

# Modelos de explotación de la generación eléctrica

**Andrés Ramos**

**Universidad Pontificia Comillas, Madrid**

**1 de abril de 2004**

# Objetivos del tema

---

## □ Entender:

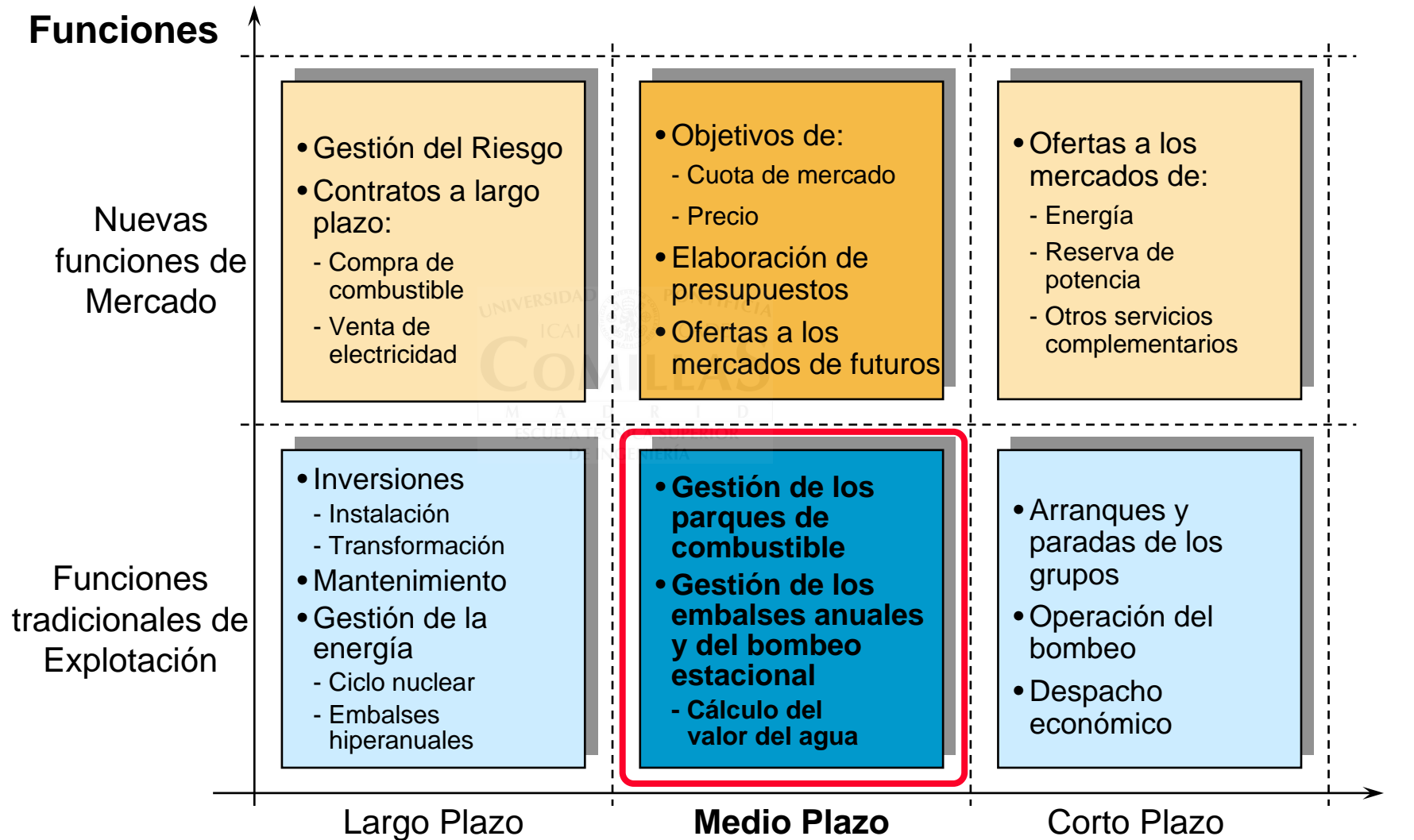
- ✓ Qué es un **modelo de coste de producción** mediante **simulación probabilista**
- ✓ Cómo se calculan las **producciones** de los grupos
- ✓ Cómo se calculan algunas **medidas de fiabilidad de la generación**

# Contenido

---

- Funciones de planificación de la generación.
- Planificación tradicional de la generación a medio plazo.
- Modelo de planificación a medio plazo.
- Datos de entrada al modelo.
- Variables del modelo.
- Restricciones.
- Función objetivo.
- Variables duales.
- Notación.

# Funciones de planificación de la generación



# Modelo de simulación probabilista

---

- ❑ Datos de entrada
  - ✓ Demanda eléctrica y potencia disponible de los grupos son variables aleatorias
- ❑ Modelo de costes de producción mediante simulación probabilista
- ❑ Resultados
  - ✓ Producciones esperadas de los grupos
  - ✓ Medidas de fiabilidad del sistema (Probabilidad de pérdida de carga LOLP, Energía esperada no suministrada EENS, Probabilidad de pérdida de energía LOEP, etc.)

# Planificación tradicional de la generación a medio plazo

## ❑ Definición

- ✓ Planificación económica (**presupuestos**).

## ❑ Alcance temporal

- ✓ Medio plazo (**un año**).

## ❑ Estructura temporal:

- ✓ **Periodo**  $p$ : 1 semana ó 1 mes.
- ✓ **Subperiodos**  $s$ : días laborables y festivos.
- ✓ **Niveles de carga**  $n$ : grupos de horas.

$p, s$  y  $n$  son **índices** que utilizaremos en nuestro modelo

Se renuncia a modelar la evolución cronológica del sistema hora a hora.

# Planificación tradicional de la generación a medio plazo

---

- Previsiones (se pretende obtener presupuestos)
  - ✓ **Producciones** y **costes** de explotación.
  - ✓ Consumo de **combustible**.
  - ✓ Gestión de **embalses** anuales y **bombeo** estacional.
- Decisiones:
  - ✓ Plan de **mantenimiento** de grupos (no lo vamos a considerar).
- Objetivo, criterios y consignas
  - ✓ **Minimizar el coste** de operación.
  - ✓ Energía hidráulica disponible para el corto plazo (**valor del agua**)

# Planificación tradicional de la generación a medio plazo

- ❑ Datos conocidos con certeza:
  - ✓ **Características técnicas** de las centrales.
- ❑ Datos con incertidumbre:
  - ✓ **Demanda** de electricidad.
  - ✓ Producción de **régimen especial**.
  - ✓ Saldo neto de **importaciones/exportaciones**.
  - ✓ **Costes de combustible** (e.g. precio del gas en contratos t-o-p).
  - ✓ **Aportaciones** hidráulicas.
  - ✓ Instalaciones de generación disponibles:
    - **Fallos** imprevistos.
    - Puesta en funcionamiento de **nuevos grupos**.
  - ✓ Generación forzada por **restricciones de red**.

Determinan la demanda de generación de régimen ordinario

En este estudio se va a despreciar la incertidumbre asociada a los factores anteriores.

Enfoque determinista



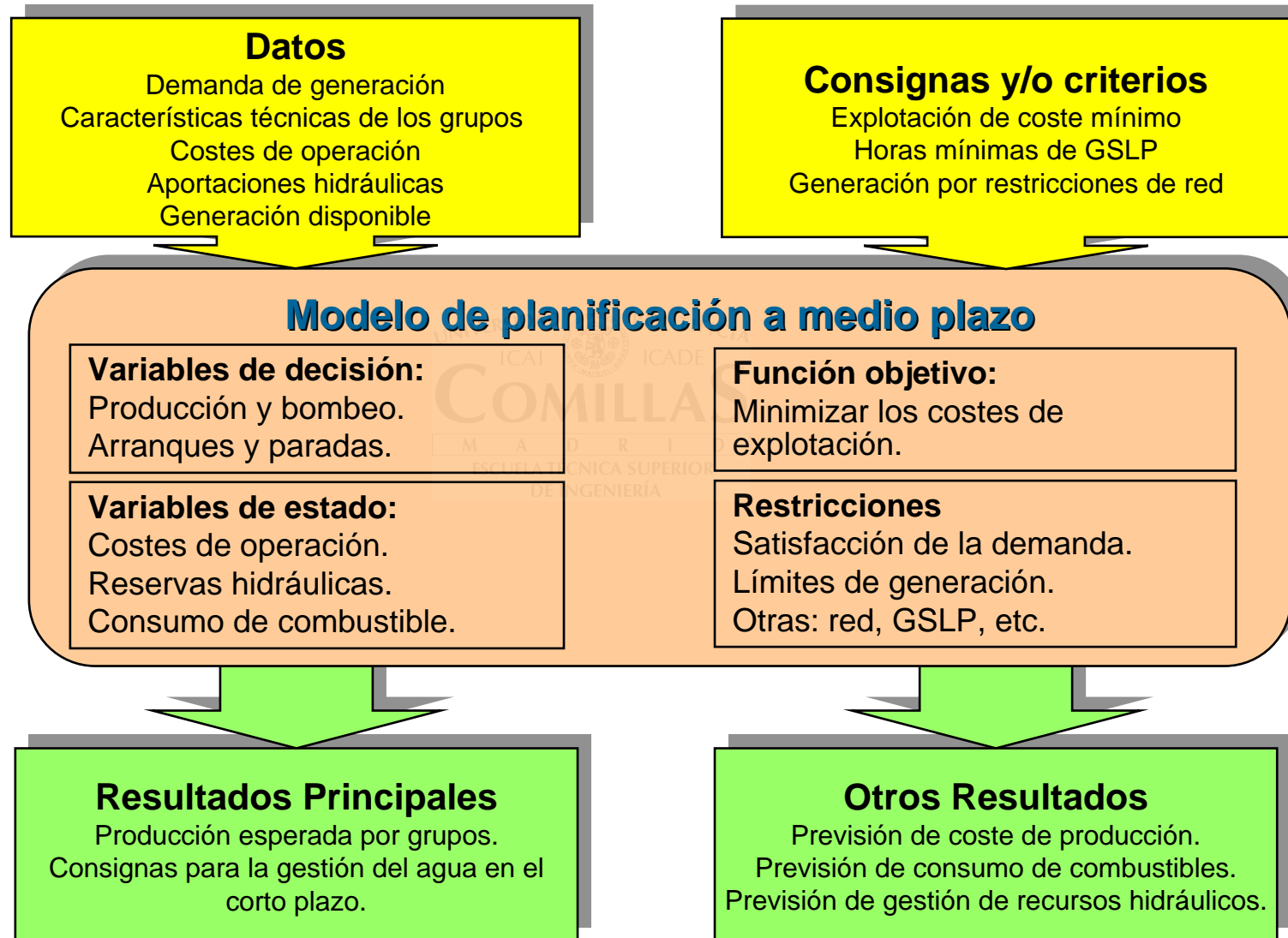
# Planificación tradicional de la generación a medio plazo

---

## □ Hipótesis de modelado:

- ✓ No es necesario modelar la **red de transporte** en detalle:
  - Sólo forzamos la producción de ciertos grupos por restricciones de red.
- ✓ No es necesario modelar la **evolución cronológica del sistema** hora a hora:
  - Utilizamos una representación basada en niveles de carga, que agrupan varias horas.
- ✓ No es necesario considerar que un grupo térmico puede arrancar o para en cualquier hora:
  - Suponemos que los **arranques y paradas** sólo pueden producirse en las transiciones de festivo a laborable y de laborable a festivo.
- ✓ No es necesario representar en detalle las **cuencas hidráulicas**:
  - Utilizamos una central equivalente para toda la cuenca hidráulica.
- ✓ No es necesario considerar **incertidumbre** en los datos.

