

Modelos para distintas tecnologías de generación eléctrica y optimización de la demanda diaria

Soffia Carlos

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA
scarlos@iqn.upv.es

Abstract

La cobertura de la demanda de energía eléctrica mediante distintas fuentes de generación es un problema técnico de gran importancia. En concreto, este problema es de gran interés en la titulación de los Ingenieros Industriales, los cuales dentro de su formación abordan las diferentes tecnologías de generación de energía y el mercado eléctrico. El trabajo concreto se centra en optimizar la curva de demanda diaria de energía suponiendo que se tienen dos tipos de centrales: térmicas e hidráulicas. Para cada tipo de central se desarrolla un modelo matemático sencillo y se plantean las diferentes restricciones de suministro que tienen las distintas centrales. Para la optimización se ha utilizado un algoritmo genético, con la finalidad de dar a conocer a los alumnos una técnica heurística de optimización, y el proceso por el cual encuentra la mejor solución.

The short term load dispatch using different energy technologies is a technical problem of great interest. This problem is addressed to Industrial Engineers, as some lectures about energy technologies and the electric market can be found among the subjects of this degree. The work proposed consists of performing the optimization of the power generated by different plants to satisfy a dairy demand curve taking into consideration only thermal and hydropower plants. A simple mathematical model has been developed to quantify the power generated for each kind of plant that takes into consideration all of their supply restrictions. To perform the optimization, a genetic algorithm has been used. Thus, the students are introduced in a type of heuristic optimization techniques to solve a quite complicated problem due to the non-linearity and restrictions present in the problem.

Keywords: Genetic Algorithms, Short term load dispatch simulation, hydropower plant model, thermal power plant model.

1 Introducción

Los problemas que pueden encontrarse dentro del sector energético son muy variados. Uno de ellos consiste en planificar la demanda diaria de energía eléctrica, para lo cual se disponen de distintas alternativas de generación, con los condicionantes de satisfacer unos determinados criterios económicos, técnicos, medioambientales y sociales, que pueden ser cuantificados utilizando modelos matemáticos de mayor o menor complejidad.

Para abordar este problema, se deben elegir las tecnologías que van a suministrar la energía eléctrica demandada. En la actualidad, los sistemas energéticos de los países desarrollados presentan una estructura de generación en la que predomina el uso de las tecnologías que utilizan recursos no renovables. De hecho las tres tecnologías que más contribuyen a cubrir la demanda eléctrica son la nuclear que, por sus características tecnológicas, actúa como suministro de base, la térmica, y la hidráulica. Es dos últimas tecnologías tienen cierta capacidad para poder regular el suministro de energía y de este modo conseguir que la producción siga a la evolución de la demanda, que no es uniforme a lo largo del día. Por otro lado, el suministro de la energía necesaria debe tener en cuenta requisitos de coste de producción, además de mantener las emisiones a la atmósfera dentro de un margen razonable. Dado que el suministro debe satisfacer estos requisitos, el problema de optimización de la planificación del suministro diario de energía puede plantearse como un problema de optimización multicriterio [3].

2 Condicionantes ambientales y económicos de la planificación energética

La generación de energía eléctrica es uno de los sectores que más contribuyen a las emisiones de gases de efecto invernadero y a las emisiones de contaminantes como el SO₂, NO_x y las partículas a la atmósfera, por lo que es necesario tener en cuenta las emisiones de contaminantes producidas por las distintas tecnologías de generación eléctrica al proponer una planificación energética. En cuanto a los costes de generación, se distingue entre los costes internos y los externos. Los costes internos incluyen todos los aspectos económicos del proceso de generación, mientras que los costes externos son una expresión en términos monetarios de los efectos sociales y ambientales que supone de la generación de energía. Dentro de los costes internos, tiene especial importancia el coste de combustible para las centrales térmicas convencionales, puesto que los precios de los combustibles fósiles tienen un coste altamente variable.

Así, en la generación de energía eléctrica mediante centrales térmicas debe considerarse que, asociada a la producción de electricidad, aparecen como aspectos importantes a considerar el coste de combustible necesario para generar dicha energía, y las emisiones de contaminantes a la atmósfera, básicamente en forma de óxidos de nitrógeno y de azufre. Estos dos atributos condicionan la cantidad de energía que deben generar las centrales térmicas dentro de un sistema energético y, por tanto, son los dos modelos que caracterizan la producción de energía con esta tecnología. En la producción de electricidad mediante centrales hidráulicas habrá que tener en cuenta otros condicionantes como la cantidad de agua disponible para turbinar, el mantenimiento de caudales biológicos etc...

Combustible	Potencia Nominal (Mw)	100%	80%	60%	40%	25%
Carbón	400	9.49	9.53	9.75	10.31	11.25
Fuel	400	9.91	9.96	10.18	10.77	11.75
Gas	400	10.01	10.06	10.29	10.88	11.88
Carbón	600	9.38	9.47	9.77	10.37	11.40
Fuel	600	9.80	9.90	10.20	10.84	11.91
Gas	600	9.91	10.01	10.31	10.96	12.04

Tabla 10.1: Valores típicos de eficiencia para distintas plantas térmicas y potencias

3 Modelos de las Centrales Térmicas

Los modelos de coste de combustible y emisiones en las centrales térmicas se pueden obtener de forma sencilla a partir de datos medidos en la propia instalación durante la fase de pruebas. Ambas relaciones se obtienen de forma similar, simulando la instalación con un modelo entrada-salida, donde la entrada es la energía térmica y la salida la energía eléctrica.

