

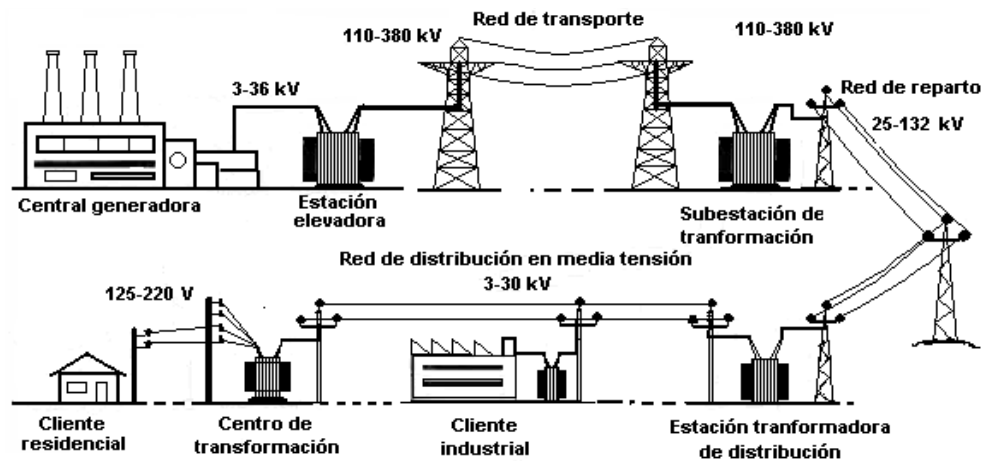
# PRÁCTICA Planificación de la Generación de Energía Eléctrica

## DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

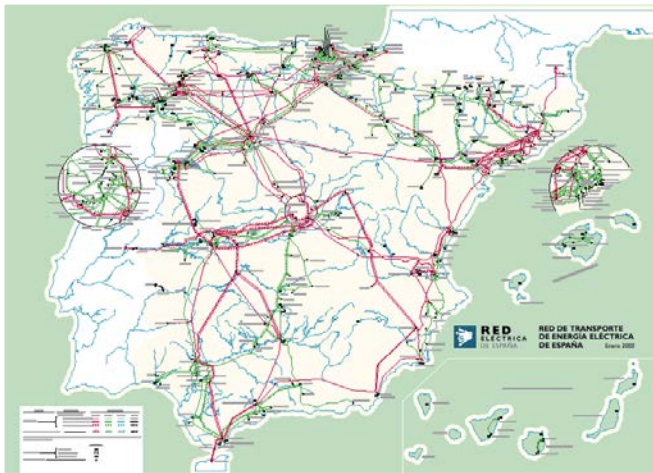
La electricidad es una forma de energía imprescindible en las sociedades desarrolladas. Puede afirmarse que la calidad de vida y el funcionamiento de las sociedades dependen críticamente de la disponibilidad de la energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de centrales: térmicas (calientan agua con algún tipo de combustible como carbón, fuel, gas o mediante reacciones nucleares), hidráulicas, eólicas, solares (fotovoltaicas y termosolares), geotérmicas, cogeneración, de residuos, etc. que generan la electricidad necesaria para cubrir la demanda. Tienen características muy distintas, desde la capacidad de generación hasta el tiempo que tardan en arrancar (algunas térmicas pueden ser días...), costes, fiabilidad, etc.

La operación del mercado eléctrico comprende desde las centrales de generación hasta los consumidores, pasando por el transporte (largas distancias alta tensión), la distribución (media-baja tensión) y la comercialización (venta a consumidores). En España el operador del sistema de transporte es REE, que también es el Operador de Sistema. Con estos dos roles, se encarga de la gestión y el mantenimiento de la red de transporte y de la regulación de la energía en el sistema. Esta red conecta las centrales con la red de distribución. La red de distribución es propiedad de varias empresas privadas, aunque está regulada por el gobierno. Esta red lleva la electricidad hasta los puntos de consumo. La comercialización es una actividad que realizan las empresas comercializadoras, que compran la energía a los generadores y se la venden a los consumidores. Son las que acceden a la red de distribución.



La electricidad no puede almacenarse, de modo que se debe ajustar la producción eléctrica a la demanda o consumo de esta. Para lograr un equilibrio entre la generación y la demanda, se diseñan mecanismos para ajustarlos. Desde la operación centralizada donde se gestionan conjuntamente las centrales para minimizar los costes de generación, hasta los mercados donde se compra y vende la energía basándose en las ofertas de compra y venta que envían los operadores (generadores y comercializadoras). En todos los casos, hay que añadir condiciones que además de la demanda prevista tengan en cuenta la sobrecarga del sistema, la congestión de la red, la reserva de energía en caso de emergencia, además de los posibles desvíos del sistema, etc.



