



# Modelo StarNet

## Modelo de despacho hidrotérmico generación/red

Andrés Ramos  
Francisco Javier Rubio  
Efraim Centeno

# Índice

---

1. Tipo de modelo
2. Caracterización del sistema
3. Formulación del modelo
4. Implantación y modo de uso
5. Ficheros de entrada y salida
6. Base de datos de resultados

# Tipo de modelo

- Modelo de programación semanal generalizada (Generalized Unit Commitment GUC) o de coste de explotación generación/red (Bulk Production Cost Model BPCM) que resuelve simultáneamente los problemas de:
  - Asignación de grupos (*Unit Commitment UC*)  
Decide qué grupos térmicos de generación deben ser arrancados y parados y cuándo
  - Despacho económico hidrotérmico (*Hydrothermal Economic Dispatch HED*)  
Decide qué potencia debe producir cada grupo de generación (térmico o hidráulico) en cada intervalo de tiempo teniendo en cuenta la limitación de energía producible de los embalses hidráulicos
  - Flujo de cargas óptimo (*Optimal Power Flow OPF*)  
Decide qué flujos circulan por los circuitos de la red

# Índice

---

1. Tipo de modelo
2. Caracterización del sistema
3. Formulación del modelo
4. Implantación y modo de uso
5. Ficheros de entrada y salida
6. Base de datos de resultados

# Caracterización del sistema

---

- Esquema temporal
- Demanda
- Subsistema térmico
- Subsistema hidráulico
- Red eléctrica
- Pérdidas óhmicas
- Aproximación poligonal de pérdidas
- Precios puntuales

# Esquema temporal

- **Alcance**: duración del intervalo de estudio donde se reproduce la operación del sistema (1 año, 1 semana, 1 día, etc.)
- **Horizonte**: instante a partir del cual se modela la explotación (dentro de 3 meses)
- Alcance dividido en **periodos, subperiodos y bloques**
  - Periodo = día, bloque = hora
  - No hay restricción de número de periodos y bloques excepto por tamaño del problema
  - **Carga y generación** son **constantes en cada bloque** de carga

# Demanda

- Puede ser:
  - Cronológica (curva demanda-tiempo) para corto plazo
  - Monótona (curva duración-carga) para medio plazo
- Demanda para cada bloque de cada subperiodo de cada periodo para cada nudo del sistema
- Para demanda monótona implícitamente se supone cierta ordenación entre subperiodos y entre bloques de carga (primero laborable y luego festivo; superpunta, punta, llano, valle y supervalle por este orden).
- Cuando el modelo se ejecuta como generación/red sin pérdidas o a nudo único se puede utilizar un coeficiente que permite incluir las pérdidas

# Subsistema térmico

---

- Cada grupo se trata **individualmente**.
- Dividido en dos bloques de potencia: **mínimo técnico** y **resto**.
- **Curva de consumo lineal**
- Costes variables de **fungibles**
- **Indisponibilidad forzada tratada de manera determinista** (valor medio calculado multiplicando por 1-EFOR)
- **Coste de arranque constante** independiente del tiempo transcurrido desde la última parada



# Subsistema hidráulico

---

- Cada central hidráulica convencional se trata **individualmente** con restricciones asociadas al movimiento de energía de su embalse a lo largo de los periodos
- Los grupos muy pequeños se pueden considerar agrupados en uno
- No se considera explícitamente la **red hidráulica** ni las dependencias espaciales entre los grupos hidráulicos que ésta introduce

# Red eléctrica

- **Circuitos** que unen nudos. Generación y demanda localizadas por nudos. Cada circuito representado mediante **resistencia**, **reactancia** y **capacidad máxima** de transporte de potencia.
- Los nudos pertenecen a **empresas (zonas)** e, independientemente, **áreas (regiones)**. En principio, no tiene por qué existir una relación entre empresas y áreas. Las áreas pertenecen a **países**. Los países tienen entre sí contratos de intercambio de potencia neta. Cuando el modelo de explotación se utiliza a nudo único se hace exclusivamente para uno de estos países.

# Pérdidas óhmicas

---

- Caso de nudo único o generación/red sin pérdidas se usa un único coeficiente de pérdidas para cada nudo.
- Caso generación/red con **pérdidas** se representan **mediante poligonales**.
- Las pérdidas de un circuito se reparten por igual como cargas en los nudos extremos.

# Aproximación poligonal de las pérdidas (I)

- Los **parámetros asociados a los tramos** (uno para amplitudes y otro para pendientes) se calculan así:
  - se minimiza el error cuadrático medio, i.e., el área comprendida entre la curva del coseno y la poligonal
  - se varía el incremento máximo angular (de 0.005 a 0.8 rad en intervalos de 0.005 rad) para un número determinado de hasta 8 tramos
  - los puntos de unión de los tramos de la poligonal no se apoyan sobre la curva cosenoidal
- Se han generado unos **polinomios cúbicos** para interpolar estos valores y cuyos coeficientes son parámetros fijos del modelo

## Aproximación poligonal de las pérdidas (II)

- Los **parámetros concretos de cada circuito** se calculan considerando:
  - **flujo máximo de potencia permitido** para cada circuito
  - **número de tramos o error máximo absoluto** en el valor de pérdidas, calculado para cada circuito, dado como parámetro de entrada por el usuario
  - que el punto de mayor error entre la poligonal y la curva cosenoidal se encuentra en el extremo del primer tramo
- Existe una opción adicional ( $n_{ugr}=3$ ) en el modelo que permite calcular los parámetros de la aproximación poligonal de las pérdidas en función del flujo sin pérdidas. Esta opción mejora sustancialmente la aproximación poligonal de pérdidas.