# Modelo de planificación a medio plazo



# Datos de entrada al modelo:

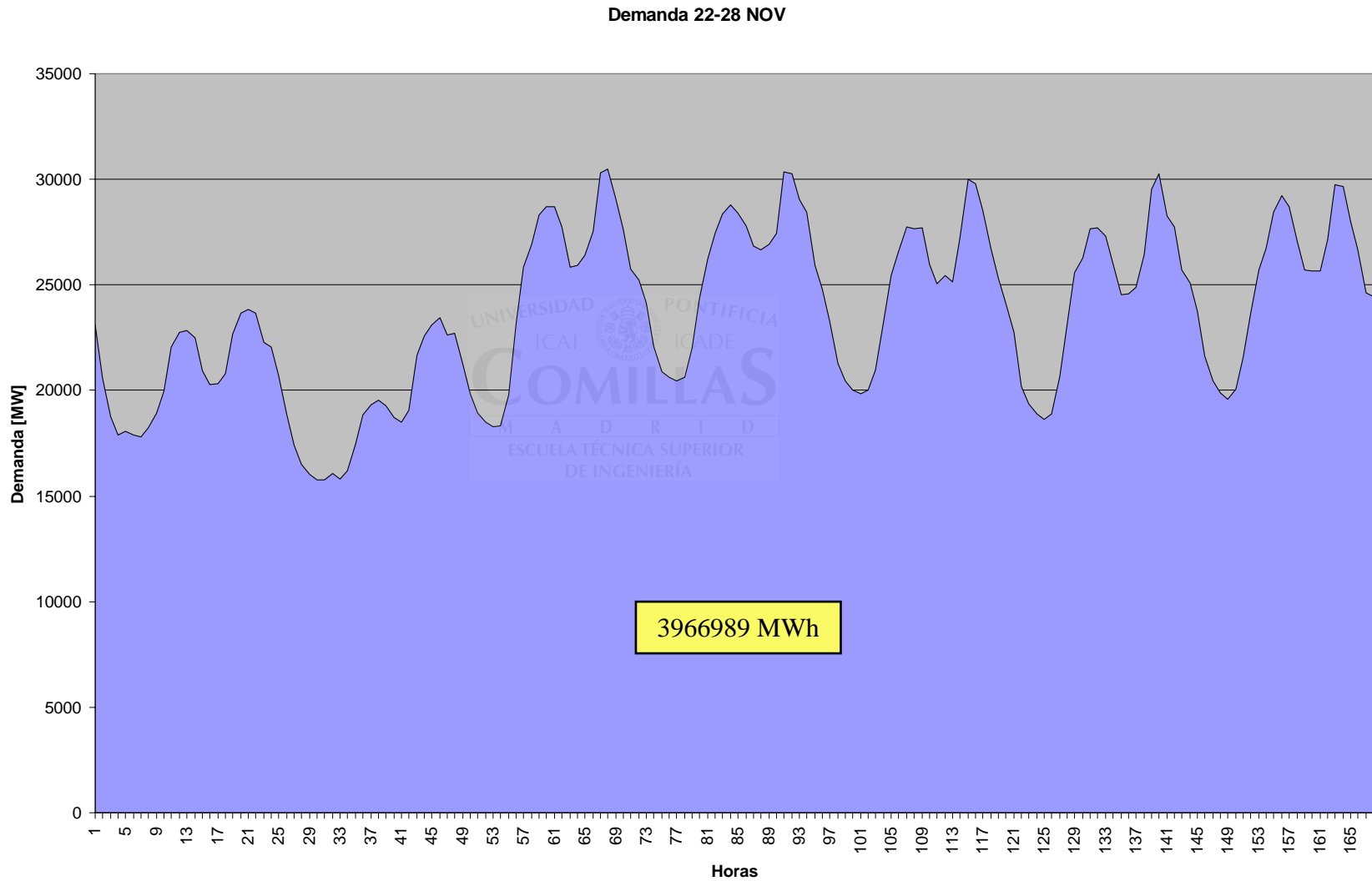
## Demanda

---

### □ Periodificación de la demanda:

- ✓ Dentro de cada **periodo**  $p$ :
  - Los días se clasifican en laborables o festivos.
- ✓ Dentro de **cada subperiodo**  $s$  (laborable o festivo):
  - Las horas se clasifican en niveles de carga.
  - e.g. cinco niveles para el subperiodo laborable y cuatro para el subperiodo festivo.
- ✓ Dentro de cada nivel  $n$  **las horas se agregan** y se representan mediante la demanda media.

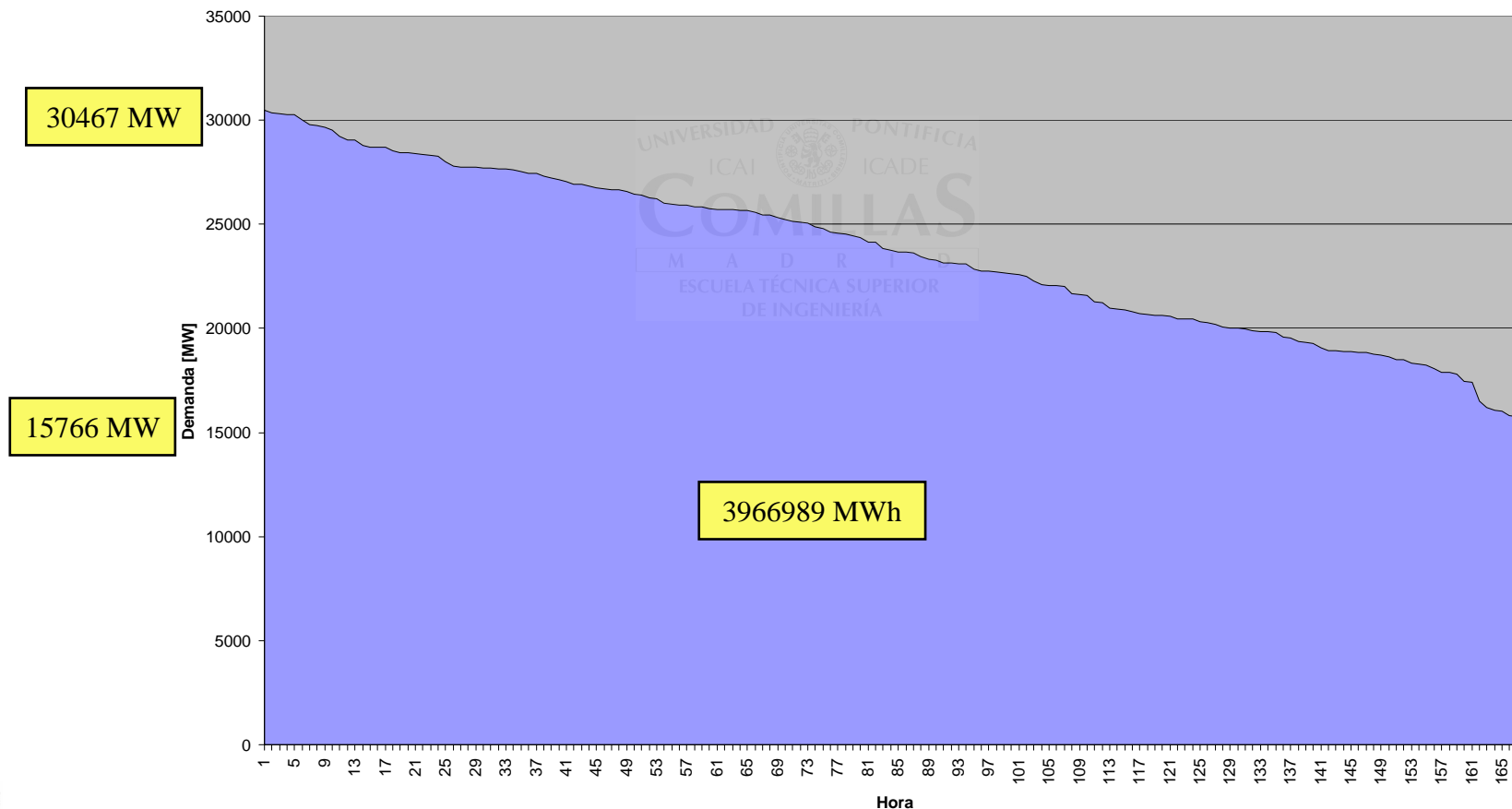
# Demanda semanal (ii)



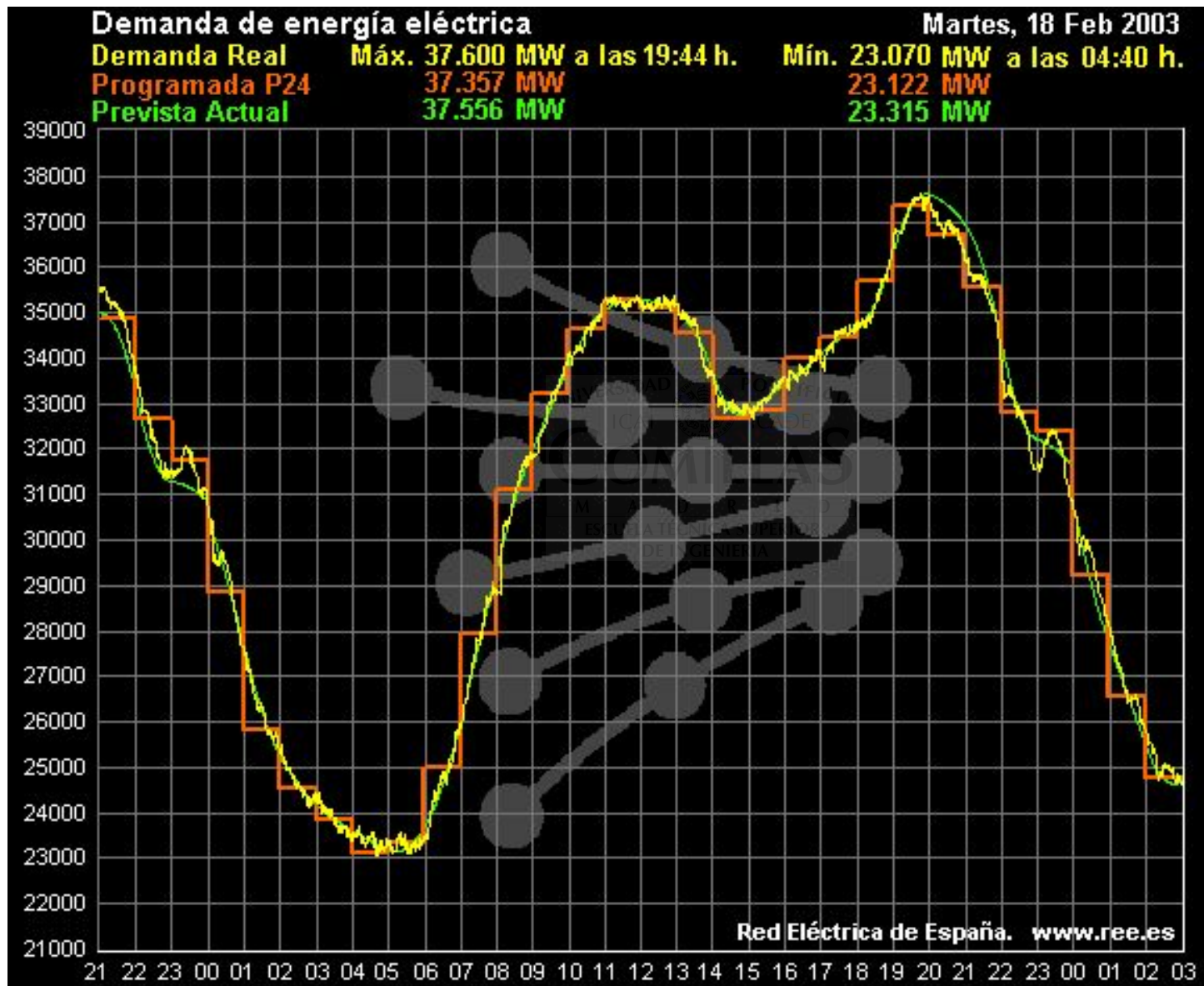
# Monótona decreciente

- ✓ Ordenación decreciente de los 168 valores de demanda
- ✓ Área = energía total semanal