Para la obtención de la expresión del coste de combustible en función de la potencia se hace uso del análisis de la eficiencia de la instalación. La eficiencia real de la instalación se obtiene a partir de una serie de medidas con la instalación a diferentes potencias de funcionamiento. A modo de ejemplo, en la tabla 10.1, se muestran unos valores típicos obtenidos en las pruebas de una planta típica, medidos en MJ/Kwh para diferentes potencias nominales y para cada tipo de combustible fósil [2].

Con estos datos se obtiene una relación entre el coste del combustible, F en €/h, y la potencia, que viene dada por la siguiente expresión:

$$F = CN \cdot \frac{1}{EQ} \cdot Pr, \quad (10.1)$$

donde, Pr es el precio del combustible, expresado en €/kg, EQ es la energía por unidad de combustible, expresada en MJ/kg y CN es el consumo neto, expresado en MJ/h determinado por el producto:

$$CN = G \cdot P \cdot 10^3, \quad (10.2)$$

siendo P la potencia en Mw y G la eficiencia en MJ/Kwh. A partir de las medidas experimentales de la planta a distintas potencias, se obtiene una nube de puntos coste-potencia, los cuales pueden ajustarse a un modelo cuadrático de la forma

$$F(P) = \alpha + \beta P + \gamma P^2, \quad (10.3)$$

donde α , β y γ son parámetros conocidos para cada instalación. En la figura 1 se muestra, como ejemplo, los valores del coste a partir de las medidas realizadas para una central de carbón de potencia nominal 600 Mw, que aparecen en la tabla 10.1, junto con la curva del ajuste cuadrático de los puntos.

Desarrollando un análisis similar, se obtiene la expresión que relaciona las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno en función de la potencia. En este caso, los datos experimentales se obtienen de la monitorización de la concentración de contaminantes en los humos de la combustión y son el volumen de humos producidos en la combustión, H (m^3 humo/ T de combustible), y la concentración de contaminante, C (mg/m^3), en los humos producidos.

Utilizando los datos anteriores, la expresión del consumo neto 10.2 y la energía por unidad de combustible, EQ , se obtiene el valor de la emisión unitaria de contaminante, E , expresada en

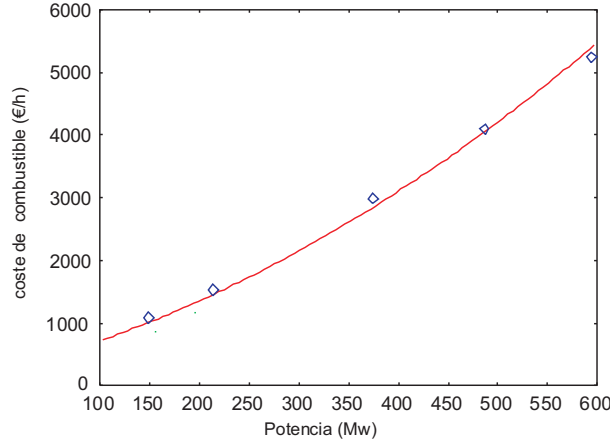


Figura 1: Ajuste del coste de combustible.

Kg de contaminante/h, dada por

$$E = CN \cdot \frac{1}{EQ} \cdot H \cdot C \cdot 10^{-9}. \quad (10.4)$$

Esta expresión proporciona una nube de puntos de emisión unitaria en función de la potencia. A modo de ejemplo, la figura 2 presenta una gráfica en la que se observa una serie de puntos de emisión de los contaminantes a la atmósfera en función de la potencia para un día tipo en una central térmica. Como se puede observar existe una relación cuadrática entre la emisión de contaminación, E , y la potencia P . Los datos experimentales pueden ajustarse a un polinomio de segundo grado de la forma:

$$E(P) = \theta + \varepsilon P + \sigma P^2, \quad (10.5)$$

donde θ , ε y σ son los parámetros del ajuste.

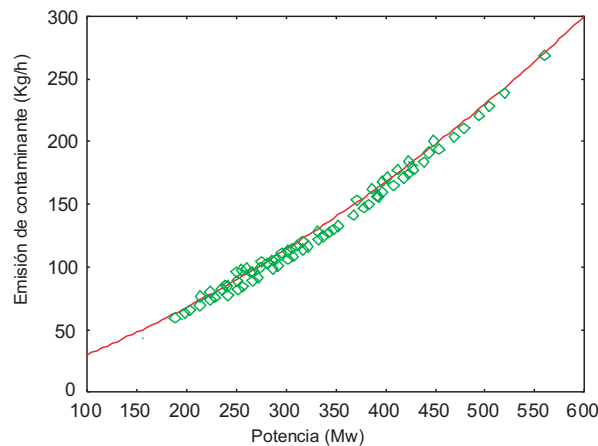


Figura 2: Ajuste de la emisión de contaminantes.

De estos parámetros se sabe que θ es siempre cero, puesto que a potencia cero, que representa la planta parada, la contaminación emitida es también nula, por lo que la expresión queda como:

$$E(P) = \varepsilon P + \sigma P^2, \quad (10.6)$$

Tal como ya se ha comentado anteriormente, las emisiones y el coste limitan la cantidad de energía producida mediante las centrales térmicas puesto que ambos están acotados por restricciones medioambientales y económicas.