Considérese un sistema de generación de energía eléctrica que estuviera compuesto por un número de centrales o grupos térmicos y unos hidráulicos. De cada uno se necesitaría saber sus características técnicas como la mínima y la máxima potencia que pueden dar cuando están generando, las variaciones de potencia admisibles entre periodos seguidos, etc. Para sistemas hidroeléctricos las reservas de embalse, la fluyente, las

aportaciones...

Además, se debe tener en cuenta sus costes asociados a la producción que pueden venir de la producción misma de la energía, o incluso de los costes de oportunidad, como el uso del agua. En el caso de los grupos térmicos son relevantes los costes de arranque y parada que suelen considerarse valores fijos, y los costes de combustible que normalmente se aproximan mediante una función lineal  $C_i(P_i) = a_i + b_i P_i$  o una cuadrática  $C_i(P_i) = g_i + k_i P_i + s_i P_i^2$ .

Respecto a la demanda, ésta puede ser inelástica (se considera una cantidad determinada fija) o elástica con el precio, es decir, que depende del precio de venta de la energía, bien representado por ofertas de compra en el mercado o bien con representaciones lineales de descuento.

En la operación destacan las diferencias entre mercados centralizados en que un operador busca minimizar los costes de producción a veces junto con otros criterios de seguridad, etc. (modelos denominados de despacho óptimo), mientras que en mercados liberalizados las empresas generadoras envían sus ofertas de venta y las comercializadoras las suyas de compra. En este caso también el pago final puede resolverse por diferentes mecanismos. En España y muchos otros países con mercados liberalizados es un precio único que corresponde a la oferta más cara de venta o la más barata de compra que hayan sido aceptadas en el mercado diario (salvo para grandes clientes con acuerdos específicos y subvenciones, etc.). A su vez para mantener criterios de seguridad, resolver los desvíos, etc. se convocan otros mercados llamados intradiarios o secundarios.

Otro factor a tener en cuenta es la red de transporte, fundamentalmente por las limitaciones que impone al suministro de la energía. Según sea el alcance de los modelos se dice que son modelos de nudo único si no se incluyen estas limitaciones, o modelos de red si se incluyen. A su vez éstos pueden ser simplificados si solo se considera el balance en los nodos, o si se incluyen otras características técnicas denominándose modelos de flujo de cargas. En estos modelos más sofisticados es también habitual tener en cuenta las pérdidas óhmicas derivadas del transporte.

Por último, hay que tener en cuenta que los datos con los que se hacen la programaciones y planificaciones pueden incluir una carga de incertidumbre, muchas veces asociada al comportamiento de los consumidores o a factores externos como las aportaciones que pueden llegar a un embalse, de modo que el sistema sea lo más robusto posible ante variaciones sobre los valores previstos (recuérdese que la energía no se puede almacenar).

## DATOS DEL PROBLEMA

A continuación, se dan datos de un hipotético sistema simplificado de nodo único y se pide el desarrollo y resolución de modelos que incluirán algunos de estos elementos.

- Grupos térmicos: GAL, CAT, MAD, VAL, EXT-AND, CASTL
- Características de los grupos:
  - Potencia máxima de cada térmico [MW] /GAL 400, CAT 500, MAD 700, VAL 400, EXT-AND 900, CASTL 800/
  - Potencia mínima de cada térmico [MW] /GAL 100, CAT 150, MAD 150, VAL 50, EXT-AND 450, CASTL 200 /
  - Rampa de subida [Mw por hora] /GAL 200, CAT 300, MAD 500, VAL 300, EXT-AND 600, CASTL 400/
  - Rampa de bajada [Mw por hora] /GAL 300, CAT 300, MAD 200, VAL 100, EXT-AND 600, CASTL 400/
  - Coste de arranque [€] /GAL 10, CAT 20, MAD 10, VAL 15, EXT-AND 20, CASTL 15/
  - Coste de parada [€] /GAL 5, CAT 10, MAD 5, VAL 10, EXT-AND 15, CASTL 10/
- Aproximación lineal del coste:
  - Término independiente [€] /GAL 50, CAT 30, MAD 30, VAL 25, EXT-AND 80, CASTL 70/
  - Término lineal de producción (Coste unitario) [€/MWh] /GAL 4, CAT 5, MAD 4.2, VAL 4.5, EXT-AND 2, CASTL 3/
- Aproximación cuadrática del coste:
  - Término independiente [€] /GAL 400, CAT 450, MAD 500, VAL 200, EXT-AND 600, CASTL 1000/
  - Término lineal de producción [€/MWh] /GAL 0.25, CAT 0.2, MAD 0.2, VAL 0.01, EXT-AND 0.1, CASTL 0.2/
  - Término cuadrático [€/MWh<sup>2</sup>] / GAL 0.007, CAT 0.006, MAD 0.0045, VAL 0.009, EXT-AND 0.0015, CASTL 0.002/
- Demanda horaria (inelástica) [MW] /h1 2500 , h2 2800 , h3 3900 , h4 3000/
- Reserva rodante mínima: 20% de la demanda
- Grupos hidráulicos /Tajo, Duero, Sil/
- Datos técnicos grupos hidráulicos