Monótona decreciente semana 22-28 NOV

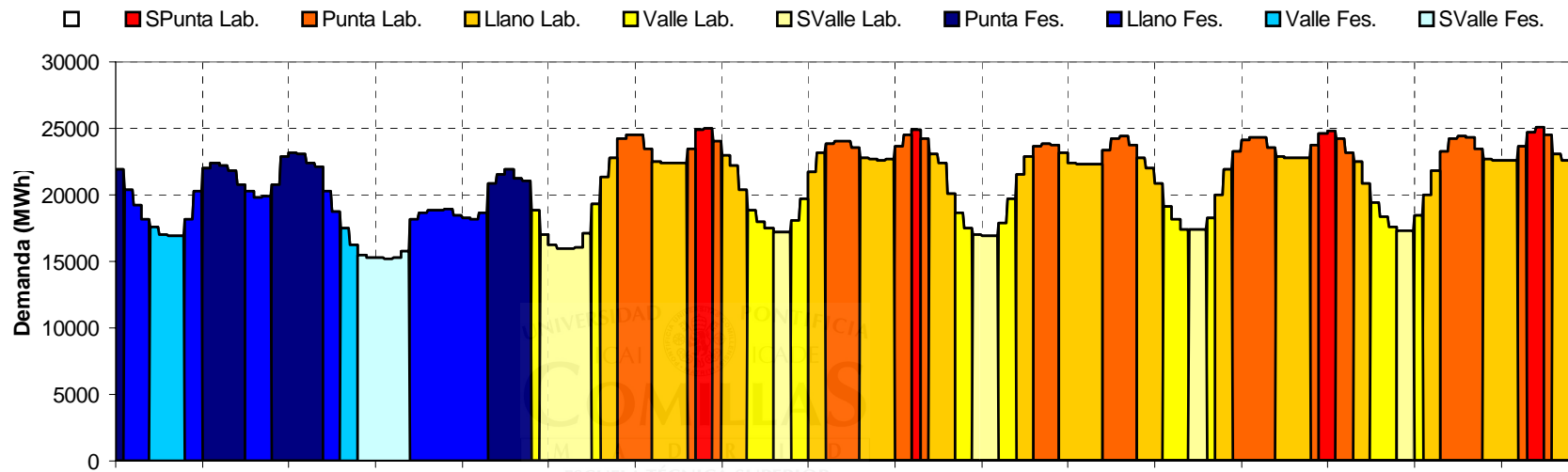


# Demanda de electricidad

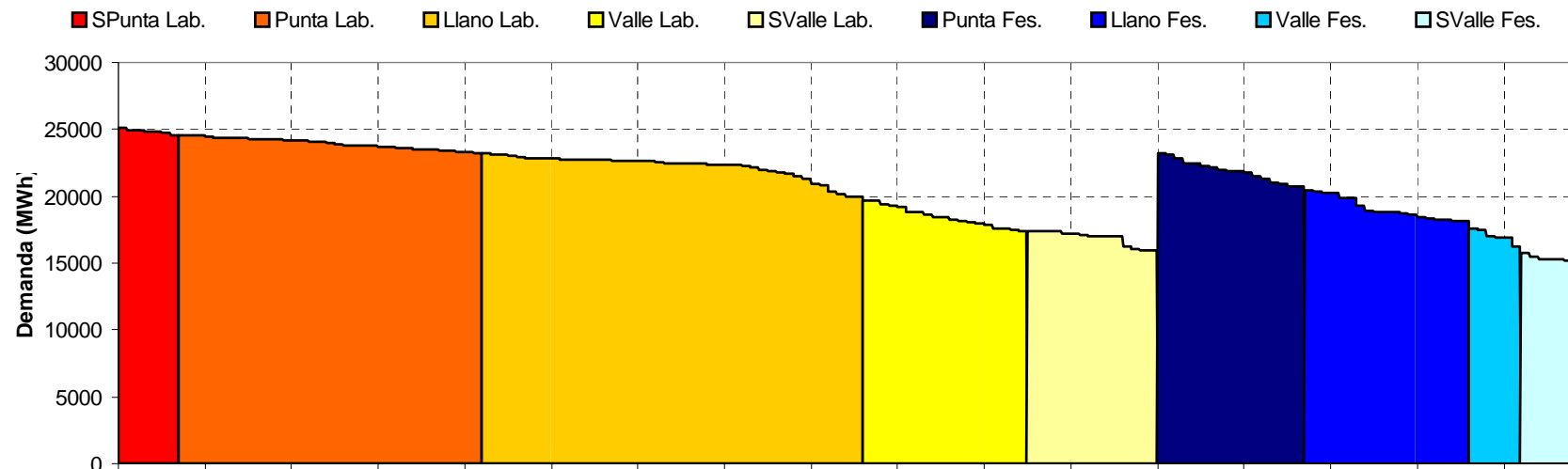


# Datos de entrada al modelo: Demanda

Demanda de la primera semana de Marzo de 2003

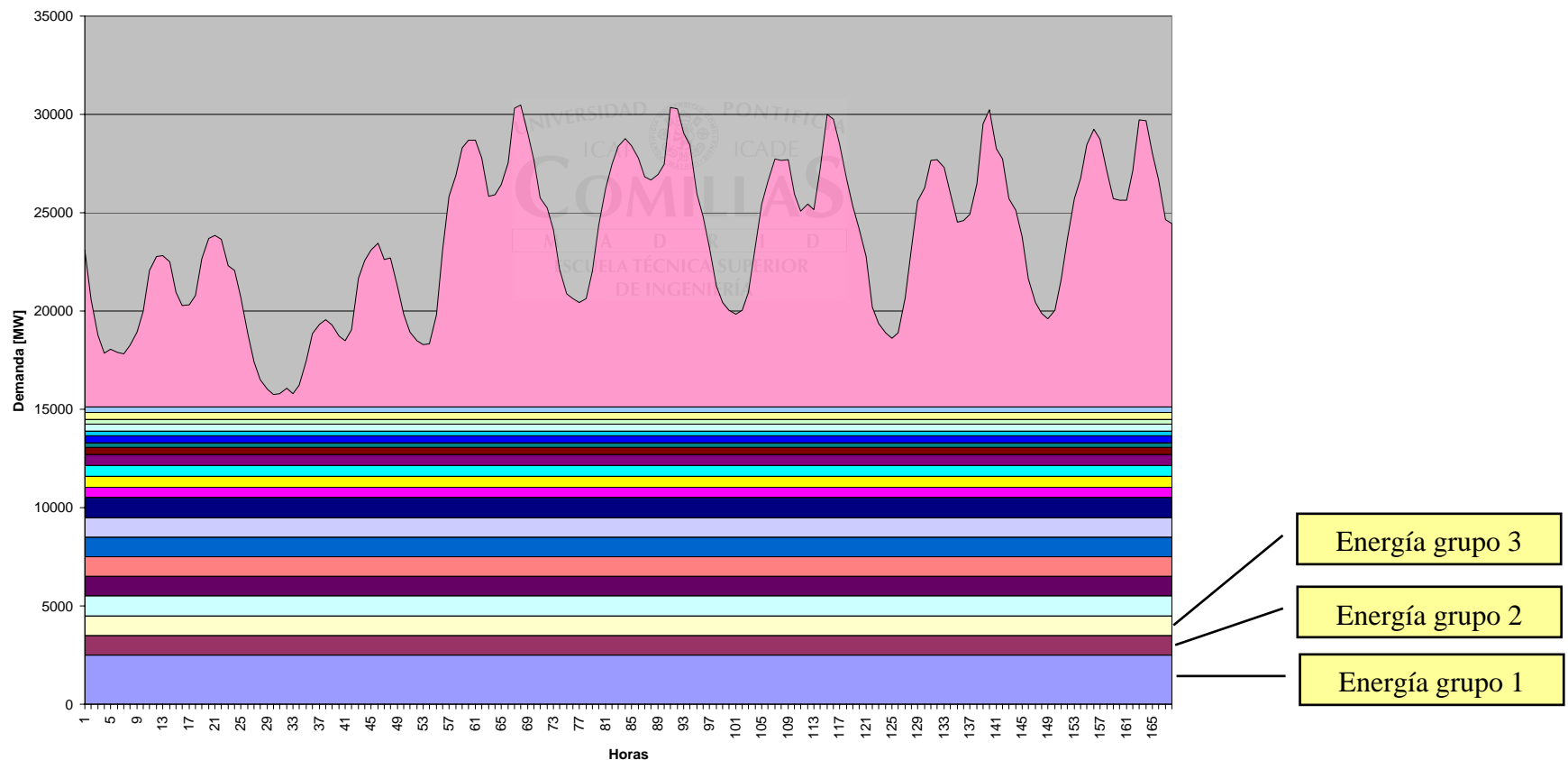


Demanda de la primera semana de Marzo de 2003



# Despacho sin fallo de grupos térmicos (ii)

- ❑ Los grupos térmicos se despachan de **abajo a arriba** bajo la curva de carga
- ❑ **Energía producida = área de la curva**





# Datos de entrada al modelo: Demanda

- ❑ La información relativa a la demanda se introducirá en el modelo en forma de **dos tablas**:

- ✓ **Tabla de demandas**  $d_{nsp}$  [MW] :

Índices  $s$  y  $n$

Índice  $p$

Demandas	s1.n1	s1.n2	s1.n3	s1.n4	s1.n5	s2.n1	s2.n2	s2.n3	s2.n4
p1	27894	25905	23492	20368	17577	23146	20397	18072	15990
p2	25185	23816	21711	19216	17166	21310	18873	17379	15819
p3	24593	22995	20446	17614	16026	19568	16447	15086	13773
p4	22523	21355	19918	16806	14984	19109	16508	15227	14417
p5	23462	22129	20224	17349	14784	18868	16639	15137	14101
p6	25348	23916	21660	18152	16009	20160	18058	16716	15772
p7	25390	24516	22429	18774	16721	20912	18511	17404	16155
p8	23494	22108	20274	17241	14803	18933	16872	15435	14241
p9	23981	22953	21165	17928	15715	19333	17370	16006	14751
p10	23645	22241	20559	17619	15494	19264	16982	15729	14799
p11	25048	23165	21157	18272	15922	19952	17582	15880	14757
p12	26876	24827	22247	18560	15221	21489	18105	16113	14549

# Datos de entrada al modelo: Demanda

✓ Tabla de duraciones  $a_{nsp}$  [h]:

Índices  $s$  y  $n$

Índice  $p$

Duraciones	s1.n1	s1.n2	s1.n3	s1.n4	s1.n5	s2.n1	s2.n2	s2.n3	s2.n4
p1	10	116	210	148	20	60	100	57	23
p2	11	109	200	139	21	48	80	40	24
p3	12	114	210	84	60	60	100	55	49
p4	13	107	200	137	23	60	100	54	26
p5	14	112	210	144	24	60	100	53	27
p6	15	111	210	143	25	54	90	44	28
p7	16	122	230	158	26	48	80	35	29
p8	17	103	200	133	27	66	110	58	30
p9	18	114	220	148	28	48	80	33	31
p10	19	120	229	155	29	48	80	32	32
p11	20	100	200	130	30	60	100	47	33
p12	21	105	210	137	31	60	100	46	34

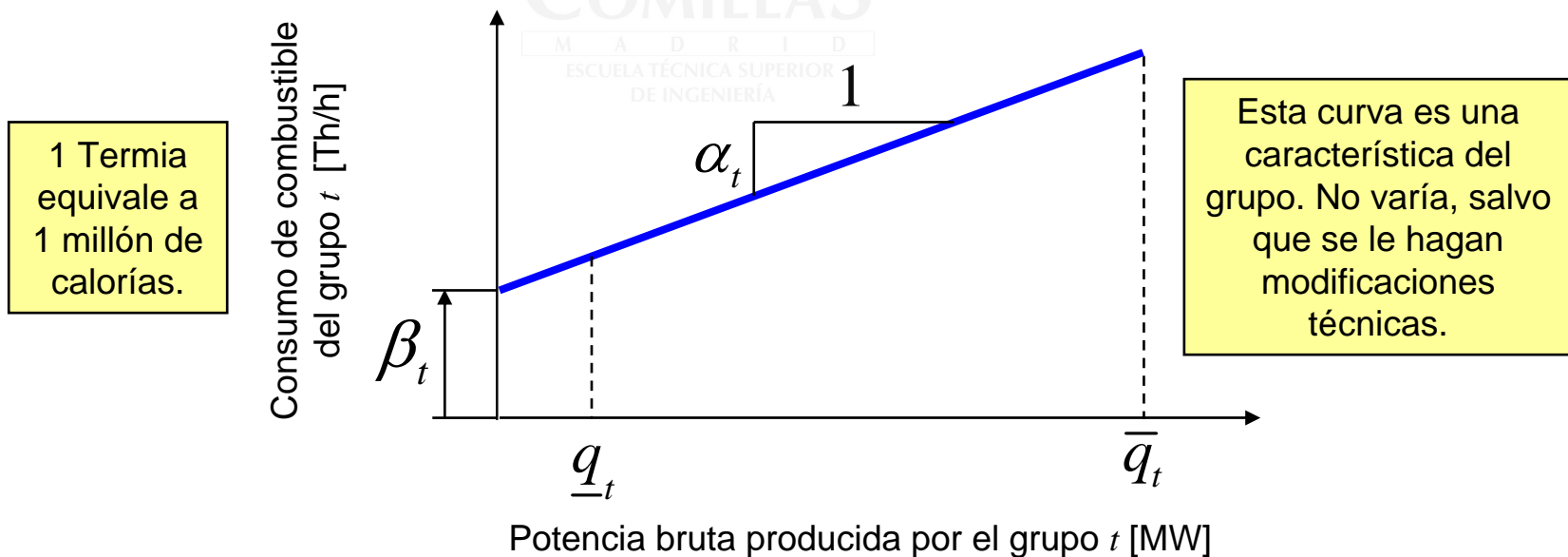
# Datos de entrada al modelo:

## Características técnicas de los grupos

### □ Grupos térmicos: modelado básico

- ✓ Para referirnos a cada grupo térmico usaremos el **índice**  $t$
- ✓ Potencia bruta máxima y mínima del grupo  $t$ :  $\bar{q}_t, \underline{q}_t$  [MW]
- ✓ Curva de consumo de combustible (aproximación lineal):

Término fijo:  $\beta_t$  [Th/h]      Término lineal:  $\alpha_t$  [Th/MWh]



# Datos de entrada al modelo:

## Características técnicas de los grupos

### □ Grupos térmicos: modelado básico

- ✓ Consumo de combustible para arranque en frío:  $\gamma_t$  [Th]
- ✓ Factor de conversión de potencia bruta a potencia neta debido a consumos propios:  $k_t$  [%] ó [p.u.]

$$\text{Potencia neta grupo } t = \text{Potencia bruta grupo } t \cdot k_t$$

Esta información se encuentra disponible en el Web de OMEL



- Ficheros GPUOV\_aaaammdd\_aaaammdd.TXT
- Contenidos en ZIP\_COMUN\_aaaa\_mm\_vvv.ZIP
- Situados en:  
www.omel.es → Resultados del mercado →  
→ Acceso a ficheros → ZIP\_COMUN

# Datos de entrada al modelo:

## Características técnicas de los grupos

01/11/2002

Magnitudes de cálculo de derechos de cobro de garantía de potencia

Año	Mes	Unidad	Valor	Concepto
2002	11	ABO1	360	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ABO2	556.2	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ACE1	313.6	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ACE2	313.6	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ADR1	350	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ADR2	350	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ADR3	350	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ALG1	361.9	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ALG2	0	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ALL1	0	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ALZ1	0	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ALZ2	0	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ASC1	220	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	ASC2	533	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	BDL1	365.2	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	BDL2	973.5	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	BES1	982.6	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	BES2	1028	Potencia bruta instalada (MW)
2002	11	BRR1	1027.2	Potencia bruta instalada (MW)

# Datos de entrada al modelo:

## Características técnicas de los grupos

01/11/2002

Magnitudes de cálculo de derechos de cobro de garantía de potencia

Año	Mes	Unidad	Valor	Concepto
2002	11	ABO1	0.905	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ABO2	0.945	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ACE1	0.95	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ACE2	0.95	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ADR1	0.93	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ADR2	0.93	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ADR3	0.93	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ALG1	0.95	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ALG2	0.955	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ALL1	0.945	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ALZ1	0.955	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ALZ2	0.955	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ASC1	0.955	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	ASC2	0.955	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	BDL1	0.93	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	BDL2	0.93	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	BES1	0.93	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	BES2	0.95	Coeficiente Kc de térmicas
2002	11	BRR1	0.95	Coeficiente Kc de térmicas

# Datos de entrada al modelo: Características técnicas de los grupos

## □ Grupos térmicos: modelado básico

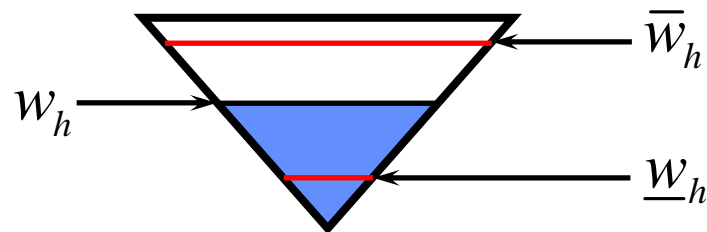
✓ Órdenes de magnitud:

Tecnología	Consumo de combustible			Potencia bruta		Factor para potencia neta
	Término lineal	Término fijo	Arranque frío	P <sub>máx</sub>	P <sub>mín</sub>	k <sub>t</sub>
	$\alpha_t$ [Th/MWh]	$\beta_t$ [Th/h]	$\gamma_t$ [Th]	$\bar{q}_t$ [MW]	$\underline{q}_t$ [MW]	
Lignito pardo	3000	15000	2000000	350	230	93.5
Lignito negro	2600	3000	2000000	350	210	95
Hulla y antracita	2300	35000	1400000	350	220	93
Carbón importación	2200	60000	1900000	550	180	97
Fuel-oil	2100	90000	1100000	540	140	95.5
Gas	2000	80000	700000	380	140	95
CCGTs	1300	90000	1100000	400	200	98