# Precios puntuales y factores de nudo

- Los **precios puntuales** se calculan a partir de las variables duales de las ecuaciones donde interviene la demanda (balance generación-demanda, margen de reserva en potencia y reserva rodante)
- Se calculan los **factores de nudo** como cociente en el precio puntual de cada nudo y el de un nudo de referencia (p.e., 1233PALG) definido por el usuario

# Índice

---

1. Tipo de modelo
2. Caracterización del sistema
3. **Formulación del modelo**
4. Implantación y modo de uso
5. Ficheros de entrada y salida
6. Base de datos de resultados

# Formulación del modelo

---

- Función objetivo
- Restricciones
  - Interperiodo
  - Intraperiodo
- Variables



# Función objetivo

---

- Suma de **costes variables de combustible**
- más los de **fungibles**
- más los de **arranque** para todos los grupos térmicos
- más las **penalizaciones** por desequilibrio entre generación y demanda, por interrumpibilidad y por incumplimiento de la reserva en potencia

# Restricciones interperiodo

---

- Gestión temporal de las reservas hidráulicas en función de aportaciones y producciones
- Igualación de niveles de reservas en los periodos, es decir, gestión intraperiodo

# Restricciones intraperiodo

- Margen de potencia total en cada bloque
- Reserva rodante en cada bloque
- Equilibrio entre generación y demanda en cada nudo o para el sistema
- Relación entre flujo de potencia en cada circuito y ángulos de tensión en nudos extremos
- Relación entre los incrementos angulares de la poligonal y la diferencia angular
- Control de intercambio neto entre países
- Operación de grupos térmicos e hidráulicos
- Número máximo de arranques por periodo

# Variables

---

- Acoplamiento de los grupos térmicos
- Potencia de operación de grupos térmicos e hidráulicos
- Flujos por la red
- Ángulos de tensión
- Niveles de reserva en los embalses

# Índice

---

1. Tipo de modelo
2. Caracterización del sistema
3. Formulación del modelo
4. **Implantación y modo de uso**
5. Ficheros de entrada y salida
6. Base de datos de resultados

# Implantación y modo de uso

- Macro de ejecución:
  - `StarNet.bat`Directorio GAMS incluido en variable de entorno PATH
- Código fuente en GAMS:
  - `StarNet.gms`
- Ficheros auxiliares a colocar en `gams\includ`
  - `gams2txx.gms`, `set2txx.gms`, `par2txx.gms`,  
`var2txx.gms`
- Ejecución en ventana MS-DOS
  - `StarNet.bat xxx`

# Índice

---

1. Tipo de modelo
2. Caracterización del sistema
3. Formulación del modelo
4. Implantación y modo de uso
5. **Ficheros de entrada y salida**
6. Base de datos de resultados

# Ficheros de entrada mediante hoja EXCEL

- Los ficheros de entrada se pueden modificar y crear mediante una hoja de cálculo EXCEL
- OJO: Configuración regional adecuada para el manejo de decimales de números con punto



# Ficheros de entrada I

---

- a\_caso.xxx
  - Opciones de control de uso del modelo.
- a\_param.xxx
  - Datos únicos globales y parámetros para la realización de las sensibilidades.
- a\_sets.xxx
  - Contiene los nombres de los grupos, de las centrales, de los nudos, las relaciones de localización de grupos en centrales y en nudos. Definición temporal de nombres de periodos, subperiodos y bloques.
- a\_datdem.xxx
  - Contiene información relativa a la demanda del consumo y a la potencia interrumpible para cada nudo en cada bloque, subperiodo y periodo.

# Ficheros de entrada II

- a\_datgen.xxx
  - Contiene información relativa a la generación térmica, hidráulica y bombeo: potencia máxima en BA, coeficiente de consumos propios, potencia mínima, consumo con términos independiente y lineal, costes de combustibles, coste de fungibles, coste por arranque, número de periodos en mantenimiento, periodos donde el mantenimiento está fijado, coeficiente de indisponibilidad forzada equivalente, aportaciones para grupos hidráulicos, niveles de reserva inicial y final para los grupos hidráulicos, niveles máximo y mínimo de reserva para los grupos hidráulicos, rendimiento para los grupos de bombeo, límite del tamaño del embalse superior.
- a\_datred.xxx
  - Contiene información relativa a la red: nudo inicial y final, resistencia, reactancia y capacidad máxima de cada circuito de la línea.
- a\_durac.xxx
  - Contiene la duración de cada bloque de carga de cada subperiodo de cada periodo.