4 Modelos de las Centrales Hidráulicas

Existen varios modelos para aproximar la potencia suministrada por una central hidráulica, el más completo consiste en considerar que la central hidráulica es de carga variable. En este caso, la potencia de la central hidráulica depende del caudal turbinado y de la altura de agua en el embalse. Así, la potencia vendrá dada por la expresión:

$$P = k \cdot q \cdot h \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (10.7)$$

donde q es el caudal de descarga en (m^3/seg), h la altura efectiva en (m), η_t es el rendimiento de la turbina y η_g el rendimiento del generador y k una constante. Si escribimos

$$G^{-1} = k \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (10.8)$$

donde G es la eficiencia total de la planta. La potencia puede reescribirse como

$$P = \frac{q \cdot h}{G}, \quad (10.9)$$

donde se observa que la potencia generada por la central hidráulica varía en función del caudal y de la altura, por lo que se debe analizar el comportamiento de ambos factores.

Para obtener la expresión de la altura partimos de la altura bruta h_g , que se define como la diferencia entre la cota del depósito de reserva, y , y la cota del depósito de descarga y_T , tal como muestra la figura 3.

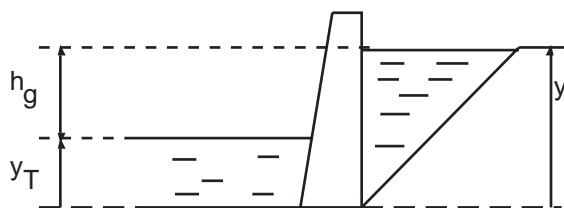


Figura 3: Esquema de una central hidráulica.

La cota del depósito de descarga depende, a su vez, del caudal de descarga, q , y puede expresarse como:

$$y_T = y_{T0} + B_T q, \quad (10.10)$$

donde y_{T0} y B_T son constantes que dependen de la geometría del depósito. De forma similar, la cota del depósito de reserva puede escribirse como

$$y = y_0 + B_y S, \quad (10.11)$$

donde y_0 y B_y son constantes que dependen de la forma del depósito y S es el volumen de agua de dicho depósito. Utilizando las ecuaciones 10.10 y 10.11, se puede obtener la expresión de la altura bruta

$$h_g = y - y_T = y_0 - y_{T0} + B_y S - B_T q. \quad (10.12)$$

Si a la altura bruta se le restan las pérdidas en las válvulas se obtiene la altura efectiva que proporciona la potencia de la turbina de la central. En muchos casos estas pérdidas pueden despreciarse, por lo que la expresión de la altura efectiva queda como:

$$h = \alpha_y + B_y S - B_T q, \quad (10.13)$$

donde α_y es la diferencia entre las cotas iniciales de los dos depósitos.

Por su parte, el caudal de descarga de la central guarda relación con la cantidad de agua en el depósito de reserva. De este modo, la variación con el tiempo del volumen de agua almacenado en el depósito de reserva está relacionado con el caudal de descarga mediante la expresión:

$$\frac{dS(t)}{dt} = i(t) - q(t), \quad (10.14)$$

donde $S(t)$ representa el volumen de agua en el depósito, $i(t)$ es el flujo de agua natural y $q(t)$ es el caudal de descarga. Integrando la ecuación 10.14 entre 0 y T , obtenemos:

$$S(T) = S(0) + \int_0^T i(t)dt - \int_0^T q(t)dt. \quad (10.15)$$

Utilizando las ecuaciones 10.13 y 10.15, que describen el comportamiento de la altura y del caudal de descarga, respectivamente, y sustituyendo en la ecuación 10.9 obtenemos la expresión de la potencia en un instante T , $P(T)$, que proporciona una central de carga variable, que es de forma:

$$P(T) = \frac{q(T)}{G} \left[\alpha_y + B_y \left(S(0) + \int_0^T i(t)dt - \int_0^T q(t)dt \right) - B_T q(T) \right]. \quad (10.16)$$

Normalmente varias centrales hidráulicas se disponen en una misma cuenca, de manera que existe una dependencia entre ellas que afecta a su capacidad de generación, lo que se conoce como acoplamiento hidráulico, que es un factor importante para la optimización. Para establecer las relaciones entre las distintas plantas de una cuenca hidráulica como, por ejemplo, las centrales de la cuenca representada en la figura 4, es importante conocer el tipo de central de acuerdo con su posición dentro de la red. Así, en una determinada cuenca podemos encontrarnos con tres tipos diferentes de centrales:

1. Centrales de Cabecera. Estas centrales sólo reciben caudal del aporte natural, y su descarga afecta a las centrales aguas abajo.
2. Centrales Intermedias. Reciben caudal tanto de aporte natural como de descargas controladas de otras centrales intermedias y/o de cabecera. El caudal que descargan afecta al funcionamiento de otras centrales aguas abajo.
3. Centrales de Desembocadura. Reciben caudal de aportes naturales y de descargas de otras centrales aguas arriba. Su descarga no afecta a ninguna otra central.

Otro factor importante a tener en cuenta es la distancia entre dos centrales acopladas hidráulicamente, puesto que el caudal descargado por la central aguas arriba tardará un cierto tiempo, τ , en afectar a la central inmediatamente aguas abajo. Este factor influye en el cálculo de la potencia de las centrales intermedias y de descarga, y se denomina tiempo de retardo.

Atendiendo a todas las características, deben obtenerse las ecuaciones que nos definen el comportamiento de la red hidráulica. Para simplificar la notación supondremos que la red hidráulica está constituida por n centrales hidráulicas distribuidas en una única cuenca.

