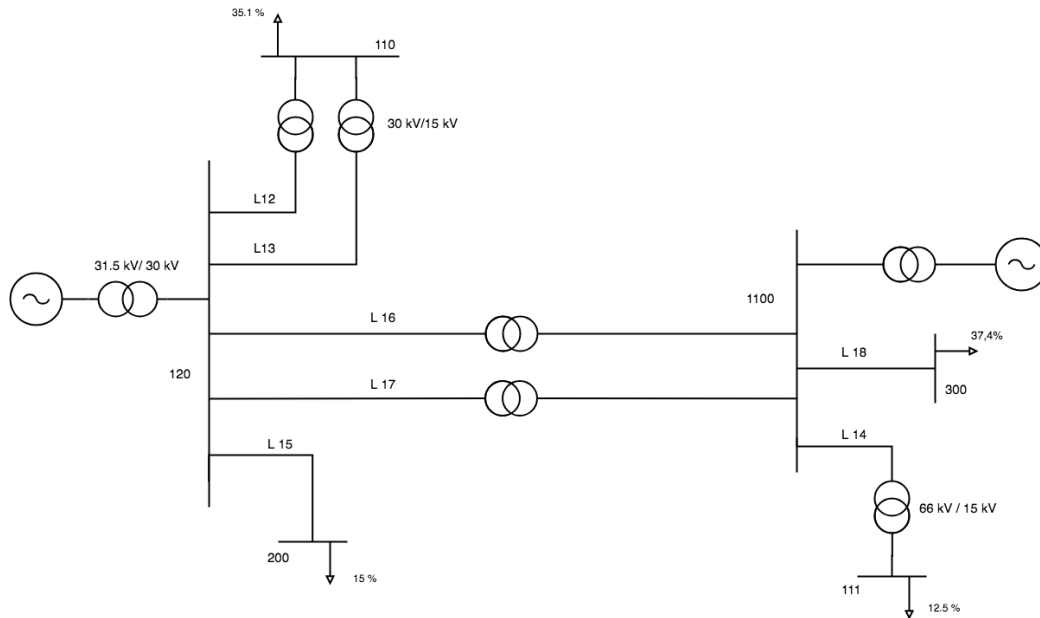
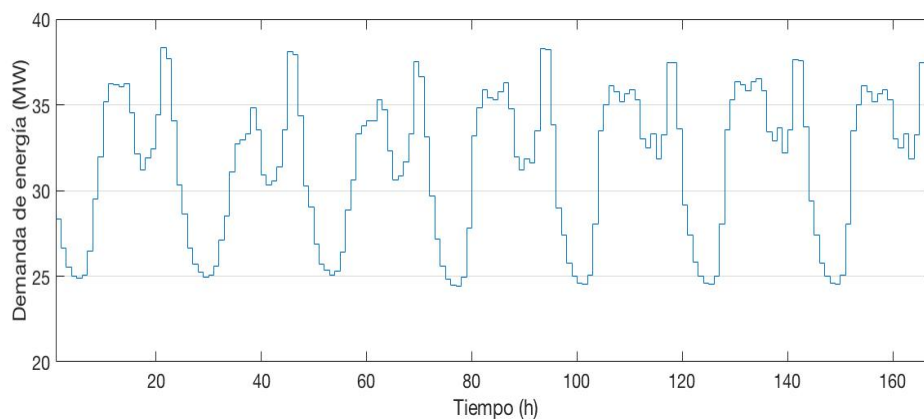


Ilustración 17 Esquema eléctrico La Palma

Esta vez se utilizará el despacho económico con un caso real de la isla de La Palma, una red de transporte de 17 nudos y 18 ramas, que cuenta con 11 generadores térmicos y carece de generación de energía renovable o baterías. Con la gráfica de demanda especificada en la ilustración 19.





Los sistemas térmicos y la red tienen los datos técnicos que siguen en las tablas 6 y 7:

Nombre generador	P_0 (MW)	P_{min} (MW)	P_g^{max} (MW)	C_g^{fix} (€)	C_g^{lin} (€/kWh)	C_g^{quad} (€/kWh ²)	C^{arr} (€)
LGCHD06	2,4	2,4	3,8	53	81	0,849	341
LGCHD07	2,4	2,4	3,8	53	81	0,849	341
LGCHD08	2,4	2,4	3,8	53	81	0,849	341
LGCHD09	0,0	2,8	4,3	90	86	0,633	471
LGCHD10	4,8	3,3	6,7	135	81	0,383	627
LGCHD11	0,0	3,3	6,7	135	81	0,383	627
LGCHD12	10,0	6,6	11,5	121	73	0,339	1842
LGCHD13	0,0	6,6	11,2	126	90	0,22	641
LGCHD14	0,0	6,6	11,5	126	90	0,22	641
LGCHD15	6,6	6,6	11,5	126	90	0,22	641
LGCHGM2	0,0	4,9	21	636	111	0,082	1209