# Ficheros de salida I

- f\_p.txt Periodos
- f\_s.txt Subperiodos
- f\_b.txt Bloques
- f\_tr.txt Grupos térmicos
- f\_hd.txt Grupos hidráulicos
- f\_nc.txt Nudos conectados
- f\_cc.txt Circuitos
- f\_ar.txt Áreas
- f\_zn.txt Zonas
- f\_tn.txt Tensiones
- f\_nu.txt Datos de nudos
- f\_durac.txt Duración por periodo, subperiodo y bloque
- f\_dmdt.txt Demanda por periodo, subperiodo y bloque
- f\_datred.txt Datos de la red

# Ficheros de salida II

- **f\_resumen** Resumen de producciones por grupo y demanda por bloque, subperiodo y periodo
- **f\_despacho** Despacho de los grupos por bloque de demanda con cálculo de los factores de nodo, de los multiplicadores de Lagrange, coste variable del grupo y coste variable dividido por factor de nodo
- **f\_pmsn.txt** Precio marginal por nudo, periodo, subperiodo y bloque
- **f\_prdas.txt** Pérdidas por nudo, periodo, subperiodo y bloque
- **f\_prdast.txt** Pérdidas totales
- **f\_ptrm.txt** Producciones térmicas por grupo, periodo, subperiodo y bloque
- **f\_phid.txt** Producciones hidráulicas por grupo, periodo, subperiodo y bloque
- **f\_vert.txt** Potencia vertida por grupo, periodo, subperiodo y bloque
- **f\_pns.txt** PNS por grupo, periodo, subperiodo y bloque
- **f\_pint.txt** Potencia interrumpida por grupo, periodo, subperiodo y bloque
- **f\_flujo.txt** Flujo por circuito y línea
- **f\_rva.txt** Reservas por grupo y periodo
- **f\_rvaf.txt** Reservas finales por grupo y periodo
- **f\_costes.txt** Costes de explotación por periodo
- **f\_costest.txt** Costes totales de explotación

# Índice

---

1. Tipo de modelo
2. Caracterización del sistema
3. Formulación del modelo
4. Implantación y modo de uso
5. Ficheros de entrada y salida
6. Base de datos de resultados

# Base de datos de resultados

---

- Los resultados se leen y se incorporan en una **base de datos** para que puedan ser procesados



# **Modelado en GAMS**

## **Ejemplo de sistemas de energía eléctrica**

### **Flujo de cargas óptimo en continua**

### **DC-OPF**

**Andrés Ramos**  
**Álvaro Baílo**

# Índice

---

- Problema del flujo de cargas.
- Problema del flujo de cargas óptimo (OPF).
- Formulación en lenguaje GAMS.
- Resolución del problema.
- Análisis de resultados.



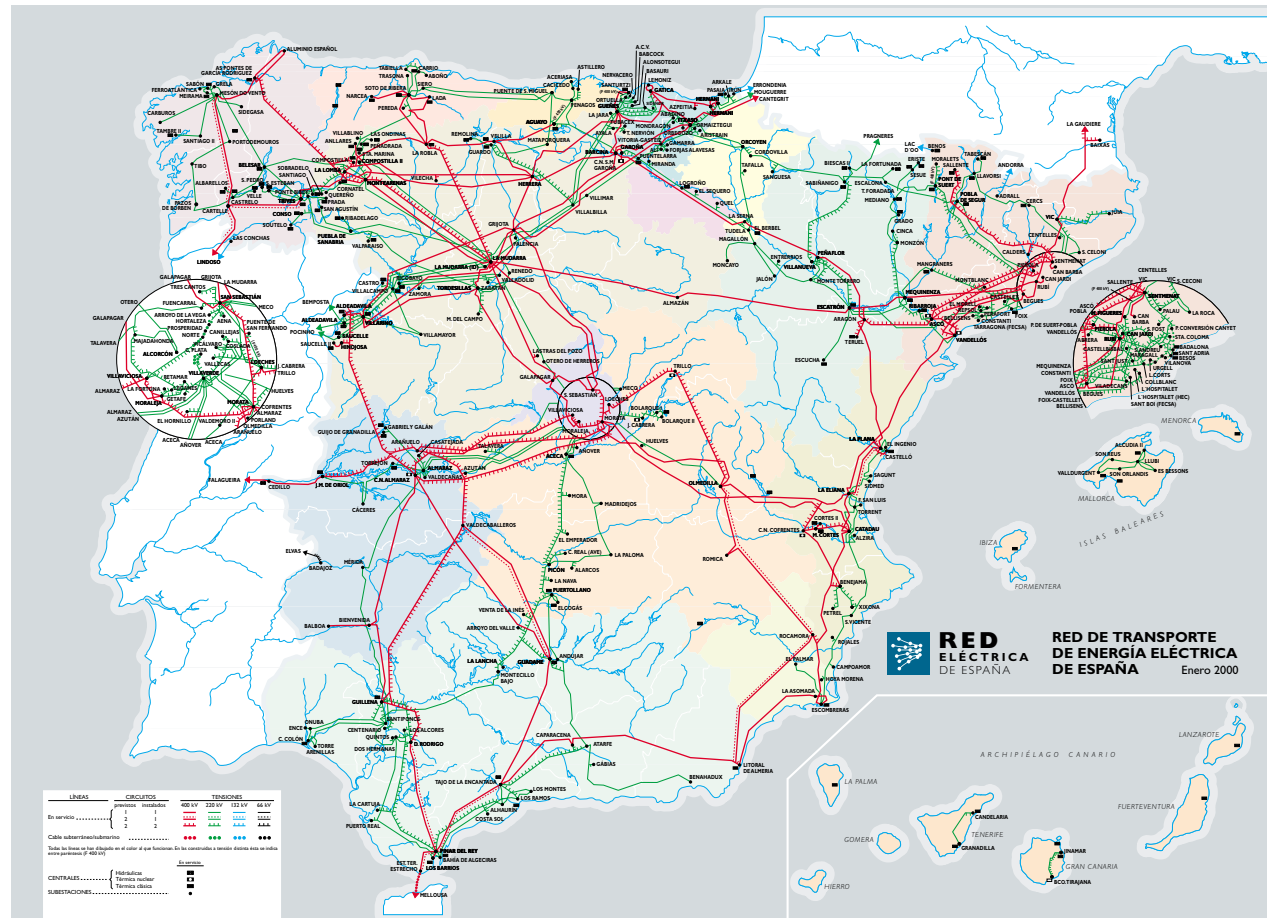
# El problema del flujo de cargas (I)<sup>1</sup>