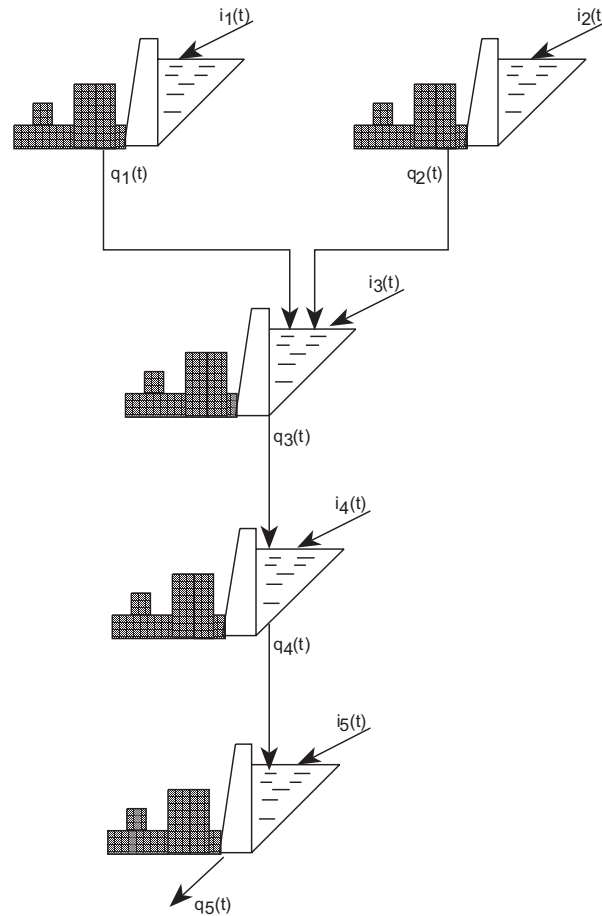


Figura 4: Modelo de cuenca hidráulica.

Para cada una de las centrales de la red hidráulica se sabe que la altura de la cota superior está relacionada con el volumen del depósito de reserva mediante la ecuación:

$$y_i(t) = y_{i0} + B_{yi}S(t), \quad i = 1, \dots, n. \quad (10.17)$$

Del mismo modo, se sabe que para cada una de las centrales de la cuenca la cota del depósito de descarga varía con el tiempo según la expresión:

$$y_T(t) = y_{T0} + B_{Ti}S(t), \quad i = 1, \dots, n. \quad (10.18)$$

Los caudales de descarga de cada una de las centrales están relacionados con el volumen de agua del depósito de reserva, siendo la expresión que los relaciona diferente en función de la situación de la planta dentro del cauce. Así, para las plantas de cabecera se tiene que la relación entre el caudal de descarga y el volumen del depósito de reserva viene dado por:

$$\frac{dS_i(t)}{dt} = i_i(t) - q_i(t), \quad i \in R_h, \quad (10.19)$$

donde R_h representa el conjunto de todas las plantas de cabecera del cauce.

Si se trata de una central intermedia, o una central de desembocadura, la expresión que relaciona el volumen del depósito de reserva con el caudal descargado viene dada por:

$$\frac{dS_i(t)}{dt} = i_i(t) - q_i(t) + \sum_{j \in R_{hi}} q_j(t - \tau_{ij}), \quad (10.20)$$

donde R_{hi} es el conjunto de todas las plantas intermedias y de cabecera que se encuentran inmediatamente aguas arriba de la central i -ésima.

Si se integran las ecuaciones 10.19 y 10.20 obtenemos las expresiones de la cantidad de agua del depósito de reserva en función del tipo de planta que se considera. Así la expresión para las plantas de cabecera queda como:

$$S_i(T) = S_i(0) + \int_0^T i_i(t)dt - \int_0^T q_i(t)dr, \quad (10.21)$$

mientras que para plantas intermedias y de desembocadura la expresión del volumen del depósito de reserva queda como

$$S_i(T) = S_i(0) + \int_0^T i_i(t)dt + \sum_{j \in R_{hi}} \int_0^T q_j(t - \tau_{ij}) - \int_0^T q_i(t)dt. \quad (10.22)$$

Finalmente, de forma similar a como se ha hecho para el caso de una central aislada, sustituyendo en la ecuación 10.9 se obtiene la potencia generada por cada una de las centrales hidráulicas expresada como

$$P_{hi}(T) = \frac{q_i(T)}{G_i} (\alpha_{yi} + B_{yi}S_i(T) - B_{Ti}q_i(T)), \quad (10.23)$$

donde G_i es la eficiencia de la central hidráulica, y α_{yi} , B_{yi} y B_{Ti} son parámetros que dependen de la geometría de los depósitos, y $S_i(T)$ viene dado por las expresión 10.21 o 10.22, dependiendo del tipo de planta que se esté considerando.

Para el cálculo numérico de la expresión 10.23 se ha de adoptar una discretización de las integrales que aparecen mediante la reglas de los rectángulos. Para ello, se eligen pasos de tiempo igualmente espaciados de una hora y se supone que el caudal y los aportes son constantes durante este intervalo de tiempo, con lo que las expresiones 10.21 y 10.22 se aproximan de la forma siguiente:

$$S_i(N) = S_i(0) + \sum_{n=1}^N i_i(n) - \sum_{n=1}^N q_i(n), \quad (10.24)$$

$$S_i(N) = S_i(0) + \sum_{n=1}^N i_i(n) + \sum_{j \in R_{hi}} \sum_{n=1}^N q_j(n - \tau_j) - \sum_{n=1}^N q_i(n), \quad (10.25)$$

donde N es la hora en la que se determina la potencia.