	Tajo	Duero	Sil
Coeficiente u (MW)	1315	2138	816
Coeficiente v	0	0	0
Pot max turb (Mw)	700	1500	600
Reserva máxima (Gwh) <sup>1</sup>	4180	6790	2600
Reserva mínima (Gwh)	4179	6789	2598
Reserva inicial (Gwh)	4179	6789	2599
Fluyente (Mw)	160	440	200
Aportaciones hora 1 (Mwh)	190	500	220
Aportaciones hora 2 (Mwh)	200	550	250
Aportaciones hora 3 (Mwh)	250	600	300
Aportaciones hora 4 (Mwh)	180	470	200

---

<sup>1</sup> 1Gwh = 1000Mwh

## MODELOS

- **En todos los modelos ha de satisfacerse la demanda horaria y respetar los mínimos y máximos técnicos de los grupos, así como las rampas de subida y de bajada, y en los grupos hidráulicos la potencia máxima de turbinación y la ecuación de balance de las reservas así como sus limitaciones.**
- 1. Modelo 1: Minimizar los costes de producción considerando éstos exclusivamente el término lineal (coste unitario) de la aproximación lineal ( $b_i$ ). ¿Sabrías decir cuál es el valor del agua (entendido como el valor de sustitución)? Dar la programación horaria de los grupos, los que están acoplados cada hora, y la generación hidráulica horaria.
- 2. Modelo 2: Asumiendo los costes de producción exclusivamente el término lineal de la aproximación lineal, pero el operador ha de comprar a un precio único unitario pagando a todos el máximo del coste unitario de los grupos que están generando esa hora, minimizar el pago por la energía. Dar la programación horaria de los grupos, los que están acoplados cada hora, la generación hidráulica horaria y el precio horario.
- 3. Modelo 3: Minimizar los costes de producción considerando la aproximación cuadrática e incluyendo costes de arranque y parada. Dar la programación horaria de los grupos, los que están acoplados cada hora, la generación hidráulica horaria y los que arrancan y paran cada hora.
- 4. Modelo 4: Minimizar los costes de producción considerando la aproximación lineal e incluyendo costes de arranque y parada, e incluir la restricción de cumplir con el mínimo de reserva rodante para atender las variaciones en los desvíos. Dar la programación horaria de los grupos, los que están acoplados cada hora, la generación hidráulica horaria y los que arrancan y paran cada hora.
- 5. Modelo 5: Minimizar los costes de producción esperados considerando la aproximación lineal e incluyendo costes de arranque y parada, y la reserva rodante, si hay incertidumbre sobre las aportaciones hidráulicas futuras, de modo que:
  - En la primera y en la segunda hora las aportaciones son conocidas (dato dado)
  - En la tercera hora, puede ser un 20% más del dato dado con probabilidad 0,6 y un 30% menos del dato dado con probabilidad 0,4
  - En la cuarta hora, puede ser un 20% más del dato dado con probabilidad 0,6 y un 30% menos del dato dado con probabilidad 0,4 (independientemente de cómo haya sido la tercera hora).

Dar la programación que optimiza el coste esperado de la generación, el valor de la solución estocástica, el valor esperado con información perfecta y el valor esperado de la información perfecta.

Opcional: Dar la programación que minimiza el máximo arrepentimiento

## FORMATO DE ENTREGA (3 de junio de 2021):

Entregar por el campus virtual archivo pdf con la memoria de la práctica: descripción de los modelos, modelos en forma compacta, resultados obtenidos, comentarios a las soluciones. Anexos: Códigos GAMS