- Un sistema eléctrico interconectado está constituido por:
  - Una **red de transporte** de energía, formada por:
    - **Ramas**: Líneas y transformadores.
    - **Nudos**: Barras de subestaciones (buses).
  - **Centrales de generación** de energía, situadas en ciertos nudos (subestaciones de generación).
  - **Centros de consumo** de energía, situados en otros nudos (subestaciones de distribución).
- Cuestión fundamental: La energía eléctrica debe producirse en el mismo instante en que es consumida (**no es almacenable** de forma económica a gran escala).

<sup>1</sup>Elgerd, O.E. “Electric Energy Systems Theory: An Introduction.” Mc-Graw Hill Series in Electrical Engineering, 1983, pp. 219-273

# El problema del flujo de cargas (II)

- Ejemplo de red de transporte<sup>2</sup>



<sup>2</sup>Red Eléctrica de España. Operación del Sistema Eléctrico. Informe 1999. Disponible en [www.ree.es](http://www.ree.es)

# El problema del flujo de cargas (III)

- Situación de las centrales de generación<sup>2</sup>



<sup>2</sup>Red Eléctrica de España. Operación del Sistema Eléctrico. Informe 1999. Disponible en [www.ree.es](http://www.ree.es)

# El problema del flujo de cargas (IV)

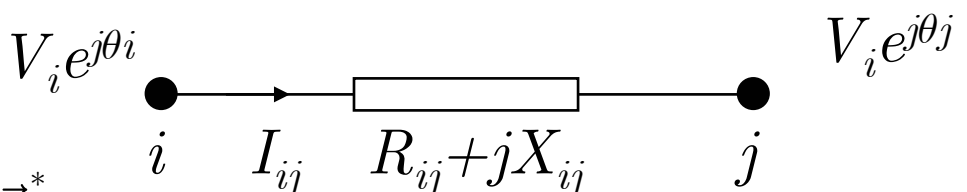
- Entre esos los centros de generación y los de consumo, la energía fluye por las líneas y centros de transformación de acuerdo con las leyes de Kirchoff.
- Es necesario vigilar esos flujos de potencia en **tiempo real**:
  - Los elementos de la red tienen unos **límites de funcionamiento** que no deben ser rebasados:
    - Límites térmicos de las líneas.
    - Límites de tensiones de los nudos.
  - El sistema de transporte de estudio puede estar **interconectado con otros** y existir un **contrato de intercambio de potencia** que hay que mantener (e.g. España con Francia o con Marruecos).
  - Un **adecuado control del flujo de potencias** permite evitar que el fallo de algún elemento tenga consecuencias desastrosas.

# El problema del flujo de cargas (V)

- El análisis del flujo de cargas también se usa en **planificación**:
  - La **empresa operadora de la red** puede:
    - Planificar el mantenimiento de la red de transporte.
    - Planificar la expansión del sistema de transporte.
  - Las **empresas de generación** pueden:
    - Decidir el emplazamiento de nuevas instalaciones de generación (influyen otros factores como el fácil acceso al suministro de combustible).
- La configuración de la red de transporte provoca **diferencias en el precio de la energía eléctrica** entre los distintos nudos de la red debido a las **pérdidas** o las **congestiones**.