Con las consideraciones anteriores se puede calcular la potencia generada por cada central hidráulica del sistema energético. En el modelo se observa que la mayor restricción, en cuanto a la cantidad de energía producida, se refiere a la gestión del agua de la cuenca hidráulica. Así, la cantidad de agua turbinada diariamente por cada central está limitada, por la capacidad de la central y por un volumen máximo diario de manera que se garantice la disponibilidad de agua para otros usos, como por ejemplo el riego o el abastecimiento de las ciudades.

5 Modelo de red eléctrica

La energía producida por cada una de las centrales es cedida a la red de transporte para su distribución a los puntos de consumo. La forma más simple de representación de la red eléctrica,

en la que se considera que la red actúa como un único nodo [1]. La figura presenta un esquema del funcionamiento de la red eléctrica considerándola como un único nodo, donde G representa el nodo de generación y C el nodo de consumo.

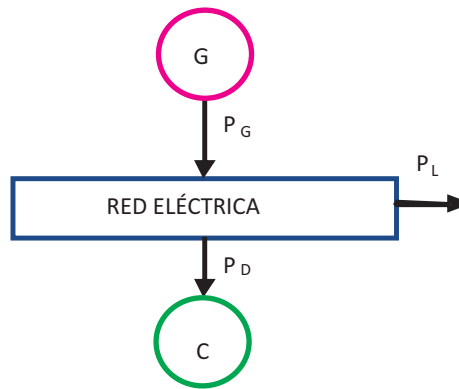


Figura 5: Representación de la red eléctrica.

Se supone que la red actúa como únicamente como medio de transmisión de potencia activa, desde el nodo de generación, P_G , a los nodos de demanda, P_D , y además, como resultado de la transmisión se produce una pérdida de potencia, P_L . Haciendo esta suposición, para modelar la red eléctrica únicamente se necesita una ecuación, que se corresponde con el balance de potencias activas.

La potencia activa total demandada al sistema es la suma de las potencias demandadas en cada punto de consumo, suponiendo que existen R_D puntos de consumo, la expresión para la potencia activa total demandada al sistema será:

$$P_D = \sum_{i=1}^{R_D} P_{Di}, \quad (10.26)$$

donde P_{Di} es la potencia activa demandada al sistema en el nodo i .

Haciendo uso de la ecuación del balance de potencia activa en la red, la potencia activa demandada debe ser igual a la suma de las potencias activas generadas por cada una de las centrales que se consideren en el sistema eléctrico menos las pérdidas de transmisión, se obtiene la expresión.

$$P_D = \sum_{i=1}^{R_{Gi}} P_{Gi} - P_L(P_G), \quad (10.27)$$

donde P_D es la potencia activa demandada, P_{Gi} la potencia activa generada por la central i , R_{Gi} es el número de centrales, y $P_L(P_G)$, es la potencia activa perdida, que cual es función de la potencia total generada.

Un modelo adecuado para la obtención de las pérdidas por transmisión en función de la potencia activa generada, es el expresado por:

$$P_L = K_{L0} + \sum_{i=1}^{R_G} B_{i0} P_i + \sum_{i=1}^{R_G} \sum_{j=1}^{R_G} P_i B_{ij} P_j, \quad (10.28)$$

donde K_{L0} , B_{i0} y B_{ij} son constantes.

Tanto los modelos de centrales como el de la red de distribución se implementan en MATLAB[®], por ser una herramienta de cálculo que han utilizado en el desarrollo de otras asignaturas, lo cual les facilita la definición del problema.

6 Metodología de optimización

El problema de la planificación energética es, en esencia, un problema de optimización de una determinada función objetivo sujeta a unas determinadas restricciones. No todas las técnicas matemáticas de optimización son adecuadas para resolver un determinado problema, puesto que cada problema presenta unas características propias. En este caso, pueden utilizarse técnicas de optimización heurísticas como los Algoritmos Genéticos, cuya estructura general de funcionamiento se muestra en la figura [5].

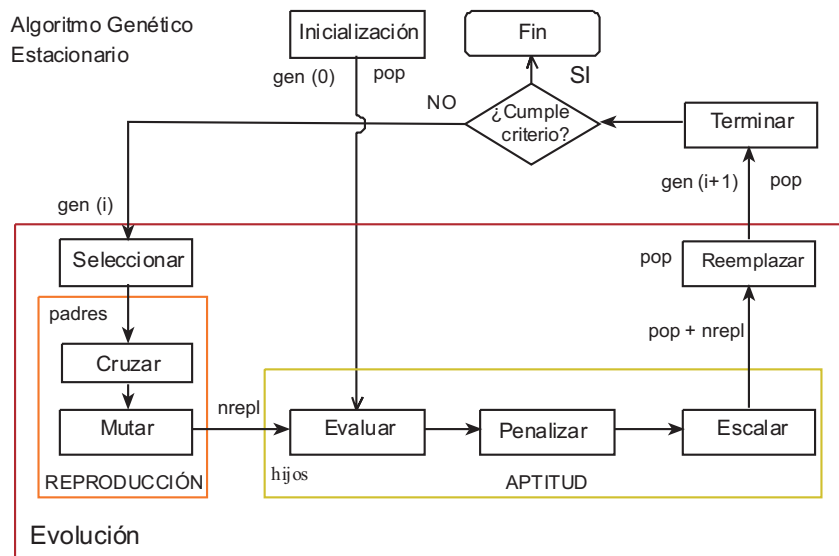


Figura 6: Esquema del funcionamiento de un algoritmo genético.