# Datos de entrada al modelo: Características técnicas de los grupos

## □ Grupos hidráulicos: modelado básico

- ✓ Representamos cada **cuenca hidráulica** por medio de una **central equivalente**, incluyendo un **embalse equivalente**.
- ✓ Para referirnos a cada central equivalente usaremos el **índice  $h$**
- ✓ Potencia bruta máxima y mínima de la central  $h$ :  $\bar{q}_h, \underline{q}_h$  [MW]
- ✓ El nivel de reserva del embalse se contabiliza en energía
  - Nivel de reserva máxima y mínima:  $\bar{w}_h, \underline{w}_h$  [MWh]
- ✓ Factor de conversión de potencia bruta a potencia neta:  $k_h$

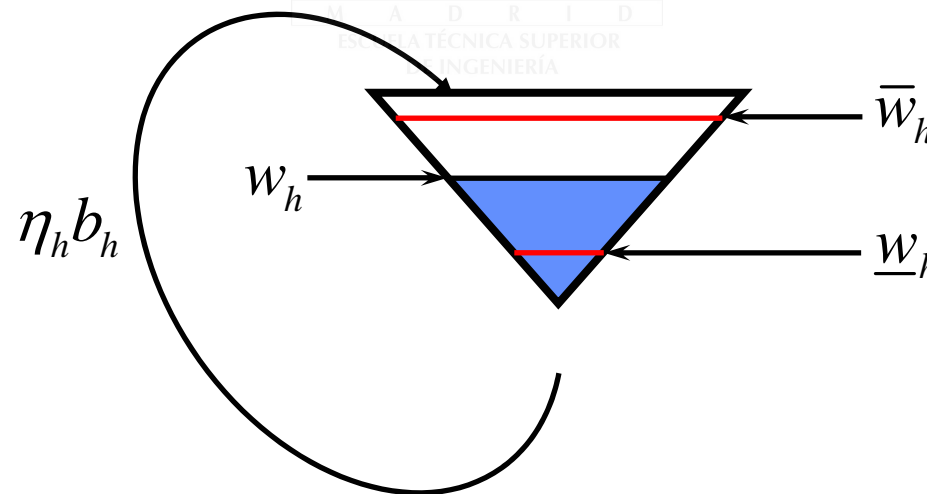




# Datos de entrada al modelo: Características técnicas de los grupos

## □ Grupos hidráulicos: modelado básico

- ✓ En algunas cuencas existen **centrales de bombeo**.
- ✓ Para tenerlo en cuenta añadimos a nuestro modelo de central equivalente la siguiente información:
  - Potencia de bombeo máxima y mínima de la central  $h: \bar{b}_h, \underline{b}_h$  [MWh]
  - Rendimiento del ciclo turbinación - bombeo:  $\eta_h$  [p.u.] (~0.7 p.u.)



Un rendimiento de 0.7 p.u. significa que de la energía consumida en bombear un cierto volumen de agua sólo se logra extraer un 70% al turbinar dicho volumen.

# Datos de entrada al modelo:

## Costes de operación

### □ Grupos térmicos:

✓ El **consumo de combustible** implica un coste:

- Coste del combustible consumido por el grupo  $t$ :  $f_t$  [€/Th]

Tecnología	Coste de combustible [€/kTh]	Coste medio de producción			Coste de arranque en frío €
		A mínimo técnico €/MWh	(Pmax+Pmin)/2 €/MWh	A plena carga €/MWh	
Lignito pardo	8	24.52	24.41	24.34	16000
Lignito negro	8.5	22.22	22.19	22.17	17000
Hulla y antracita	8	19.67	19.38	19.20	11200
Carbón importación	7	17.73	16.55	16.16	13300
Fuel-oil	20	54.86	47.29	45.33	22000
Gas	20	51.43	46.15	44.21	14000
CCGTs	18	31.50	28.80	27.45	16200

✓ La operación de los grupos implica un coste de **mantenimiento**:

- Suponemos este coste **proporcional a la energía producida**.
- Coste de operación y mantenimiento del grupo  $t$ :  $O_t$  [€/MWh]

### □ Grupos hidráulicos: los suponemos sin coste.

# Datos de entrada al modelo:

## Aportaciones hidráulicas

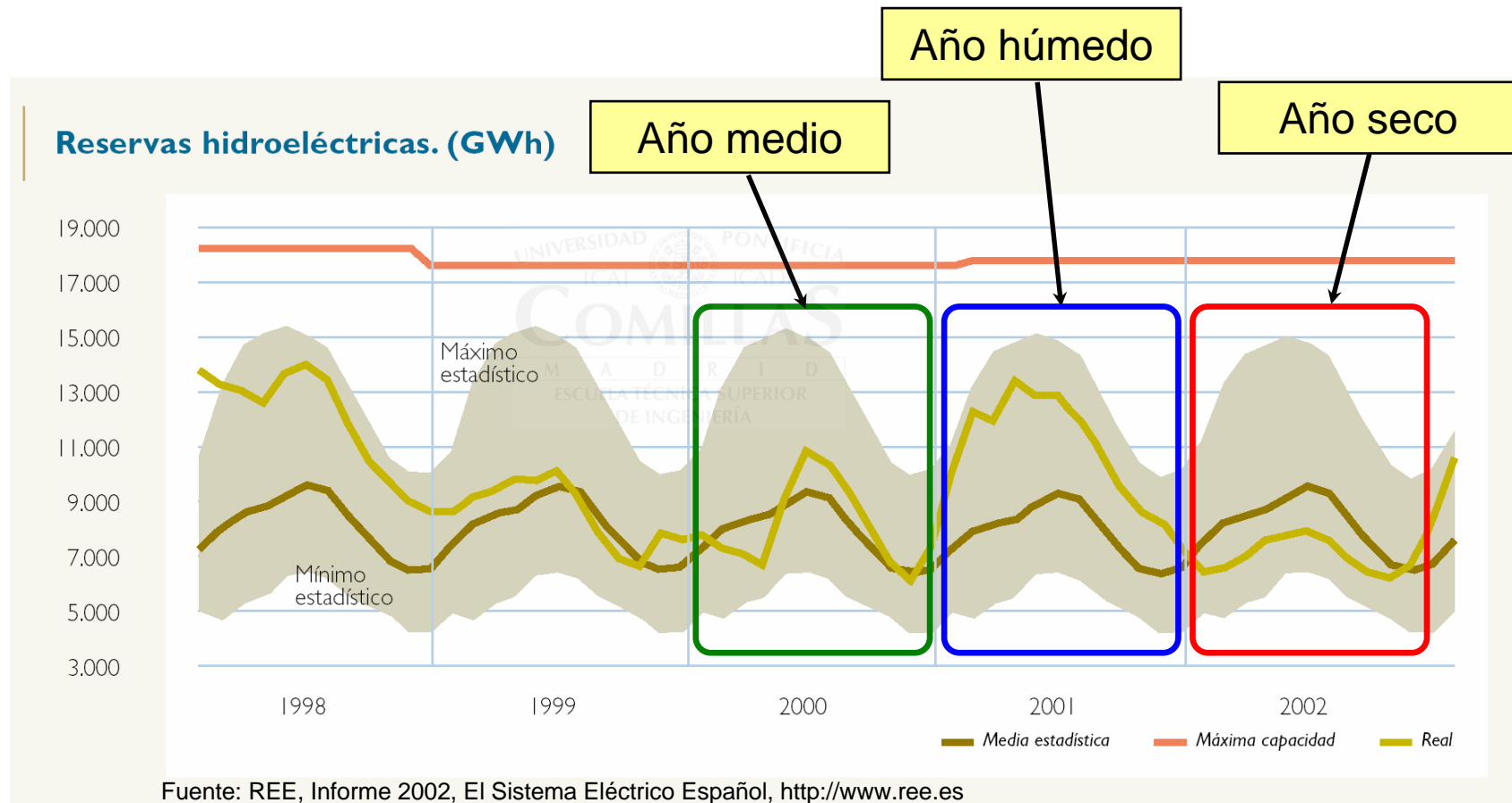
---

### □ Modelado de las aportaciones:

- ✓ Consideramos unas aportaciones naturales para cada central equivalente  $h$  en cada periodo  $p$ :  $i_{hp}$  [MWh]
- ✓ En principio no tenemos en cuenta la **incertidumbre** de las aportaciones, pero:
  - Es posible plantear distintos **escenarios de aportaciones** (año húmedo, medio o seco) utilizando información histórica.
  - Esta incertidumbre es **muy relevante** en el caso español.
- ✓ Se denominan **centrales de bombeo puro** a aquellas que sólo pueden producir la energía que previamente han bombeado.
- ✓ En nuestro modelo, una central  $h$  de bombeo puro se caracteriza simplemente por que  $i_{hp} = 0$

# Datos de entrada al modelo: Aportaciones hidráulicas

## Modelado de las aportaciones:



# Datos de entrada al modelo: Generación disponible

- ❑ Todos los grupos son susceptibles de quedar indisponibles por algún tipo de fallo.
- ❑ En un enfoque **determinista** de **medio plazo** como el nuestro:
  - ✓ El posible fallo de un grupo  $t$  se trata reduciendo su potencia máxima de acuerdo con su **coeficiente de disponibilidad equivalente**:  $g_t$  [p.u.]

Esta información se encuentra disponible en el Web de OMEL



- Ficheros GPUOV\_aaaammdd\_aaaammdd.TXT
- Contenidos en ZIP\_COMUN\_aaaa\_mm\_vvv.ZIP
- Situados en:  
www.omel.es → Resultados del mercado →  
→ Acceso a ficheros → ZIP\_COMUN

# Datos de entrada al modelo: Generación disponible

Año	Mes	Unidad	Valor	Concepto
2002	11	ABO1	1	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ABO2	0.678796	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ACE1	1	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ACE2	1	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ADR1	1	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ADR2	0	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ADR3	0.498997	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ALG1	1	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ALG2	0.933403	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ALL1	0.659664	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ALZ1	0.947982	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ALZ2	1	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ASC1	1	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	ASC2	0.991365	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	BDL1	1	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	BDL2	0	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	BES1	0	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	BES2	0	Coeficiente de disponibilidad
2002	11	BRR1	0.840615	Coeficiente de disponibilidad

# Datos de entrada al modelo:

## Consignas especiales

---

- ❑ En el **mercado español** existen dos aspectos que conviene tener en cuenta en modelos de medio plazo:
  - ✓ Para cobrar el pago por **garantía de potencia** un grupo debe funcionar un número mínimo de **horas equivalentes a plena carga**:  $e$  [h]

Actualmente el número mínimo de horas equivalentes a plena carga para el cobro de la garantía de potencia es de 480 h

- ✓ Hay grupos que, a pesar de ser caros en comparación con el resto, en determinados momentos del año deben funcionar por **restricciones de red**:
  - Potencia neta mínima del grupo  $t$  en el nivel  $n$  del subperiodo  $s$  y del periodo  $p$  por restricciones de red:  $q_{-tnsp}^{red}$  [MW]

# Variables del modelo:

## Variables de decisión

---

### ❑ Producciones de los grupos:

- ✓ **Potencia neta** del grupo térmico  $t$  en el nivel  $n$  del subperiodo  $s$  y del periodo  $p$ :  $q_{tnsp}$  [MW].
- ✓ **Potencia neta** de la central equivalente  $h$  en el nivel  $n$  del subperiodo  $s$  y del periodo  $p$ :  $q_{hnsp}$  [MW].

### ❑ Bombeo:

- ✓ **Consumo de bombeo** de la central equivalente  $h$  en el nivel  $n$  del subperiodo  $s$  y del periodo  $p$ :  $b_{hnsp}$  [MW].