# El problema del flujo de cargas (VI)

- Ecuaciones del flujo de cargas:



$$S_{ij} = V_i e^{j\theta_i} \vec{I}_{ij}^* =$$

$$= V_i (\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \frac{V_i (\cos \theta_i - j \sin \theta_i) - V_j (\cos \theta_j - j \sin \theta_j)}{R_{ij} - jX_{ij}}$$

- Operando se llega a:

$$P_{ij} = \frac{1}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \left( X_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j) + R_{ij} (V_i^2 - V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)) \right)$$

$$Q_{ij} = \frac{1}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \left( X_{ij} (V_i^2 - V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)) - R_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j) \right)$$

## El problema del flujo de cargas (VII)

- Las **pérdidas** en la línea vienen dadas por la suma de la potencia que sale de  $i$  hacia  $j$  y la potencia que sale de  $j$  hacia  $i$ :

$$P_{ij} + P_{ji} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \left( V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j) \right)$$

- El flujo de cargas consiste en un **sistema de ecuaciones no lineal**.
- La resolución del problema del flujo de cargas se lleva a cabo mediante sofisticadas herramientas informáticas (e.g. PSS/E).

# El problema del flujo de cargas (VII)

- **Variables incontroladas:** escapan al control de la empresa operadora de red:
  - Potencias activa y reactiva en los nudos de consumo.
- **Variables de control:** pueden ser controladas:
  - Potencias activa y reactiva en los nudos de generación
- **Variables de estado:** describen el sistema:
  - Módulos y argumentos de las tensiones de nudo.
- Cuatro tipos de nudo:

	$ V $	$\theta$	$P$	$Q$
– Nudo de generación:	*		*	
– Nudo de consumo:			*	*
– Nudo de referencia:		*	*	(*)
– Nudo balance:	*			

\*: Conocido



# El problema del flujo de cargas (VIII)

- Simplificaciones (flujo de cargas DC):

- $V_i = V_j = V$

- $X_{ij} \gg R_{ij}$

- $\theta_i \simeq \theta_j \Rightarrow \begin{cases} \cos(\theta_i - \theta_j) \simeq 1 \\ \sin(\theta_i - \theta_j) \simeq \theta_i - \theta_j \end{cases}$

- Flujo de activa: 
$$P_{ij} = \frac{V^2 (\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} = S_B \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}}$$

- Pérdidas: 
$$\begin{aligned} P_{ij} + P_{ji} &= \frac{2R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} V^2 (1 - \cos(\theta_i - \theta_j)) \\ &= S_B \frac{2r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (1 - \cos(\theta_i - \theta_j)) \end{aligned}$$

# El problema del flujo de cargas óptimo (I)

- El problema del **flujo de cargas** considera como **dato la potencia activa producida en los nudos de generación**.
- Sin embargo, en la planificación de la generación para el corto plazo, puede ser interesante decidir la producción de cada generador teniendo en cuenta:
  - Costes variables de producción de los generadores.
  - Límites físicos de los elementos de la red de transporte.
  - Pérdidas.
- El problema de decidir la **explotación de la generación a corto plazo considerando la red de transporte** se denomina **flujo de cargas óptimo (Optimal Power Flow)**
- Vamos a plantear un **OPF** que represente la red de transporte mediante la simplificación **DC**.

# El problema del flujo de cargas óptimo (II)

- Se trata de **minimizar los costes variables de operación** en un intervalo horario:
  - costes **variables de los grupos térmicos**
  - costes **de oportunidad de los grupos hidráulicos** cuando producen por encima de su potencia programada.
  - coste **variable de la potencia no suministrada**.

$$\sum_{t=1}^T v_t GTR_t + \sum_{h=1}^H v_h GHE_h + \sum_{n=1}^N v_n PNS_n$$

- Datos:  $v_t$ : coste variable de generación del grupo térmico  $t$ .  
 $v_h$ : coste de oportunidad de la hidráulica de emergencia.  
 $v_n$ : coste variable de la potencia no suministrada.
- Variables:  $GTR_t$  potencia producida por el grupo térmico  $t$ .  
 $GHE_h$  potencia hidráulica de emergencia del grupo  $h$ .  
 $PNS_n$  potencia no suministrada en el nudo  $n$ .

# El problema del flujo de cargas óptimo (III)

- Cotas de las variables del equipo generador:
  - Potencia térmica máxima y mínima del grupo  $t$ :

$$\underline{GTR}_t \leq GTR_t \leq \overline{GTR}_t$$

- La potencia hidráulica programada máxima del grupo  $h$ :

$$0 \leq GHP_h \leq \overline{GHP}_h$$

- La potencia hidráulica de emergencia máxima del grupo  $h$ :

$$0 \leq GHE_h \leq (\overline{GHM}_h - \overline{GHP}_h)$$

- La potencia no suministrada como mucho será la demanda del nudo.

$$0 \leq PNS_n \leq D_n$$

# El problema del flujo de cargas óptimo (IV)

- Modelado de la red de transporte:
  - 1ª Ley Kirchoff: Balance entre generación y demanda de nudo:

$$\sum_{t \in n} GTR_t + \sum_{h \in n} (GHP_h + GHE_h) + PNS_n + \sum_{i=1}^I F_{i \rightarrow n} - \sum_{j=1}^J F_{n \rightarrow j} = D_n$$

- 2ª Ley Kirchoff: Flujo de potencia activa por las líneas:

$$\frac{X_{i \rightarrow j}}{S_B} F_{i \rightarrow j} = \theta_i - \theta_j$$

- Cotas de los flujos:

$$-\overline{F}_{i \rightarrow j} \leq F_{i \rightarrow j} \leq \overline{F}_{i \rightarrow j}$$