El algoritmo genético parte de una población base formada por un número de individuos, denominado *popsiz*, fijado por el usuario. Cada uno de estos individuos constituye una posible solución del problema de optimización representada por la información genética contenida en su correspondiente vector x . Después de la reproducción de ciertos individuos seleccionados de la población base, el algoritmo genera una población auxiliar, de tamaño *nrepl*, formada por “hijos” de la inicial.

La descendencia generada se evalúa y se añade a la población inicial obteniendo una población de tamaño *popsiz+nrepl*. Tras la evaluación, se analiza el valor de la función objetivo, de manera que si no cumple las condiciones establecidas, se procede a su penalización, que consiste en la modificación del valor de la función objetivo. Finalmente, cada individuo de la población se escala con el fin de obtener una población ordenada en base a su aptitud.

Tras el escalado, los peores individuos se eliminan con el fin de obtener una nueva población de igual tamaño a la inicial, formada por los individuos mejor adaptados. Una vez generada la nueva población, el algoritmo comprueba si se verifica el criterio de terminación y en caso negativo continúa con el proceso evolutivo para obtener la siguiente generación de la manera descrita anteriormente. De esta forma, el algoritmo genético acumula información acerca de

un espacio inicial de búsqueda desconocido y explota esta información para guiar las siguientes búsquedas en subespacios útiles.

El algoritmo genético utilizado es un software libre, que lleva ya implementadas cada una de las etapas del algoritmo, con lo cual los alumnos simplemente deben implementar la función objetivo, es decir los modelos de las distintas centrales, y las restricciones a las que está sujeto el problema.

7 Aplicación didáctica

Para mostrar la utilidad de los modelos y técnicas de optimización expuestos anteriormente, se propone un ejemplo sencillo de optimización de un sistema energético. Este ejercicio se puede presentar como uno de los ejemplos finales del curso de la asignatura “Tecnología Energética” de la titulación de Ingeniero Industrial. Donde se supone que el alumno ya ha cursado las asignaturas básicas de matemáticas, física, mecánica, dinámica de fluidos etc..., por lo que es capaz de entender los distintos modelos expuestos para cada tipo de tecnología de generación de electricidad. Por otro lado, el alumno también habrá estudiado distintos problemas de optimización libre. En este ejemplo se presenta un problema de optimización con restricciones, y además utilizando algoritmos genéticos con lo que se introduce al alumno en la resolución de problemas de optimización con restricciones y en el uso de las técnicas heurísticas de optimización.

En concreto la aplicación propuesta consiste en reproducir la demanda diaria de energía eléctrica utilizando las plantas térmicas de carbón e hidráulicas. La producción de cada una de las centrales, térmicas e hidráulicas, debe ser la adecuada para garantizar unos ciertos requisitos en cuanto a emisiones y al coste, al mismo tiempo que se cubre la demanda diaria, la cual sigue la curva que se muestra en la figura 7, cuyos valores se muestran en la tabla 10.2.

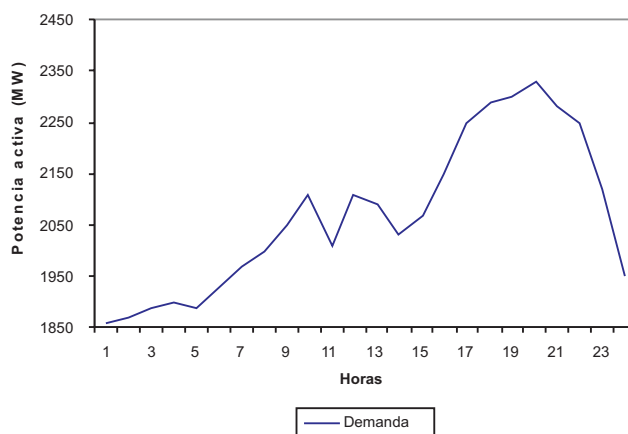


Figura 7: Curva de la demanda diaria.

La técnica de optimización utilizada en esta aplicación es un algoritmo genético implementado en un toolbox para MATLAB[®], de libre distribución, denominado “gaot” y desarrollado por profesores de la North Carolina State University [4].

En esta aplicación se considerará que el sistema energético está constituido por tres plantas térmicas de carbón y cinco hidráulicas. A su vez, las plantas hidráulicas están ubicadas en un mismo cauce, como se representa en la figura 4 y, por tanto, entre ellas existe un acoplamiento

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Potencia Mw	1860	1870	1890	1900	1892	1932	1966	1995	2051	2108	2011	2112
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Potencia Mw	2090	2031	2067	2150	2250	2290	2300	2330	2280	2250	2120	1950

Tabla 10.2: Valores de la demanda diaria.

	Bii
Térmica 1	0.00016
Térmica 2	0.0001
Térmica 2	0.00016
Hidráulica 1	0.00022
Hidráulica 2	0.0002
Hidráulica 3	0.00022
Hidráulica 4	0.00016
Hidráulica5	0.00017

Tabla 10.3: Coeficientes no nulos de la ecuación de pérdidas.

hidráulico. Se han elegido como variables del problema las potencias de cada una de las centrales térmicas, así como los caudales de descarga de cada una de las cinco centrales hidráulicas, con lo que se van a considerar un total de ocho variables.

La ecuación de balance de potencia activa en la red eléctrica, considerada como un único nudo y definida por la ecuación 10.27, plantea que la suma de la potencia generada por cada una de las centrales en una determinada hora del día debe cubrir la demanda en ese momento, teniendo en cuenta que existen unas pérdidas de transmisión calculadas según la ecuación 10.28. Los coeficientes no nulos de la ecuación de pérdidas que se van a utilizar en esta aplicación se muestran en la tabla 10.3.