### ❑ Acoplamiento de los grupos térmicos:

- ✓ **Decisión de arranque** del grupo térmico  $t$  al comienzo del subperiodo  $s$  en el periodo  $p$ :  $y_{tsp}$  [0/1].
- ✓ **Decisión de parada** del grupo térmico  $t$  al comienzo del subperiodo  $s$  en el del periodo  $p$ :  $z_{tsp}$  [0/1].

$$\text{Arranque: } y_{tsp} = 1$$

$$\text{Parada: } z_{tsp} = 1$$

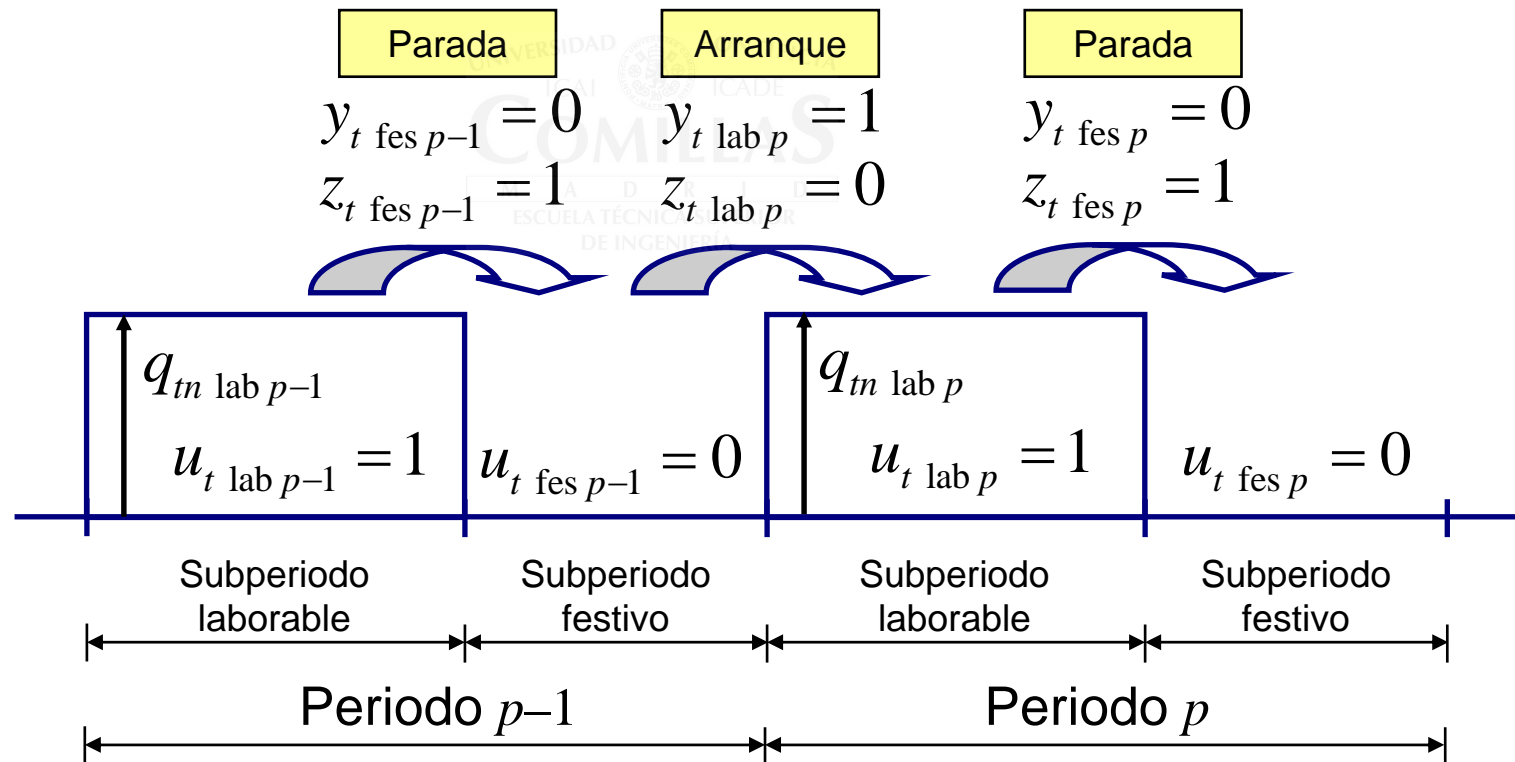


# Variables del modelo:

## Variables de estado

### □ Acoplamiento de los grupos térmicos:

- ✓ **Decisión de acoplamiento** del grupo térmico  $t$  durante el subperiodo  $s$  del periodo  $p$ :  $u_{tsp}$  [0/1].
- ✓ Depende de las decisiones de arranque y parada:



# Variables del modelo:

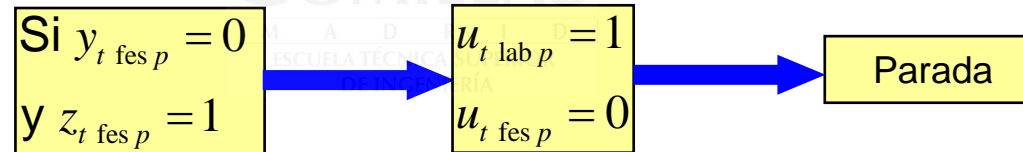
## Variables de estado

### □ Acoplamiento de los grupos térmicos:

✓ La relación entre las variables de acoplamiento y las de arranque y parada viene dada por:

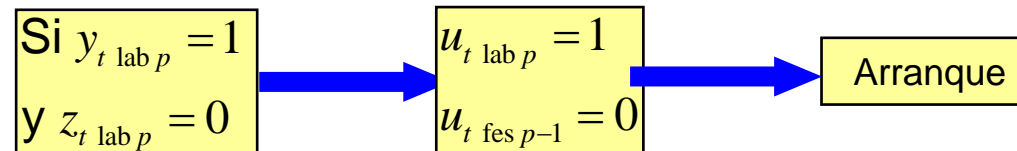
- Para cambios **dentro de un mismo periodo**:

$$u_{t \text{ fes } p} - u_{t \text{ lab } p} = y_{t \text{ fes } p} - z_{t \text{ fes } p}$$



- Para cambios en la **transición entre periodos**:

$$u_{t \text{ lab } p} - u_{t \text{ fes } p-1} = y_{t \text{ lab } p} - z_{t \text{ lab } p}$$

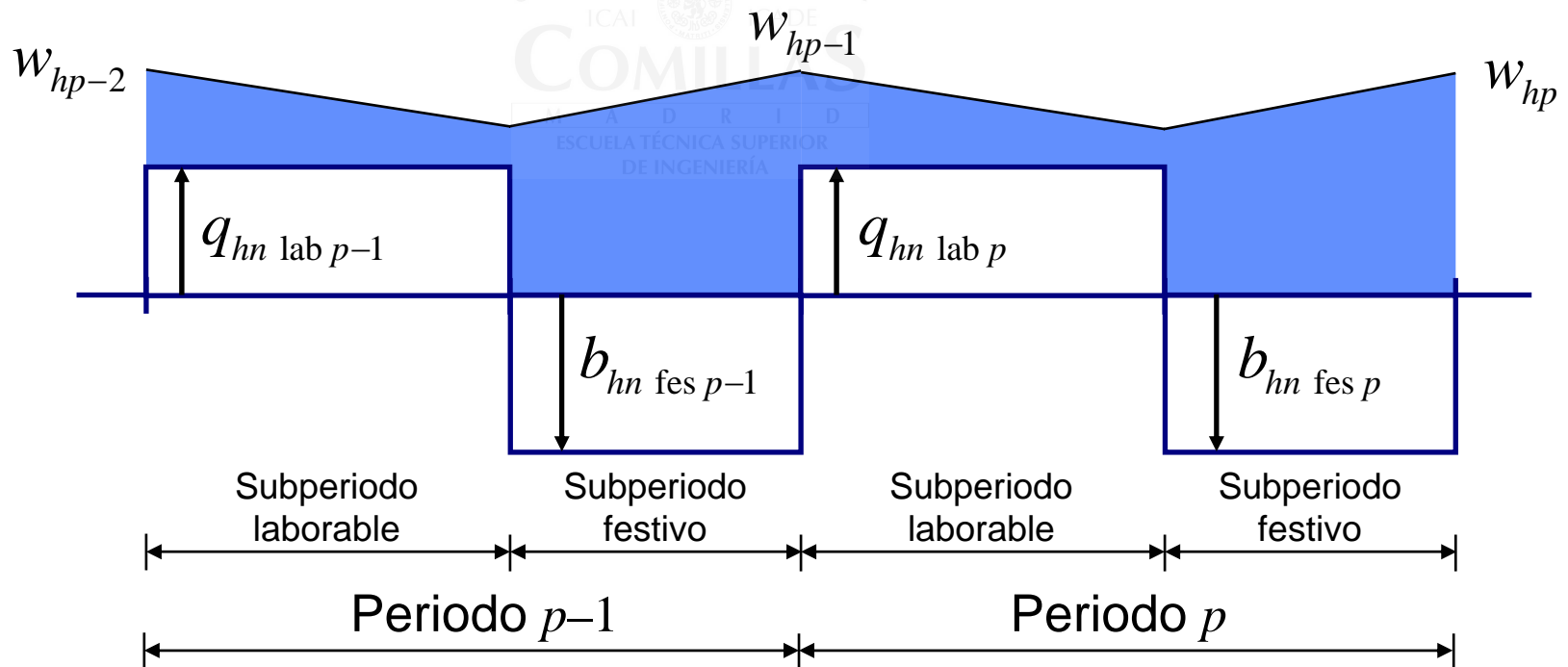


# Variables del modelo:

## Variables de estado

### □ Reservas hidráulicas:

- ✓ **Reserva** almacenada en el embalse de la central  $h$  al final del periodo  $p$ :  $w_{hp}$  [MWh].
- ✓ Depende de las aportaciones y de las decisiones de producción y bombeo

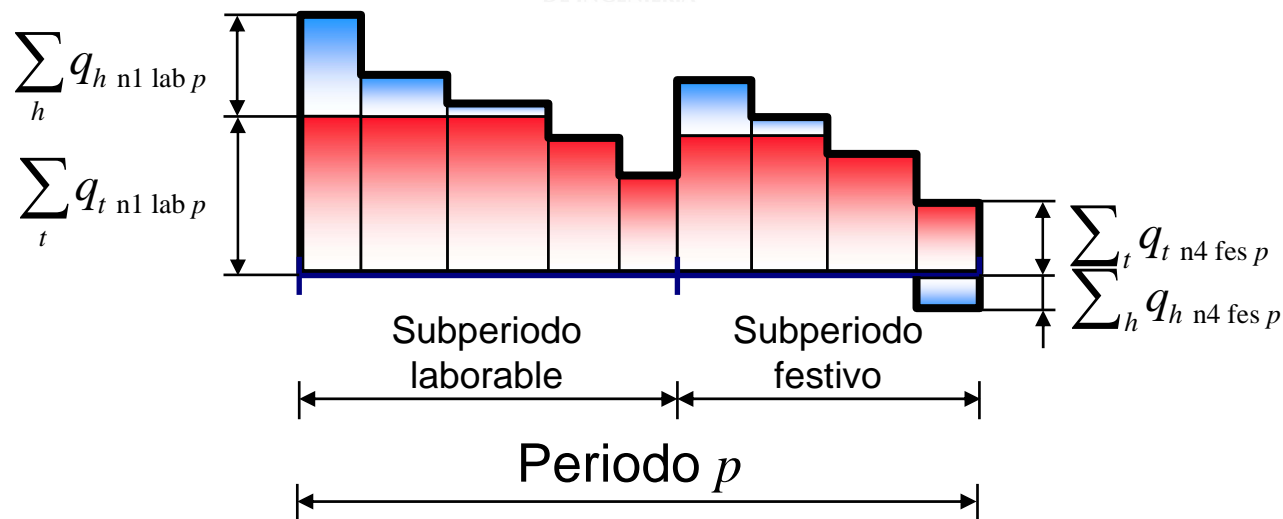


# Restricciones: Satisfacción de la demanda

- En cada nivel es necesario que la **producción neta** de electricidad sea igual a la **demanda**:

$$\sum_t q_{tnsp} + \sum_h q_{hnsp} - b_{hnsp} = d_{nsp}$$

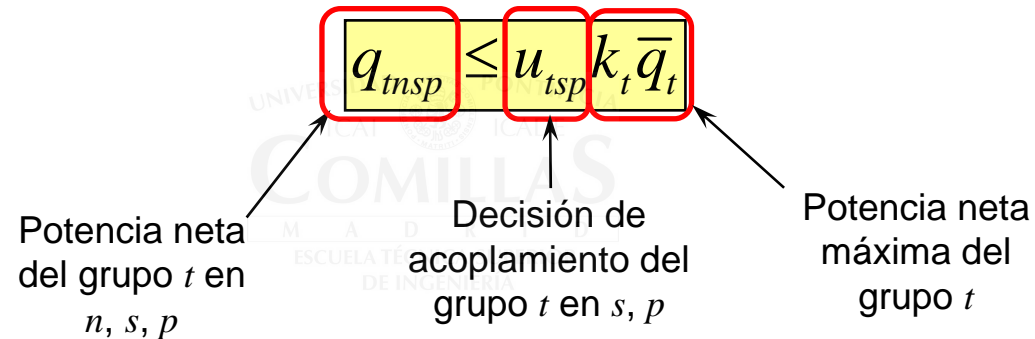
↑
↑
↑  
 Potencia térmica neta      Potencia hidráulica neta      Potencia demandada



# Restricciones: Límites de los grupos

## □ Potencia bruta máxima:

- ✓ Para un grupo térmico  $t$  depende de si el grupo está acoplado o no:



- ✓ Si el grupo está acoplado,  $u_{tsp}=1$

$$q_{tnsp} \leq k_t \bar{q}_t$$

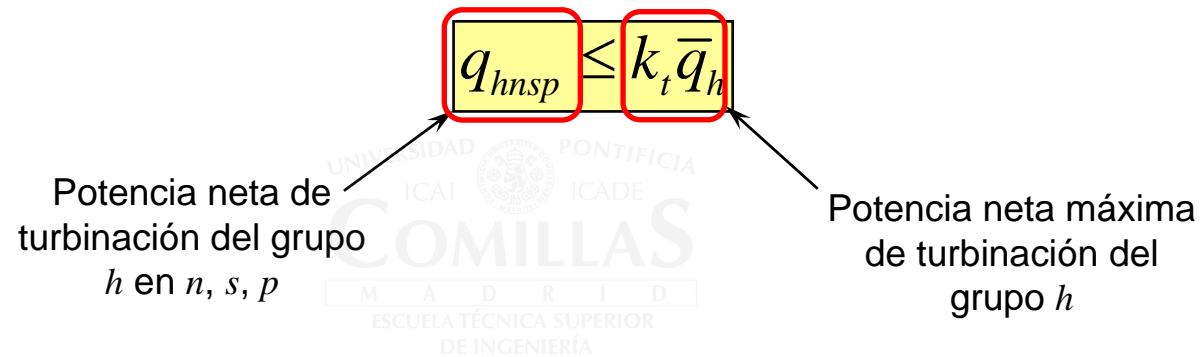
- ✓ Si el grupo no está acoplado,  $u_{tsp}=0$

$$q_{tnsp} \leq 0$$

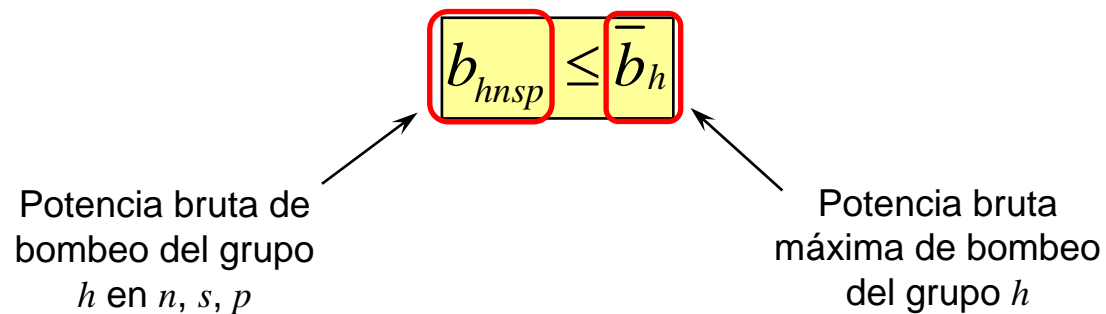
# Restricciones: Límites de los grupos

## □ Potencia bruta máxima:

✓ Para una central hidráulica  $h$  en modo **turbinación**:



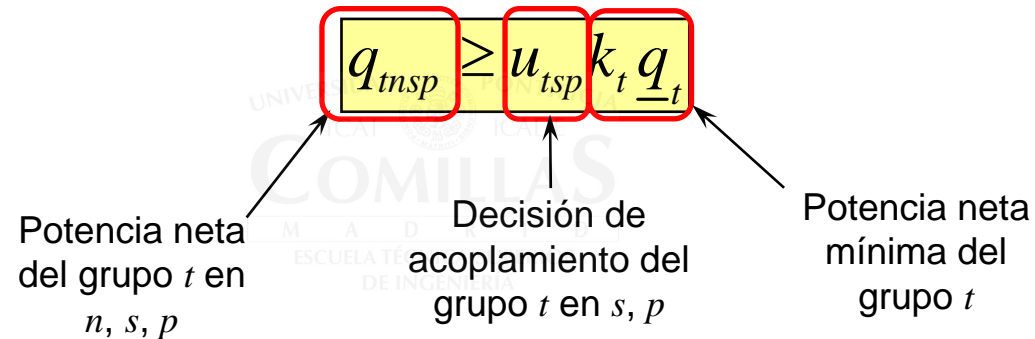
✓ En modo **bombeo**:



# Restricciones: Límites de los grupos

## □ Mínimo técnico:

- ✓ Para un grupo térmico  $t$  depende de si el grupo está acoplado o no:



- ✓ Si el grupo está acoplado,  $u_{tsp}=1$

$$q_{tnsp} \geq k_t \underline{q}_t$$

- ✓ Si el grupo no está acoplado,  $u_{tsp}=0$

$$q_{tnsp} \geq 0$$

# Restricciones: Límites de los grupos

## □ Mínimo técnico:

✓ Para una central hidráulica  $h$  en modo **turbinación**:

$$q_{hns p} \geq 0$$

Potencia neta de turbinación del grupo  $h$  en  $n, s, p$

El mínimo técnico de las centrales hidráulicas se suele fijar a cero

✓ En modo **bombeo**:

$$b_{hns p} \geq 0$$

Potencia bruta de bombeo del grupo  $h$  en  $n, s, p$



# Restricciones: Límites de los grupos

## □ Gestión de los embalses:

- ✓ La **energía almacenada** en el embalse  $h$  al final del periodo  $p$  depende de:
  - Las decisiones de turbinación y bombeo en dicho periodo
  - Las aportaciones en dicho periodo

$$w_{hp} + \sum_{ns} a_{nsp} [q_{hnsp} - \eta_h b_{hnsp}] \leq w_{hp-1} - i_{hp}$$

Energía almacenada en el embalse al final de  $p$

Decisiones de turbinación y bombeo durante  $p$

Energía almacenada en el embalse al final de  $p-1$

Aportaciones durante  $p$

- ✓ La energía almacenada en los embalses debe respetar unos límites:

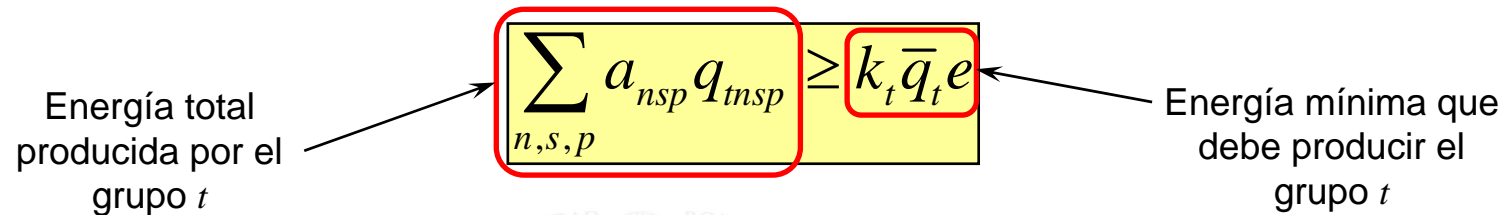
$$\underline{w}_h \leq w_{hp} \leq \bar{w}_h$$

# Restricciones:

## Restricciones especiales

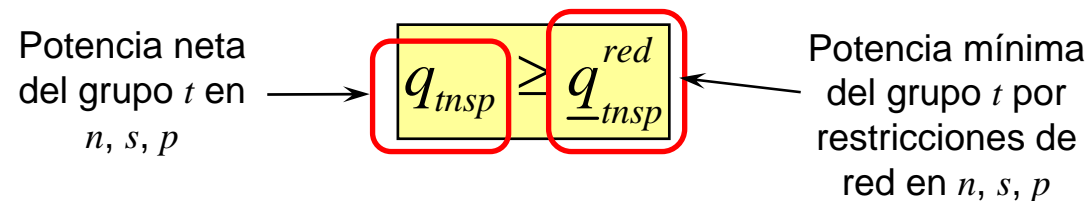
- Horas mínimas para el cobro de la GSLP:

Energía total producida por el grupo  $t$  →  $\sum_{n,s,p} a_{nsp} q_{tnsp} \geq k_t \bar{q}_t e$  ← Energía mínima que debe producir el grupo  $t$



- Grupo térmico que debe entrar por restricciones de red:

Potencia neta del grupo  $t$  en  $n, s, p$  →  $q_{tnsp} \geq q_{tnsp}^{red}$  ← Potencia mínima del grupo  $t$  por restricciones de red en  $n, s, p$



# Función objetivo

- ❑ El objetivo es determinar el **presupuesto que minimiza el coste de explotación** del equipo generador:
  - ✓ Estamos considerando únicamente los costes de explotación de los grupos térmicos.

$$\text{Min} \sum_t \sum_p \sum_s \left\{ f_t \left[ \beta_t u_{tsp} + \gamma_t y_{tsp} + \sum_n a_{nsp} \alpha_t \frac{q_{tnsp}}{k_t} \right] + \sum_n a_{nsp} o_t q_{tnsp} \right\}$$

Decisión de acoplar  $t$ 
Decisión de arrancar  $t$ 
Duración del nivel  $n, s, p$ 
Potencia bruta de  $t$

Consumo de combustible de  $t$  en  $s, p$ 
Coste de operación y mantenimiento de  $t$

# Variables duales

□ Cada restricción tiene asociada una variable dual:

✓ Restricción de demanda

Variable dual

$$\sum_t q_{tnsp} + \sum_h q_{hnsp} - b_{hnsp} = d_{nsp}$$

$$\mu_{nsp}^d$$

✓ Restricción de gestión de embalse

Variable dual

$$w_{hp} + \sum_{ns} q_{hnsp} - \eta_h b_{hnsp} \leq w_{hp-1} + i_{hp}$$

$$\mu_{hp}^w$$

✓ Las variables duales expresan cuánto varía la función objetivo al aumentar en una unidad el lado derecho de la restricción.

# Variables duales: Coste marginal del sistema

- ✓  $\mu_{nsp}^d$  expresa cuánto varía el coste de explotación si aumenta en un MW la **potencia demandada** en el nivel  $n, s, p$

$$\sum_t q_{tnsp} + \sum_h q_{hnsp} - b_{hnsp} = d_{nsp}$$

Potencia demandada en el nivel  $n, s, p$

- ✓ Nos interesa más saber cuánto varía el coste de explotación si aumenta en un MWh la **energía demandada** en el nivel  $n, s, p$
- ✓ Para que la variable dual nos dé este valor, es necesario expresar la restricción de la siguiente manera:

$$a_{nsp} \left[ \sum_t q_{tnsp} + \sum_h q_{hnsp} - b_{hnsp} \right] = a_{nsp} d_{nsp}$$

Energía demandada en el nivel  $n, s, p$

- ✓  $\mu_{nsp}^d$  es entonces el **coste marginal del sistema** en  $n, s, p$

# Variables duales: Valor del agua

- ✓  $\mu_{hp}^w$  expresa cuánto varía el coste de explotación si aumentan en un MWh las **aportaciones** de  $h$  el periodo  $p$

$$w_{hp} + \sum_{ns} q_{hns} - \eta_h b_{hns} \leq w_{hp-1} + i_{hp} \leftarrow \text{Aportaciones en el periodo } p$$

- ✓ A pesar de que el agua no supone un coste, su uso en un cierto periodo hace que no esté disponible para otros periodos.
- ✓ Disponer de un MWh de agua más en un cierto periodo permite reducir los costes de consumo de combustible.
- ✓ El valor que toma la variable dual  $\mu_{hp}^w$  se suele denominar **valor del agua** almacenada en el embalse de la central  $h$  en el periodo  $p$ .
- ✓ El **valor del agua** es una **consigna** muy interesante para gestionar los recursos hidráulicos **en el corto plazo**.

# Notación

## □ Índices:

$n$	nivel
$s$	subperiodo
$p$	periodo
$t$	grupo térmico
$h$	grupo hidráulico
$p$	periodo

## □ Datos generales del modelo:

$d_{nsp}$	demanda en el nivel $n, s, p$ [MW]
$a_{nsp}$	duración del nivel $n, s, p$ [h]
$e$	horas mínimas equivalentes de funcionamiento a plena carga para el cobro de la garantía de potencia [h]

# Notación

## □ Datos del grupo térmico $t$ :

$\bar{q}_t, \underline{q}_t$	potencia bruta máxima y mínima [MW]
$\alpha_t$	término lineal de la curva de consumo [Th/MWh]
$\beta_t$	término fijo de la curva de consumo [Th/h]
$\gamma_t$	consumo de arranque [Th]
$k_t$	factor de conversión de potencia bruta a neta [p.u.]
$f_t$	coste unitario de combustible [€/kTh]
$o_t$	coste de operación y mantenimiento [€/MWh]

## □ Datos de la central hidráulica $h$ :

$\bar{q}_h, \underline{q}_h$	potencia bruta máxima y mínima en turbinación [MW]
$\bar{b}_h, \underline{b}_h$	potencia bruta máxima y mínima en bombeo [MW]
$\bar{w}_h, \underline{w}_h$	nivel máximo y mínimo de llenado del embalse [MWh]
$\eta_h$	rendimiento del ciclo turbinación/bombeo [p.u.]
$i_{hp}$	aportaciones naturales en el periodo $p$ [MWh]
$k_h$	factor de conversión de potencia bruta a neta [p.u.]



# Notación

## □ Variables del grupo térmico $t$ :

$q_{tnsp}$	potencia en el nivel $n, s, p$ [MW]
$u_{tsp}$	decisión de acoplamiento en el subperiodo $s, p$
$y_{tsp}$	decisión de arranque en el subperiodo $s, p$
$z_{tsp}$	decisión de parada en el subperiodo $s, p$
$c_{tnsp}$	costes en el nivel $n, s, p$ [€]

## □ Variables de la central hidráulica $h$ :

$q_{hnsp}$	potencia de turbinación en el nivel $n, s, p$ [MW]
$b_{hnsp}$	potencia de bombeo en el nivel $n, s, p$ [MW]
$w_{hp}$	energía en el embalse al final del periodo $p$ [MWh]

## □ Variables duales:

$\mu_{nsp}^d$	coste marginal del sistema en el nivel $n, s, p$ [€/MW]
$\mu_{hp}^w$	valor del agua de la central $h$ en el periodo $p$ [€/MW]