# El problema del flujo de cargas óptimo (V)

- Modelado de la red de transporte:
  - Formulación alternativa de la 1ª Ley Kirchoff:

$$\sum_{t \in n} GTR_t + \sum_{h \in n} (GHP_h + GHE_h) + PNS_n +$$

$$\sum_{i=1}^I (\theta_i - \theta_n) S_B / X_{i \rightarrow n} - \sum_{j=1}^J (\theta_n - \theta_j) S_B / X_{n \rightarrow j} = D_n$$

- Límites térmicos de las líneas como restricciones:

$$\theta_i - \theta_j \leq \overline{F}_{i \rightarrow j} \frac{X_{i \rightarrow j}}{S_B} \quad \theta_i - \theta_j \geq -\overline{F}_{i \rightarrow j} \frac{X_{i \rightarrow j}}{S_B}$$

- Esta formulación tiene menos variables, pero más restricciones.

# El problema del flujo de cargas óptimo (VI)

- Si se consideran las **pérdidas**:
  - Las pérdidas óhmicas de una línea se modelan con una expresión *no lineal*:

$$L_{i \rightarrow j} = 2S_B \frac{r_{i \rightarrow j}}{r_{i \rightarrow j}^2 + X_{i \rightarrow j}^2} \left[ 1 - \cos(\theta_i - \theta_j) \right]$$

- Las pérdidas se incluyen como **dos cargas adicionales iguales en los extremos de la línea**.
- 1ª Ley Kirchhoff:

$$\sum_{t \in n} GTR_t + \sum_{h \in n} (GHP_h + GHE_h) + PNS_n + \sum_{i=1}^I F_{i \rightarrow n} - \sum_{j=1}^J F_{n \rightarrow j} = D_n + L_n$$

- siendo las pérdidas en el nudo  $n$ :

$$L_n = \left( \sum_{i=1}^I L_{i \rightarrow n} + \sum_{j=1}^J L_{n \rightarrow j} \right) / 2$$

# Formulación del DC-OPF en GAMS (I)

```
$TITLE Flujo de cargas en corriente continua con y sin pérdidas

SETS
  ND          nudos
  GR          generadores
  TR(gr)     generadores térmicos
  HD(gr)     generadores hidráulicos
  NDGR(nd,gr) localización de generadores en nudos
  LN(nd,nd)  líneas

  CN características nudos          / dem, cpns /
  CG características generadores / coste, pmin, pmax, cshd, hdrpro, hdrmax /
  CL características líneas        / r, x, flmax /

ALIAS (nd, ni, nf) ;

SCALARS
  SBASE potencia base [GW] / 0.1 /
  OPCPRD opción de modelado de las pérdidas (no 0 si 1) / 0 /

* definición de la estructura de datos sin incluir explícitamente éstos

PARAMETERS
  DATNUD(nd,cn)  datos de los nudos
  DATGEN(gr,cg)  datos de los generadores
  DATLIN(nd,nd,cl) datos de las líneas
```



# Formulación del DC-OPF en GAMS (II)

\* planteamiento matemático del problema

## VARIABLES

COSTE	función objetivo	[MPTA]
TT(nd)	ángulo de tensión en el nudo	[rad]
FL(ni,nf)	flujo de potencia	[GW]

## POSITIVE VARIABLES

GTR(gr)	generación térmica	[GW]
GHP(gr)	generación hidráulica programada	[GW]
GHE(gr)	generación hidráulica de emergencia	[GW]
PNS(nd)	potencia no suministrada	[GW]
PRDAS(nd)	pérdidas de las líneas conectadas al nudo	[GW]

## EQUATIONS

FO	costes de generación y de indisponibilidad [MPTA]	
KR1F(nd)	primera ley de Kirchhoff para cada nudo en función de flujos	
KR1A(nd)	primera ley de Kirchhoff para cada nudo en función de ángulos	
FLJ(ni,nf)	flujo en función de ángulos de tensión	
FLJP(ni,nf)	diferencia angular máxima en cada línea en un sentido	
FLJN(ni,nf)	diferencia angular máxima en cada línea en otro sentido	
EPRDAS(nd)	pérdidas de las líneas conectadas al nudo ;	