El coste de combustible en las centrales térmicas se supone que varía en función de la potencia de la central siguiendo la expresión 10.1, utilizando en esta aplicación los valores para los coeficientes que se muestran en la tabla 10.4 para cada central térmica

De la misma forma, la cantidad de contaminante emitida a la atmósfera depende de la potencia que suministre la central térmica siguiendo la expresión 10.4, donde los valores de los parámetros se muestran en la tabla 10.5.

En cuanto a las centrales hidráulicas, puesto que están todas en una cuenca, mostrada en la figura 4, se deben obtener las ecuaciones del acoplamiento hidráulico para poder calcular la potencia suministrada por la central en cada instante, siguiendo las ecuaciones 10.17 a 10.25.

En la cuenca, aparecen dos centrales de cabecera, dos intermedias y una central de descarga.

	α	β	γ
Térmica 1	0.0	4.2	0.014
Térmica 2	0.0	4.1	0.013
Térmica 3	0.0	4.0	0.012

Tabla 10.4: Coeficientes del coste en centrales térmicas.

	ε	σ
Térmica 1	0.16	0.0004
Térmica 2	0.17	0.0005
Térmica 3	0.18	0.0006

Tabla 10.5: Coeficientes de las emisiones en centrales térmicas.

	Retardo (h)
τ_{13}	5.0
τ_{23}	7.0
τ_{34}	8.0
τ_{45}	10.0

Tabla 10.6: Retardos entre las centrales hidráulicas.

Asimismo, en la figura 4 se indican los distintos aportes y caudales de descarga para cada central. Se considera que entre dos centrales consecutivas de la cuenca, existen unos retardos cuyos valores se muestran en la tabla 10.6.

Otro dato relevante para la resolución del problema es el valor de cada uno de los volúmenes de reserva iniciales en las distintas centrales, los cuales se muestran en la tabla 10.7. Además, hay que tener en cuenta los aportes naturales, que se suponen constantes a lo largo del día, presentados también en la tabla 10.7.

Otro dato necesario de cada una de las centrales hidráulicas es el coeficiente que determina la eficiencia total de la planta, G , calculado mediante la expresión 10.5, que en nuestro caso toma los valores de la tabla 10.8:

Utilizando los datos anteriores y las ecuaciones 10.23, 10.24 y 10.25, obtenemos las expresiones que determinan el acoplamiento hidráulico y la potencia en cada hora, que son las siguientes:

Planta de Cabecera. Central Hidráulica 1:

$$S_1(N) = 203.904 \cdot 10^9 + N \cdot 10195200 - \sum_{n=1}^N q_1(n),$$

$$PH_1(N) = \frac{q_1(N)(149.5 \cdot 10^{-12} \cdot S_1(N) + 581.74 \cdot 10^{-8} \cdot q_1(N))}{526310}.$$

Planta de Cabecera. Central Hidráulica 2:

$$S_2(N) = 203.904 \cdot 10^9 + N \cdot 10195200 - \sum_{n=1}^N q_2(n),$$

	Volumen de reserva (m^3)	Aporte natural (m^3/h)
Hidráulica 1	203.904 109	10195200
Hidráulica 2	203.904 109	10195200
Hidráulica 3	203.904 109	10195200
Hidráulica 4	40.7808 109	30195200
Hidráulica 5	40.7888 109	40195200

Tabla 10.7: Volúmenes de reserva iniciales y aportes naturales.

	Eficiencia
Hidráulica 1	526310
Hidráulica 2	536315
Hidráulica 3	546315
Hidráulica 4	570834
Hidráulica 5	570834

Tabla 10.8: Eficiencias totales de cada una de las centrales hidráulicas.

$$PH_2(N) = \frac{q_1(N)(159.5 \cdot 10^{-12} \cdot S_2(N) + 571.74 \cdot 10^{-8} \cdot q_2(N))}{536315}.$$

Planta Intermedia. Central Hidráulica 3:

$$S_3(N) = 203.904 \cdot 10^9 + N \cdot 10195200 - \sum_{n=1}^N (q_1(n - \tau_{13}) + q_2(n - \tau_{23})) - \sum_{n=1}^N q_3(n),$$

$$PH_3(N) = \frac{q_3(N)(149.5 \cdot 10^{-12} \cdot S_3(N) + 581.74 \cdot 10^{-8} \cdot q_3(N))}{546315}.$$

Planta Intermedia. Central Hidráulica 4:

$$S_4(N) = 40.7808 \cdot 10^9 + N \cdot 30195200 + \sum_{n=1}^N q_3(n - \tau_{34}) - \sum_{n=1}^N q_4(n),$$

$$PH_4(N) = \frac{q_4(N)(1495 \cdot 10^{-12} \cdot S_4(N) + 219.597 \cdot 10^{-8} \cdot q_4(N))}{570834}.$$

Planta de Descarga. Central Hidráulica 5:

$$S_5(N) = 40.7808 \cdot 10^9 + N \cdot 40195200 + \sum_{n=1}^N q_4(n - \tau_{45}) - \sum_{n=1}^N q_5(n),$$

$$PH_5(N) = \frac{q_5(N)(1495 \cdot 10^{-12} \cdot S_5(N) + 239.597 \cdot 10^{-8} \cdot q_5(N))}{570834}.$$

Con estos modelos, se puede proceder a resolver el problema de optimización asociado a satisfacer la demanda diaria de electricidad. La función objetivo es el error relativo entre la demanda y el suministro, con lo que el problema optimización se plantea como la minimización del mismo. Llamamos D a la demanda y P_i a la diferencia entre la potencia activa generada por la central i y las pérdidas asociadas a esta generación. De este modo para una determinada hora del día, la función objetivo a minimizar queda definida por:

$$f(x) = \frac{\text{abs}(D - \sum P_i)}{D},$$

siendo x el vector en el que se encuentran codificadas las variables del problema de optimización.