## Modelos de sistemas de energía eléctrica

Modelo de explotación a corto plazo de la generación.  
Programación semanal

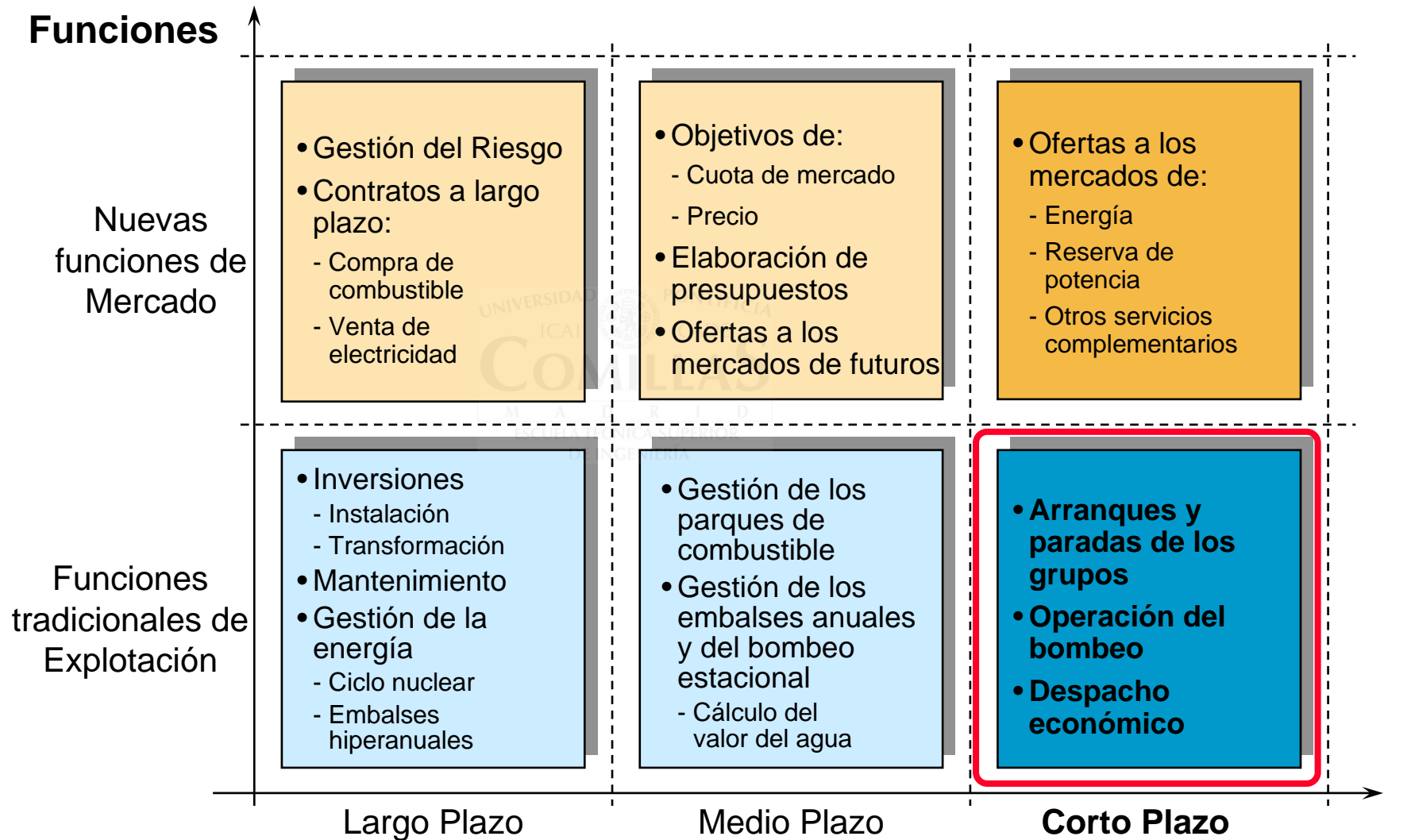
**Javier García González**

# Contenido

---

- La planificación en el corto plazo
- Modelado detallado de la generación térmica
- Descripción de las técnicas de resolución
- Planteamiento del problema mediante programación lineal entera-mixta (MILP)
- Anexo: La generación hidráulica

# Funciones de planificación de la generación



**Alcance**

# La planificación en el corto plazo



## Semanal:

- Unit-Commitment (UC) arranques lunes paradas fin de semana
- Coordinación hidro-térmica
- Programación horaria provisional

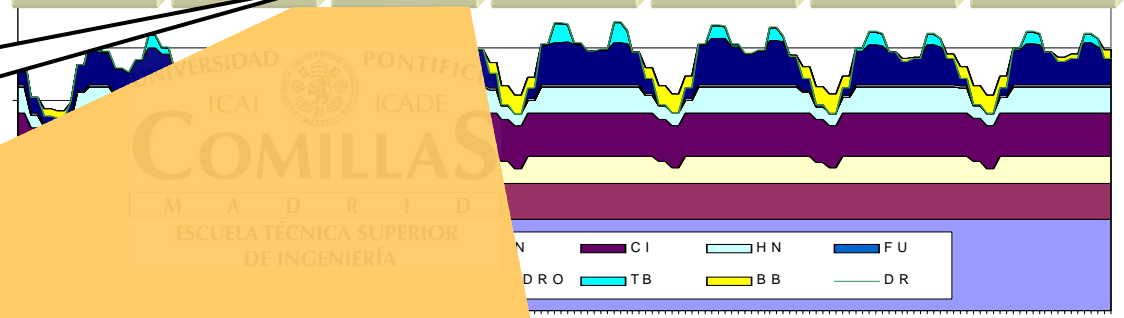
ARRANQUES

PARADAS



## Diaria:

- UC para cubrir punta
- Programación horaria provisional



■ C I    ■ H N    ■ F U  
■ D R O    ■ B B    ■ D R

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
G1	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
G2	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
G3	500	383	463	500	500	481	383	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
G4	350	297	243	215	215	243	297	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
G5	350	297	243	243	297	243	297	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
G6	350	297	243	297	243	243	297	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
G7	350	297	243	297	243	243	297	350	350	306	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
G8	393	277	160	160	160	160	277	393	510	510	393	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
G9	510	393	277	160	160	160	277	393	510	393	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
G10	217	175	175	175	175	175	217	258	258	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	281	300	300	300	258
G11	0	0	0	0	0	0	0	0	209	271	333	340	340	340	340	340	340	340	340	340	278	217	163	22
G12	0	0	0	0	0	0	0	0	217	278	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	278	217	267	21
G13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	240	300	300	300	300	300	300	300	300	300	240	180	120	12
G14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	203	262	320	320	320	320	320	320	320	320	320	262	203	145	14
G15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	203	262	320	320	320	320	320	320	320	320	320	278	220	162	145
G16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220	275	175	175	175	175	175	175	175	175	175	165	110	110	110
G17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127	77	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
G20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
CH2	350	35	35	35	35	35	35	350	35	35	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	35	35	35	125
UBT1	88	0	0	0	0	0	0	103	0	0	120	120	120	120	38	86	120	120	120	0	0	0	0	0
UBT2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	80	80	80	80	0	80	80	80	80	0	0	0	0	0
UBT1	0	100	100	100	100	100	0	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	76	0	0	0
UBT2	0	60	60	60	60	60	0	42	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	0

## Horaria:

- Despacho económico
- Flujo de Cargas Óptimo (OPF)

## Tiempo real

- Explotación en tiempo real: AGC (Automatic Generation Control)

# Planificación tradicional de la generación a corto plazo

---

## □ Objetivo

- ✓ Obtener la programación horaria de cada grupo generador para satisfacer la demanda del sistema a **mínimo coste** teniendo en cuenta las consignas de largo plazo (valor del agua), manteniendo un nivel de fiabilidad adecuado y garantizando que se cumplan las restricciones del sistema (técnicas, medio-ambientales, regulatorias, etc.)

## □ Planificación...

### ✓ de la explotación

- Para tomar las decisiones de arranques y paradas (*Unit-Commitment*)
- Para obtener una programación horaria provisional de todos los grupos generadores.

### ✓ económica

- Previsión económica de los costes de explotación y costes marginales.

# Planificación tradicional de la generación a corto plazo

## ☐ Horizonte

- ✓ pej. el Jueves se planifica la semana siguiente (del Sábado al Viernes).

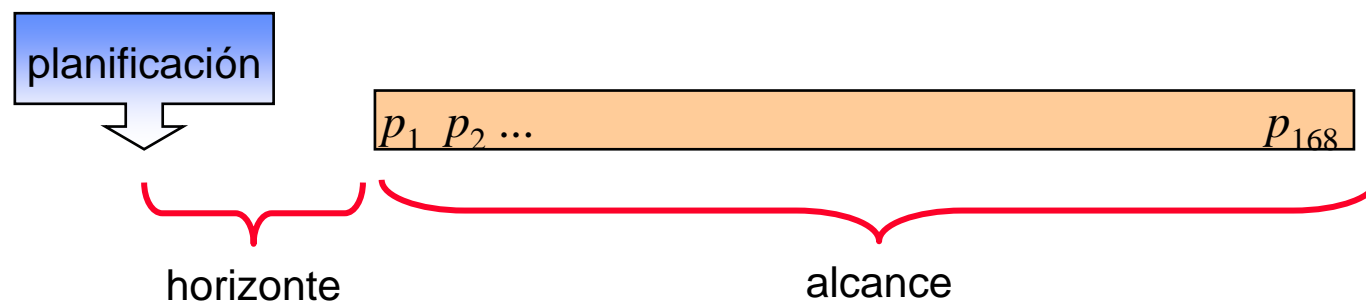
## ☐ Alcance temporal

- ✓ Corto plazo (**de un día a una semana**) que se divide en períodos típicamente horarios (de 24 a 168 h).

## ☐ Estructura temporal:

- ✓ **Periodos**  $p$ : 1 hora }

$p$  es el **índice** que se utilizará en el modelo semanal para los periodos temporales



# Problema “clásico”

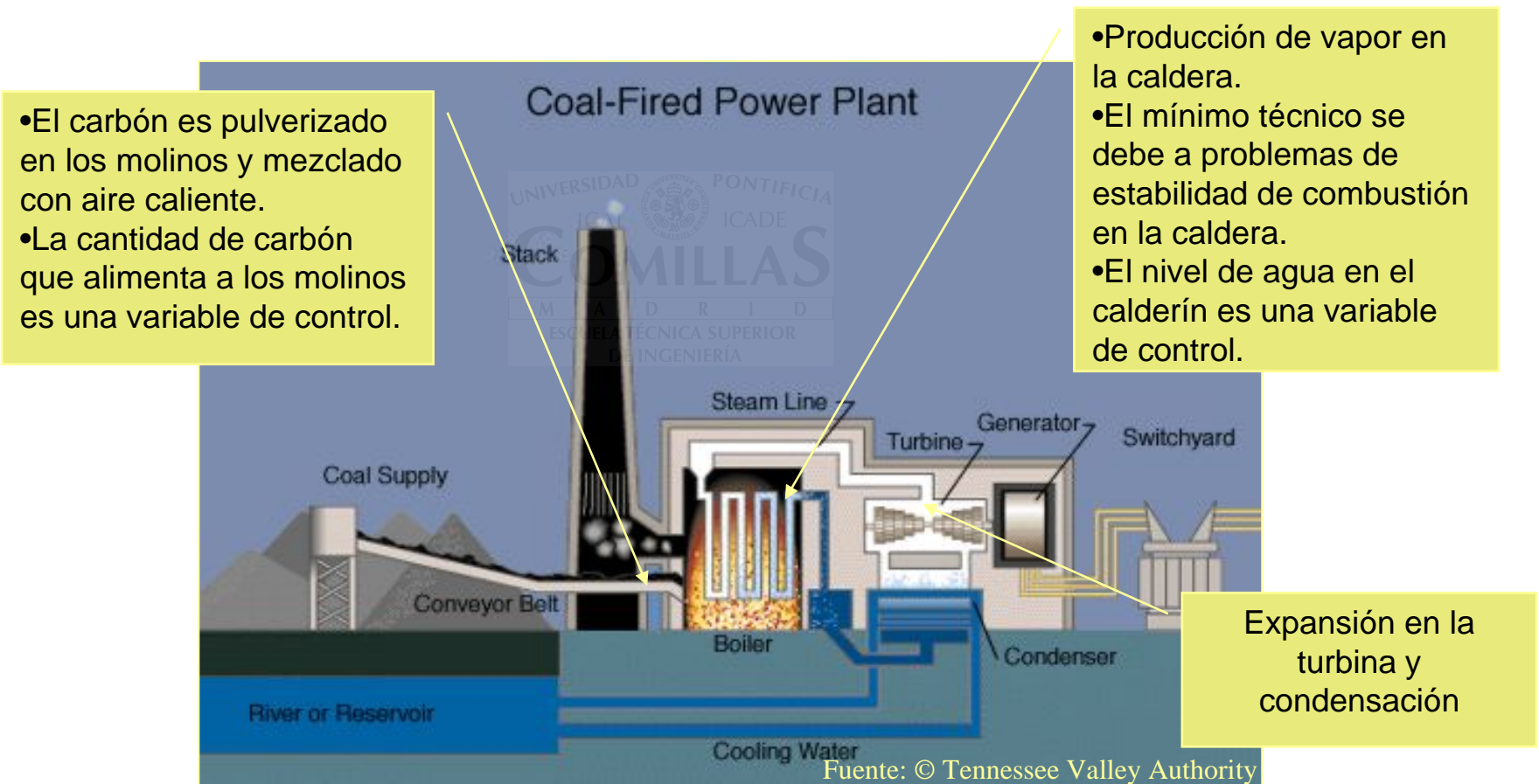
---

- ❑ ¿Por qué el *Unit-Commitment* es un problema que ha sido fruto de tanta investigación?
  - ✓ Una mala gestión de los recursos de generación puede dar lugar a grandes pérdidas económicas.
  - ✓ Tiene unas particularidades matemáticas que lo hacen interesante desde al punto de vista académico: problema no convexo, con variables enteras, de gran tamaño, etc...
  - ✓ Estas particularidades se deben a las características propias del sistema de generación eléctrica:
    - Térmica: fósil (carbón, fuel y gas) y nuclear.
    - Hidráulica: Centrales de agua fluyente, centrales con embalse y centrales de bombeo



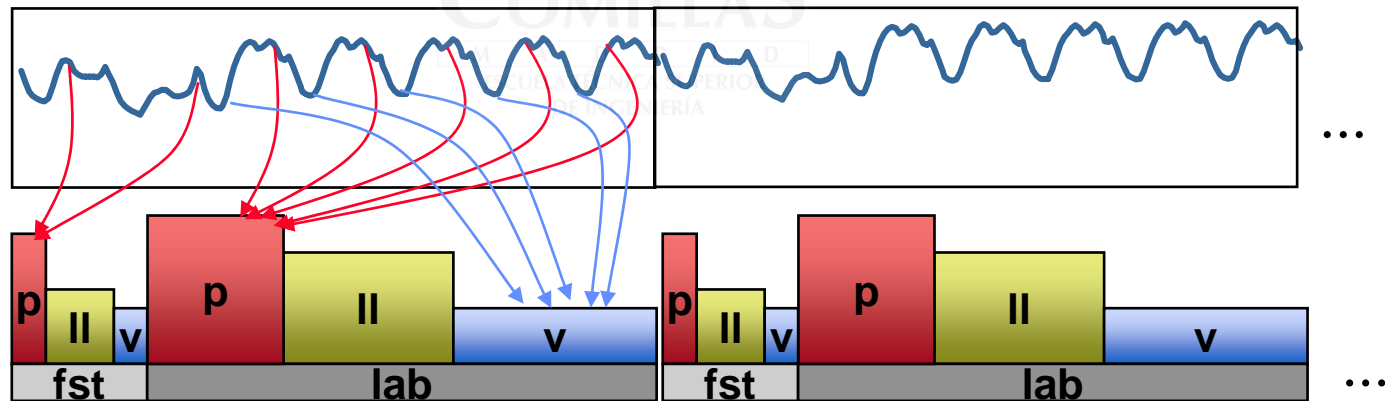
# Esquema de una central térmica

- ❑ Una central térmica está sujeta a muchas restricciones de operación debido a su complejidad técnica.