# Formulación del DC-OPF en GAMS (III)

```
FO      .. COSTE =E= SUM[tr, DATGEN(tr,'coste') * GTR(tr)]
          + SUM[hd, DATGEN(hd,'cshd') * GHE(hd)]
          + SUM[nd, DATNUD(nd,'cpns') * PNS(nd)] ;

KR1F(nd) .. SUM[NDGR(nd,tr), GTR(tr)] + SUM[NDGR(nd,hd), GHP(hd) + GHE(hd)]
          + SUM[LN(ni,nd), FL(ni,nd)] - SUM[LN(nd,nf), FL(nd,nf)]
          + PNS(nd) =E= DATNUD(nd,'dem') + PRDAS(nd) $OPCPRD ;

KR1A(nd) .. SUM[NDGR(nd,tr), GTR(tr)]
          + SUM[NDGR(nd,hd), GHP(hd) + GHE(hd)]
          + SUM[LN(ni,nd), (TT(ni) - TT(nd)) / DATLIN(ni,nd,'x')] * SBASE
          - SUM[LN(nd,nf), (TT(nd) - TT(nf)) / DATLIN(nd,nf,'x')] * SBASE
          + PNS(nd) =E= DATNUD(nd,'dem') + PRDAS(nd) $OPCPRD ;

FLJ(LN(ni,nf)) .. FL(ni,nf) * DATLIN(ni,nf,'x') / SBASE =E= TT(ni) - TT(nf) ;

FLJP(LN(ni,nf)) ..
    TT(ni) - TT(nf) =L= DATLIN(ni,nf,'flmax') * DATLIN(ni,nf,'x') / SBASE ;

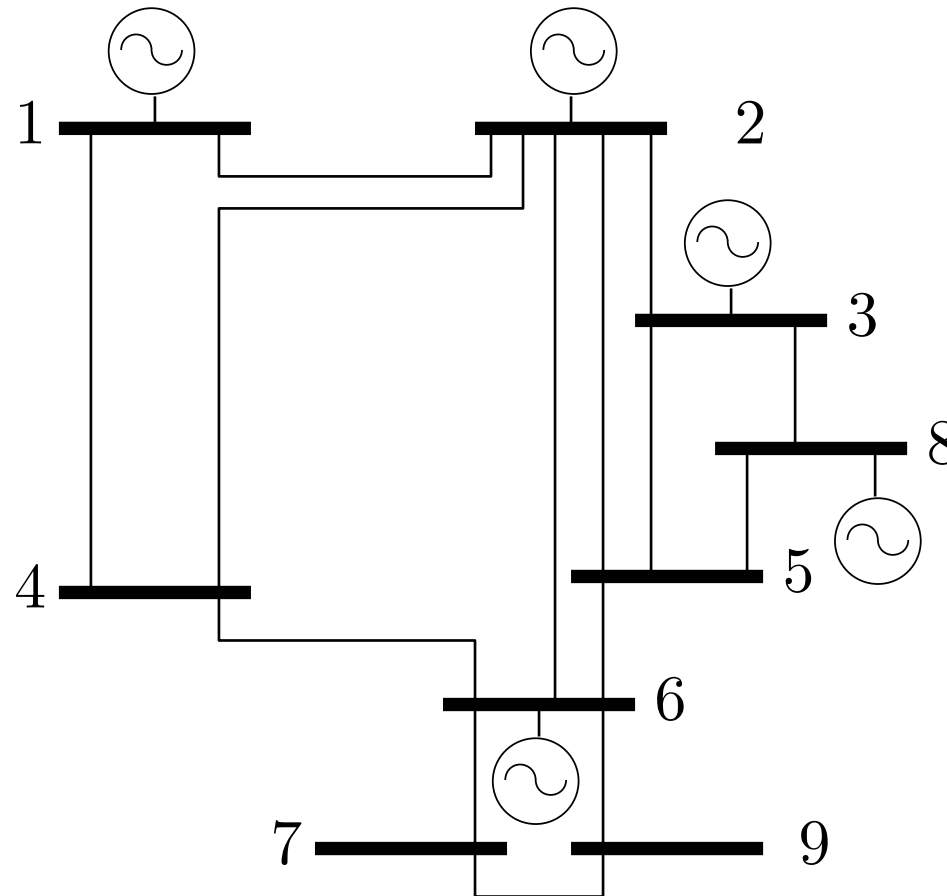
FLJN(LN(ni,nf)) ..
    TT(ni) - TT(nf) =G= - DATLIN(ni,nf,'flmax') * DATLIN(ni,nf,'x') / SBASE ;

EPRDAS(nd) .. PRDAS(nd) =E= SBASE * SUM[LN(ni,nd), (1-cos(TT(ni) - TT(nd)))*
    DATLIN(ni,nd,'r')/(DATLIN(ni,nd,'r')**2+DATLIN(ni,nd,'x')**2)]
    + SBASE * SUM[LN(nd,nf), (1-cos(TT(nd) - TT(nf)))*
    DATLIN(nd,nf,'r')/(DATLIN(nd,nf,'r')**2+DATLIN(nd,nf,'x')**2)] ;
```

# Formulación del DC-OPF en GAMS (IV)

```
MODEL FC / FO, KR1F, FLJ / ;  
MODEL FCA / FO, KR1A, FLJP, FLJN / ;  
MODEL FCP / FO, KR1F, FLJ, EPRDAS / ;
```

# Formulación del DC-OPF en GAMS (V)



# Formulación del DC-OPF en GAMS (VI)

```
* caso de estudio
*** esta parte iría en ficheros independientes y se introduciría con $include

SETS
  ND      nudos          / nudo-1 * nudo-9 /
  GR      generadores    / genr-1 * genr-9, genh-1 * genh-4 /
  NDGR(nd,gr) localización de generadores en nudos
/
nudo-1 . genr-1
nudo-1 . genr-2
nudo-1 . genr-3
nudo-2 . genr-4
nudo-2 . genr-5
nudo-2 . genr-6
nudo-3 . genr-7
nudo-3 . genr-8
nudo-3 . genr-9
nudo-1 . genh-1
nudo-3 . genh-2
nudo-6 . genh-3
nudo-8 . genh-4
/ ;
```