Tabla 6 Características de los generadores en La Palma

Rama	Nudo inicial	Nudo final	R (pu)	X (pu)	P^{max} (MW)
1	11	120	0	1,10185	5,4
2	12	120	0	1,10185	5,4
3	13	120	0	1,10185	5,4
4	14	120	0	1,14769	6,5
5	15	120	0	0,6	10
6	16	1100	0	0,59188	16
7	17	1100	0	0,74667	15
8	18	1100	0	0,45	27
9	19	1100	0	0,7143	14
10	20	1100	0	0,7143	14
11	21	1100	0	0,7143	14
12	110	120	0	0,68	10
13	110	120	0	0,68	10
14	111	1100	0	0,82	15
15	120	200	0,66235	0,62644	10
16	120	1100	0	0,94	15
17	120	1100	0	0,94	15
18	300	1100	0,07071	0,14453	70

Tabla 7 Topología de la red de La Palma

El perfil de generación obtenido en la ilustración 19 será bastante difuso al existir un gran número de generadores, lo que dificulta el estudio de qué sistemas deben funcionar:

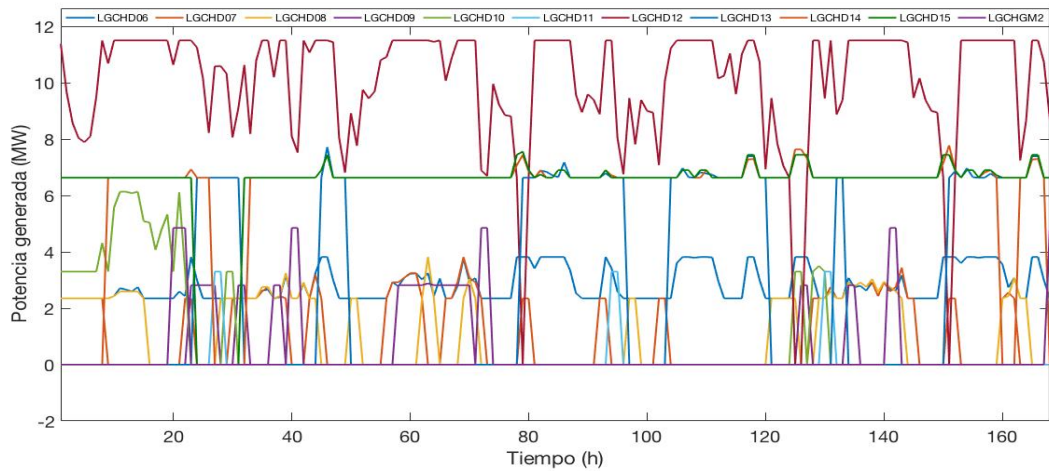


Ilustración 18 Distribución de generación

Coste total: 561.518,17 €

Se pueden apreciar dos generadores que estarán conectados la mayor parte del tiempo, uno será el LGCHD12 que cuenta con el menor coste lineal de todos, otro será el LGCHD15, que a pesar de contar con las mismas especificaciones que los LGCHD16 y LGCHD17, parte con la ventaja de encontrarse funcionando en la hora 0. Los generadores con menor potencia máxima de operación únicamente se arrancarán en horas de alta demanda, gracias a sus bajos costes de arranque serán una buena solución en las horas de pico.

A la hora de obtener los resultados, se utilizarán las ramas más representativas. Es decir, las que unen los dos nudos principales (120 y 1100), tal y como están representadas en el esquema de la ilustración 17, se realiza la simulación para el caso sin restricciones y con restricciones y se obtienen los flujos que siguen en la ilustración 20:

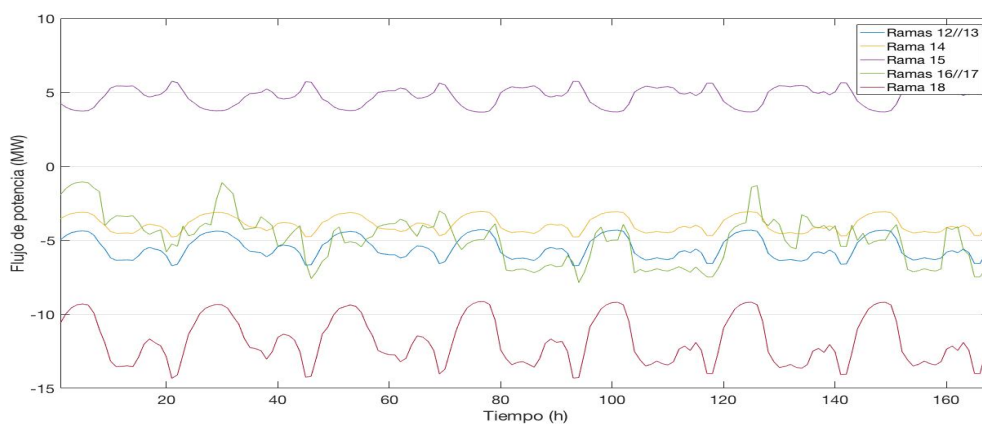


Ilustración 19 Flujos de potencia en La Palma sin restricciones

Una vez resuelto el sistema con y sin restricciones, se obtienen los mismos valores. Esto se debe a que la potencia máxima por las ramas se encuentra muy por debajo del valor máximo soportable, por lo que se podría decir que están sobredimensionadas. En este caso el control de flujo por las ramas a la hora de ahorrar costes no tendría demasiado sentido, ya que son capaces de operar muy por encima de los valores de potencia usuales. En el gráfico de barras de la ilustración se resume la potencia de pico en cada rama relacionada con su potencia máxima de operación:

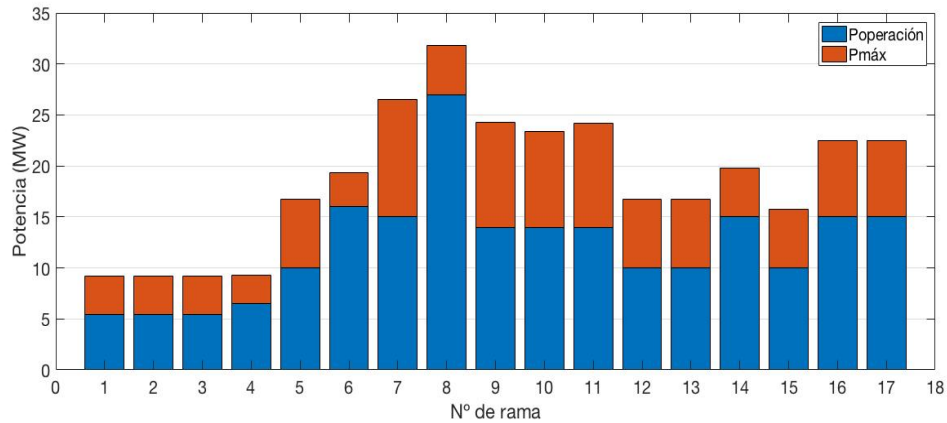


Ilustración 20 Gráfico de barras con potencias de operación y límites

Algo en lo que sí podría tener alguna ventaja la inclusión del flujo DC, sería en la mejora de la calidad del servicio. Al ser un sistema poco mallado, la pérdida de alguna de las ramas que conectan los nudos principales, podría suponer salirse de los márgenes de funcionamiento normal. Si se trata el despacho únicamente como un solo nudo con generación y consumo, es fácil que, en caso de alguna contingencia en las ramas, las adyacentes se sobrecarguen, se realizará por tanto un estudio de distribución de generación en caso de desconexión de ramas:

3.2.2 Contingencia rama 16

Para estresar el modelo se realizará una simulación para la operación en caso de pérdida de una de las ramas y estudiar cómo afectaría al resto del sistema, cumpliendo con las restricciones de potencia máxima. Se eliminará la rama 16 que une las dos barras principales, dejando únicamente una rama de enlace.

En primer lugar, se realizará la simulación sin restricciones de potencia para justificar si en algún caso se superan los límites de operación, por lo que el flujo por la rama 17, será el doble del transmitido anteriormente.