El espacio de búsqueda viene limitado por una serie de restricciones. En primer lugar los valores de cada una de las variables deben tener un sentido físico, por lo que se restringe la variación de cada una de ellas a los valores presentados en la tabla 10.9.

Existe una restricción sobre los caudales descargados por cada una de las centrales debida a las actuaciones sobre la gestión del cauce, para garantizar aspectos como que exista agua disponible

P_1	P_2	P_3	q_1	q_2	q_3	q_4	q_5
0-600	0-600	0-600	0-678500	0-678500	0-678500	0-4749500	0-4749500

Tabla 10.9: Rango de variación de cada variable.

para el riego, o para abastecer a las ciudades. Así, se limita el volumen total descargado por cada una de las centrales hidráulicas, en este caso las centrales hidráulicas 1, 2 y 3 podrán descargar un volumen total diario de $1.416107m^3$, mientras que para las hidráulicas 4 y 5 el volumen es $9.912107m^3$.

En cuanto a la producción, no se debe permitir que sea inferior a la demanda ni que su valor sea excesivo y genere excedentes que no podamos asumir con los consumos. En esta aplicación se ha supuesto que podemos asumir un excedente de un 10% sobre el valor de la demanda en una determinada hora, y en ningún caso se permiten valores de producción menores que la demanda. Considerando todas las restricciones, el algoritmo genético busca soluciones que hagan mínimo el error. La figura 8 muestra una ejecución típica de la optimización realizada en la que se busca únicamente cubrir la demanda.

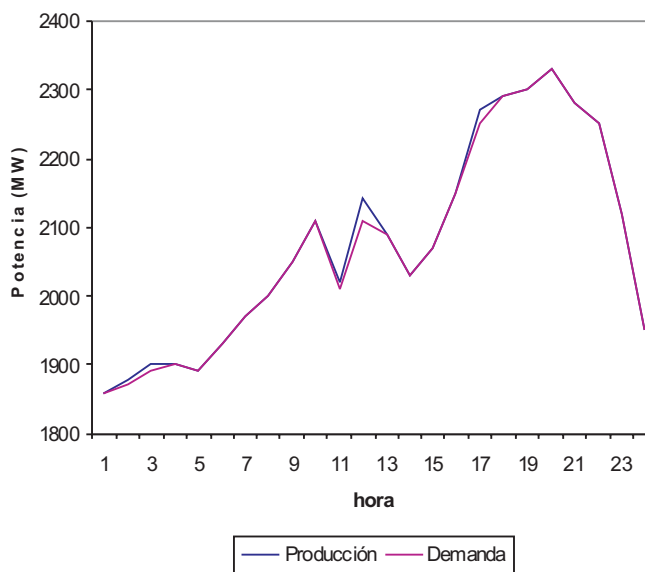


Figura 8: Demanda y suministro optimizado.

8 Conclusiones

El problema de cobertura de la demanda diaria de energía eléctrica es de gran importancia en la formación de un Ingeniero Industrial. Se ha planteado que este problema requiere que se satisfagan múltiples criterios, determinados por condicionantes ambientales y económicos, lo cual afecta a la planificación del sistema energético. En la aplicación se han presentado dos de las tecnologías que más contribuyen a cubrir la demanda de un país, como son la térmica convencional y la hidráulica.

Para cada una de estas tecnologías se han propuesto modelos sencillos que simulan su fun-

cionamiento que los alumnos deben implementar junto con las restricciones asociadas. Así, la energía térmica tiene su capacidad limitada por los costes de combustible y por las emisiones a la atmósfera. Por su parte, la generación a partir de energía hidráulica viene determinada por la disposición de las distintas centrales en una misma cuenca y por la gestión del agua de la cuenca.

Estos condicionantes hacen que la planificación óptima del sistema energético para conseguir satisfacer una determinada demanda, pueda abordarse con una técnica matemática de optimización. En este caso se ha comprobado la utilidad de los algoritmos genéticos para resolver este tipo de problemas.

Referencias

- [1] Bayón L.F., Grau J.M., Otero J.A, Ruiz M., Suarez P. *Modelos y Métodos Matemáticos en Optimización Hidrotérmica*. Ed. Universidad de Oviedo.
- [2] El-Hawary M. E. 1979. *Optimal economic operation of electric power systems*. Ed. Academic Press.
- [3] Hobbs B.F. and Meier P. 2000. *Energy decisions and the environment: a guide to the use of multicriteria methods* Ed. Kluwer's International Series.
- [4] Houck, C. R., J. A. Joines, and M. G. Kay. 1995. *A genetic algorithm for function optimization: A MATLAB[®] implementation*. NCSU-IE Technical Report 95-09.
- [5] Martorell S., Sanchez A., Carlos S., Serradell V. *Constrained optimization of test intervals using a steady-state genetic algorithm*. RELIABILITY ENGINEERING & SYSTEM SAFETY, vol 67 pp: 215-231, 2000.