# Formulación del DC-OPF en GAMS (VII)

TABLE DATNUD(nd,cn) datos de los nudos

	dem	cpns
*	MW	PTA/kWh
nudo-1	1	150
nudo-2	240	150
nudo-3	40	150
nudo-4	160	150
nudo-5	240	150
nudo-6	80	150
nudo-7	100	150
nudo-8	15	150
nudo-9	100	150 ;

# Formulación del DC-OPF en GAMS (VIII)

```
TABLE DATGEN(gr,cg) datos de los generadores
      coste pmin pmax  cshd  hdrpro hdrmax
*      PTA/kWh  MW   MW   PTA/kWh  MW   MW
  genr-1   6.5   0   75
  genr-2   7.0   0  125
  genr-3   7.5   0  100
  genr-4   5.9   0  100
  genr-5   6.7   0   50
  genr-6   7.4   0   50
  genr-7   6.1   0  100
  genr-8   7.6   0   50
  genr-9   8.0   0   50
  genh-1           1.0  300  300
  genh-2           1.0  160  160
  genh-3           1.0  150  150
  genh-4           1.0  100  100 ;
```

# Formulación del DC-OPF en GAMS (IX)

TABLE DATLIN(ni,nf,cl) datos de las líneas

	r	x	flmax
*	p.u.	p.u.	MW
nudo-1 . nudo-2	0.0777	0.2913	500
nudo-1 . nudo-4	0.0544	0.2041	500
nudo-2 . nudo-3	0.0424	0.1695	500
nudo-2 . nudo-4	0.1	0.4	500
nudo-2 . nudo-5	0.05	0.2	500
nudo-2 . nudo-6	0.1	0.4	500
nudo-3 . nudo-5	0.0248	0.099	500
nudo-3 . nudo-8	0.1	0.4	500
nudo-4 . nudo-6	0.15	0.6	500
nudo-5 . nudo-6	0.05	0.2	500
nudo-5 . nudo-8	0.1	0.4	500
nudo-6 . nudo-7	0.15	0.6	500
nudo-6 . nudo-9	0.05	0.2	500
nudo-7 . nudo-9	0.05	0.2	500 ;

\*\*\* hasta aquí son ficheros independientes



# Formulación del DC-OPF en GAMS (X)

\* activación de generadores térmicos hidráulicos y líneas

```
TR(gr)      $DATGEN(gr,'pmax')    = YES ;  
HD(gr)      $DATGEN(gr,'hdrpro')  = YES ;  
LN(ni,nf)   $DATLIN(ni,nf,'x')    = YES ;
```

\* escalación de datos de potencia a GW

```
DATNUD(nd,'dem')      = DATNUD(nd,'dem')      / 1e3 ;  
DATGEN(tr,'pmin')    = DATGEN(tr,'pmin')    / 1e3 ;  
DATGEN(tr,'pmax')    = DATGEN(tr,'pmax')    / 1e3 ;  
DATGEN(hd,'hdrpro')  = DATGEN(hd,'hdrpro')  / 1e3 ;  
DATGEN(hd,'hdrmax')  = DATGEN(hd,'hdrmax')  / 1e3 ;  
DATLIN(ln,'flmax')   = DATLIN(ln,'flmax')   / 1e3 ;
```

# Formulación del DC-OPF en GAMS (XI)

```
* acotamiento de las variables (cotas físicas)

GTR.LO(tr) = DATGEN(tr,'pmin') ;
GTR.UP(tr) = DATGEN(tr,'pmax') ;

GHP.UP(hd) = DATGEN(hd,'hdrpro') ;
GHE.UP(hd) = DATGEN(hd,'hdrmax') - DATGEN(hd,'hdrpro') ;

PNS.UP(nd) = DATNUD(nd,'dem') ;

FL.LO(ln) = - DATLIN(ln,'flmax') ;
FL.UP(ln) =  DATLIN(ln,'flmax') ;

* cotas algorítmicas de los ángulos

TT.LO(nd) = - 1.5 ;
TT.UP(nd) =  1.5 ;

* nudo de referencia

TT.FX(nd) $(ORD(nd) EQ 1) = 0 ;
```

# Formulación del DC-OPF en GAMS (XII)

\* opción sin pérdidas

```
OPCPRD = 0 ;
```

\* flujo de cargas con variables de flujo

```
SOLVE FC USING LP MINIMIZING COSTE ;
```

\* control sobre aprovechamiento de base previa

```
OPTION BRATIO = 1 ;
```

\* flujo de cargas con variables de ángulos de tensión

```
SOLVE FCA USING LP MINIMIZING COSTE ;
```

\* opción con pérdidas

```
OPCPRD = 1 ;
```

\* flujo de cargas con variables de flujo

```
SOLVE FCP USING NLP MINIMIZING COSTE ;
```