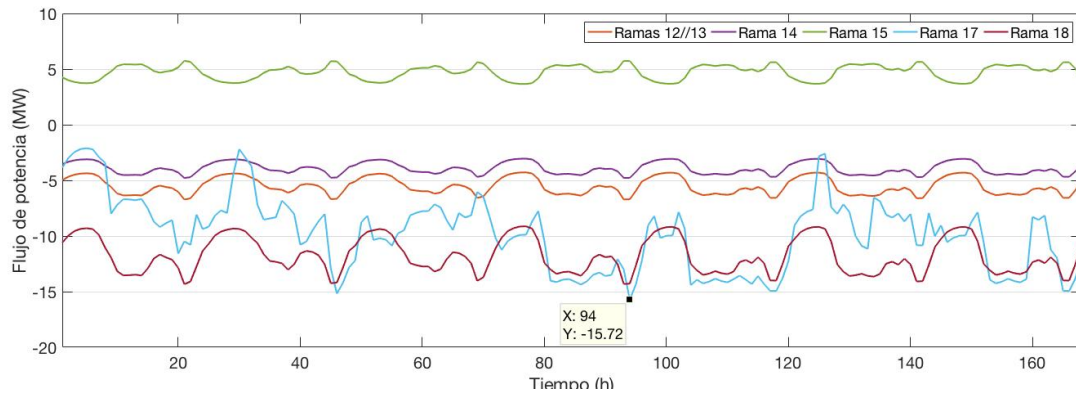


Ilustración 21 Flujos de potencia

Como se puede observar, en la hora 94, la rama 17 se encontrará superando el límite máximo de operación. Aunque el intervalo de tiempo (1 hora) no es demasiado alto, hay que tener en cuenta que se está trabajando con potencia activa, por lo que la influencia de reactiva aumentará el valor total.

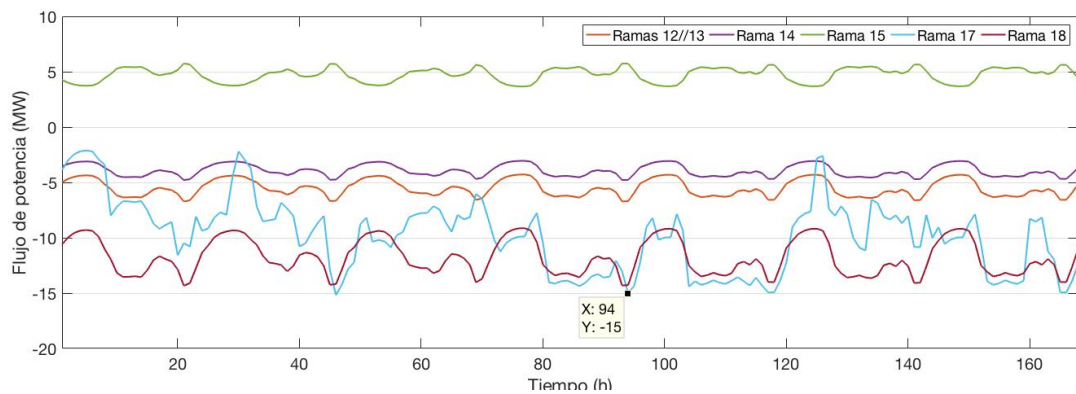


Ilustración 22 Flujos de potencia restringidos

Coste total: 573.041,12 €

Tanto la operación del sistema como su coste, no varía significativamente en caso de contingencia. El sistema está dimensionado de forma que en caso de perder una de las dos ramas principales, sus márgenes de operación no se vean afectados de manera importante, lo que justifica la instalación de dos ramas en paralelo.

3.2.3 Análisis de pérdidas de transporte

Al contrario que con el caso simple, al existir una mayor cantidad de carga generada, además de un mayor número de ramas de generación. Las pérdidas tienen más probabilidad de influir en el coste de distribución, de nuevo se realiza la simulación para obtener los flujos por cada rama en la ilustración 23:

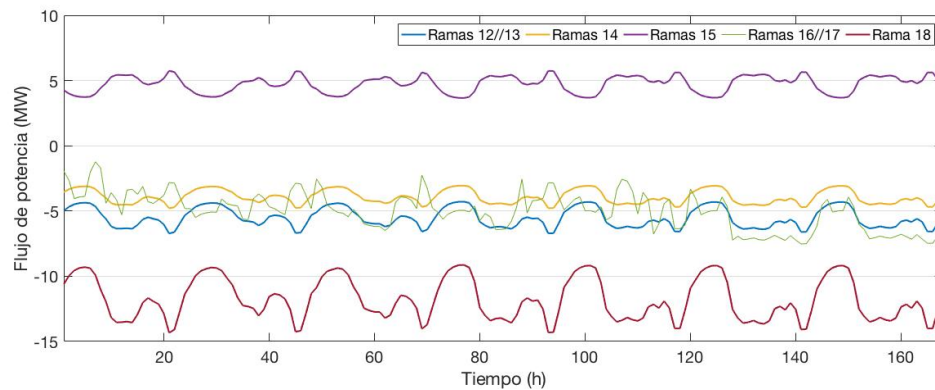


Ilustración 23 Flujos de potencia con pérdidas

Coste total: 595.382,79 €

Pérdidas totales de transporte: 421,57 MW

Potencia total generada: 5296,85 MW

Las pérdidas representarán un 7.95% de la generación.

El perfil de generación resultará similar al caso sin pérdidas, esto es debido principalmente a que no se usa un nudo slack de forma clásica, sino que se reparten las pérdidas entre todas las unidades de generación (ver apartado 2.3). Se recuerda que únicamente se tiene resistencia en las ramas 15 y 18, el perfil de flujo de ambas ramas será casi idéntico al caso sin pérdidas. Esto es debido a que la estimación de pérdidas se realiza a posteriori, por lo que, a la hora de minimizar el coste de generación, éstas no tendrán incidencia en la operación. La utilidad del cálculo de potencia de pérdidas en el transporte tiene su fundamentación en obtener de manera informativa una estimación de la potencia necesaria a generar que incluya estos valores.

El valor más representativo y diferencial de ambos modelos será el coste total de generación, superior al valor inicial, al ser necesario cubrir las pérdidas de transporte la potencia necesaria será mayor y por tanto el coste de operación. Esta nueva funcionalidad del programa permite obtener una estimación, aunque de tipo indicativo sobre la incidencia económica de las pérdidas en el transporte.



MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE RED

Juan Fraile López



4 CONCLUSIONES

El proyecto ha abordado la cuestión de cómo introducir la red y sus posibles limitaciones en el despacho económico y cuál es su influencia en el despacho final.

Para ello se ha modificado un modelo de despacho añadiendo el modelo de flujo de cargas DC. Se han implementado las restricciones de flujo máximo por las líneas y una herramienta para obtener un valor de pérdidas. Para calcular las pérdidas se sigue un proceso iterativo en el que se modelan cargas artificiales distribuidas por los nudos concurrentes con cada rama.

Una vez programado el modelo se aplica en dos casos. En primer lugar, un caso simple para validar el modelo y comprobar que funciona correctamente en diferentes escenarios de la red y distintos tipos de generadores, tanto térmicos como renovables o también baterías.

El caso principal de estudio se centra en la isla de La Palma en la que se comprueba que en redes insulares parece que la inclusión de la red en modelos de despacho no es crítica; no obstante, si alguna rama se encontrase fuera de servicio, el coste de operación podría verse afectado. La inclusión de pérdidas no parece afectar a la distribución de generación, pero si a la cantidad generada y coste total de operación.



MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE RED

Juan Fraile López



5 BIBLIOGRAFÍA

- [Red Eléctrica de España PO 2.2 '12]
Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico. Procedimientos de operación en sistemas no peninsulares.
- [Red Eléctrica de España'18]
Sistema eléctrico canario. Coeficientes de pérdidas
- [K. Lehmann; A. Grastien; P. Van Hentenryck'16]
AC-Feasibility on Tree Networks is NP-Hard IEE Transactions on Power Systems. Enero 2016
- [Echavarren'15]
Echavarren Cerezo, F. M. (2015). Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad Pontificia Comillas.
- [P. Vergara; R. Shaker'17]
Distributed consensus-based economic dispatch considering grid operations. 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting.
- [J.P.Catalao'15]
Smart and Sustainable Power Systems: Operations, Planning, and Economics of Insular Electricity Grids. Taylor & Francis Inc.
- [C.Murillo-Sanchez, R.J. Thomas'98]
Thermal unit commitment including optimal AC power flow constraints. Proceedings of the Thirty-First Hawaii International Conference on System Sciences
- [F.M. Echavarren, E. Lobato, L. Rouco'16]
Full Active-Reactive DC Power Flow Model with Loss Compensation. IIT Working paper Julio 2016
- [Zhang'11]
A Mixed-Integer Linear Programming Approach for Multi-Stage Security-Constrained Transmission Expansion Planning.
- [Kenneth Van den Bergh'14]
DC Power Flow in Unit Commitment Models. KU Leuven Energy Institute
- [A. Castillo; C. Laird; C.A. Silva-Monroy; J.P. Watson'16]
The Unit Commitment Problem with AC Optimal Power Flow Constraints IEEE Transactions on Power Systems.



[I.J.Raglend; N.P.Padhy'06]

Solutions to practical unit commitment problems with operational, power flow and environmental constraints. 2006 IEE Power Engineering Society General Meeting.



MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE RED

Juan Fraile López