# ¿Es la representación por niveles de carga adecuada para el corto plazo?

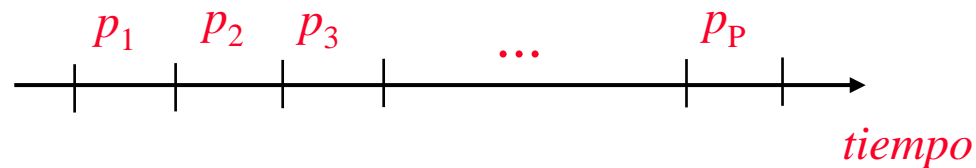
- ❑ A medida que acortamos el alcance temporal del modelo, más detallada tiene que ser la representación del equipo generador.
- ❑ En el medio plazo se utilizó una representación temporal por niveles de carga...



...que no permitiría modelar acoplamientos temporales intra-semanales.

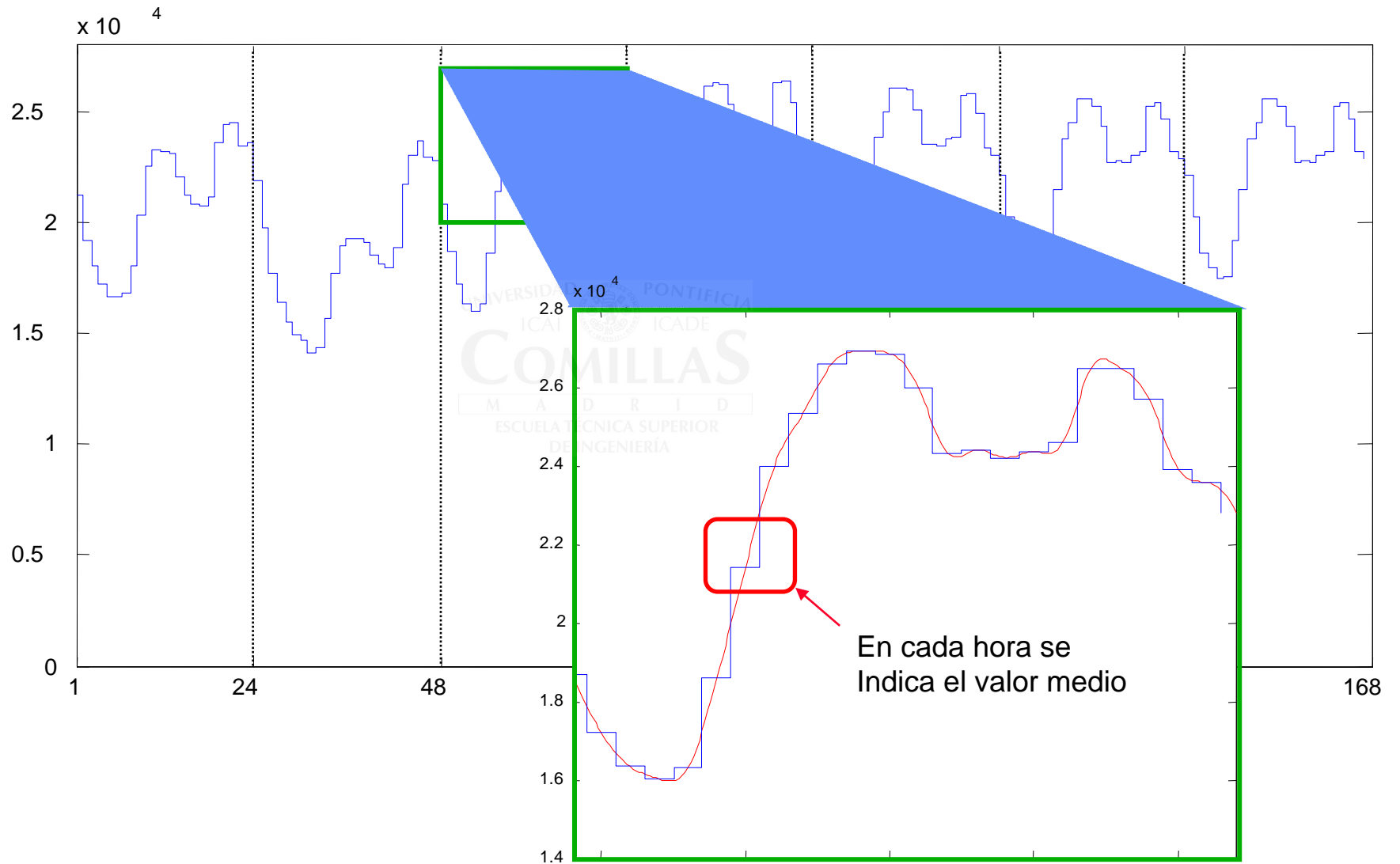
# Representación cronológica

- En el modelo semanal será necesario utilizar una representación cronológica del tiempo para capturar el efecto de los acoplamientos temporales (rampas de los grupos térmicos, tiempos de paso en las cuencas hidráulicas, flexibilidad en los arranques-paradas, permitir diversos modos de funcionamiento, etc):



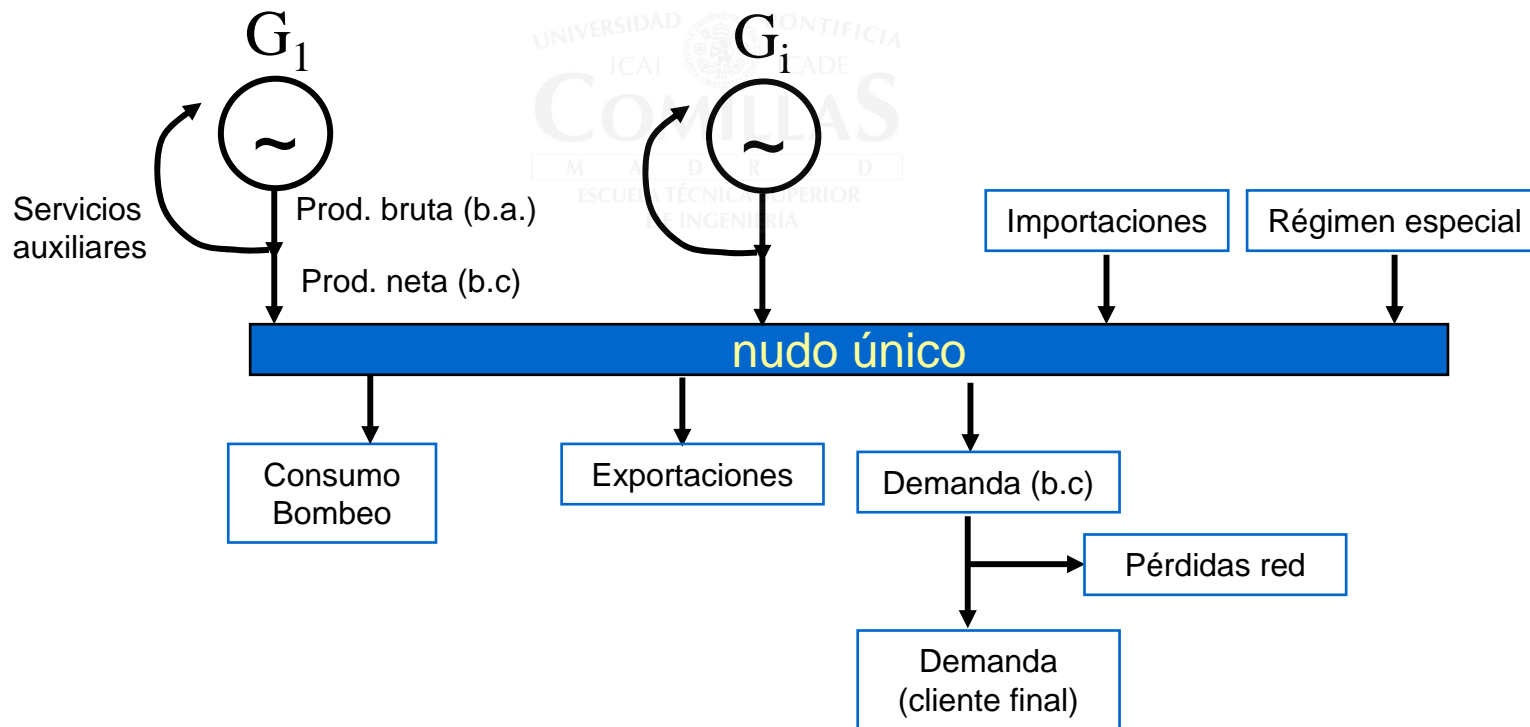
- Distinguir entre variables que representan el valor medio en cada período horario, de las que representan el valor instantáneo al comienzo o al final de la hora.

# Ejemplo: demanda semanal



# Hipótesis de modelado

- ❑ Sistema de transporte de nudo único: no se modelará la **red de transporte** en detalle:
  - ✓ Utilizaremos distintos modos de funcionamiento para forzar la producción de ciertos grupos por restricciones de red.

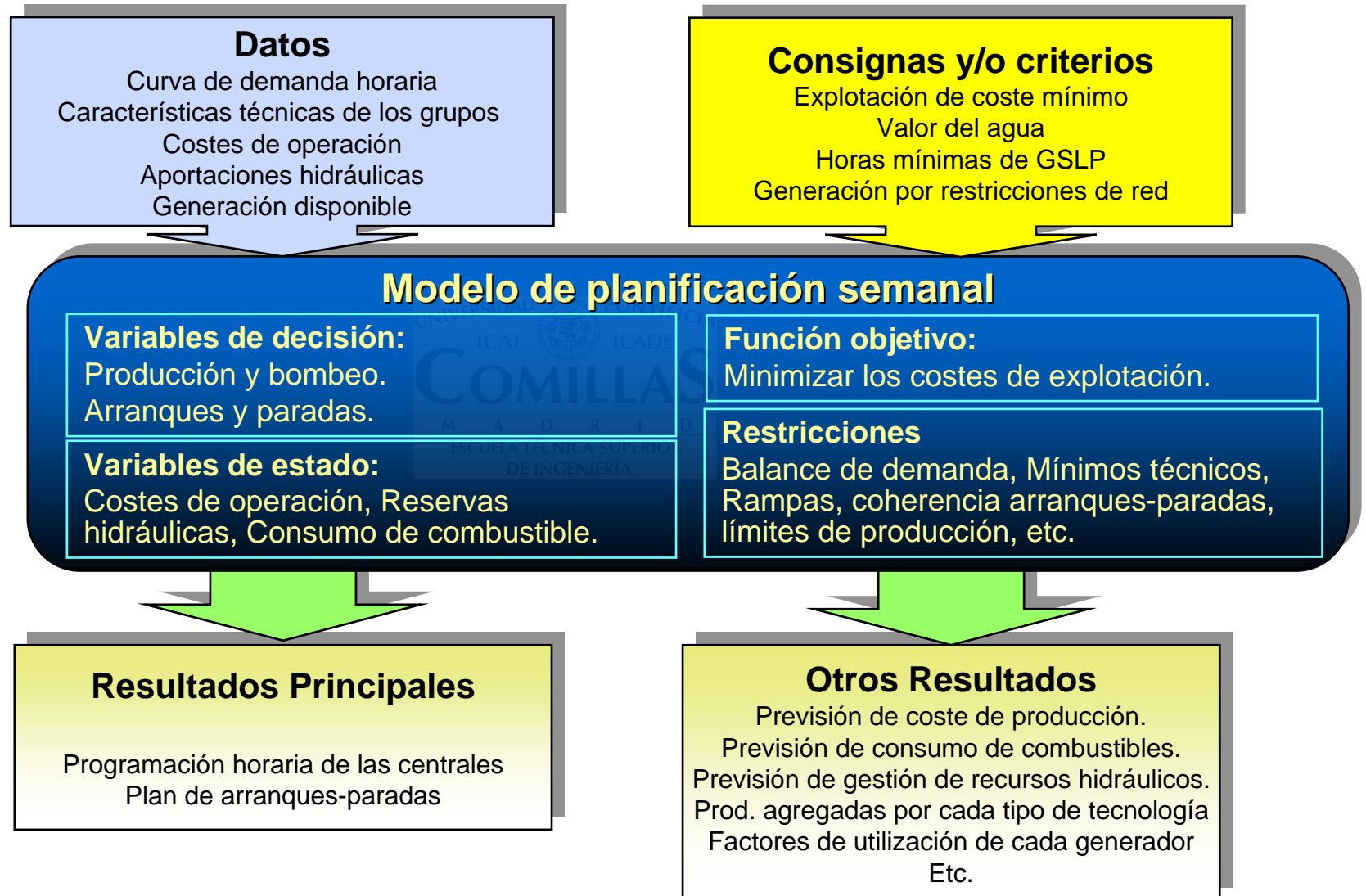


# Hipótesis de modelado

---

- Sí es necesario modelar la **evolución cronológica del sistema** hora a hora:
  - ✓ Utilizamos una representación temporal de períodos horarios (se podrían agrupar horas consecutivas para reducir el tamaño)
- Sí se permitirá que un grupo térmico pueda arrancar o parar en cualquier hora:
  - ✓ Se podría “ayudar” al optimizador limitando las horas típicas de arranques y paradas para eliminar variables binarias.
- Respecto a las **cuencas hidráulicas**:
  - ✓ Se utilizará un modelo agregado equivalente por cada cuenca hidráulica.
  - ✓ Posteriormente se mostrará el modelado físico de una cuenca
- Planteamiento **determinista**.

# Modelo de explotación semanal



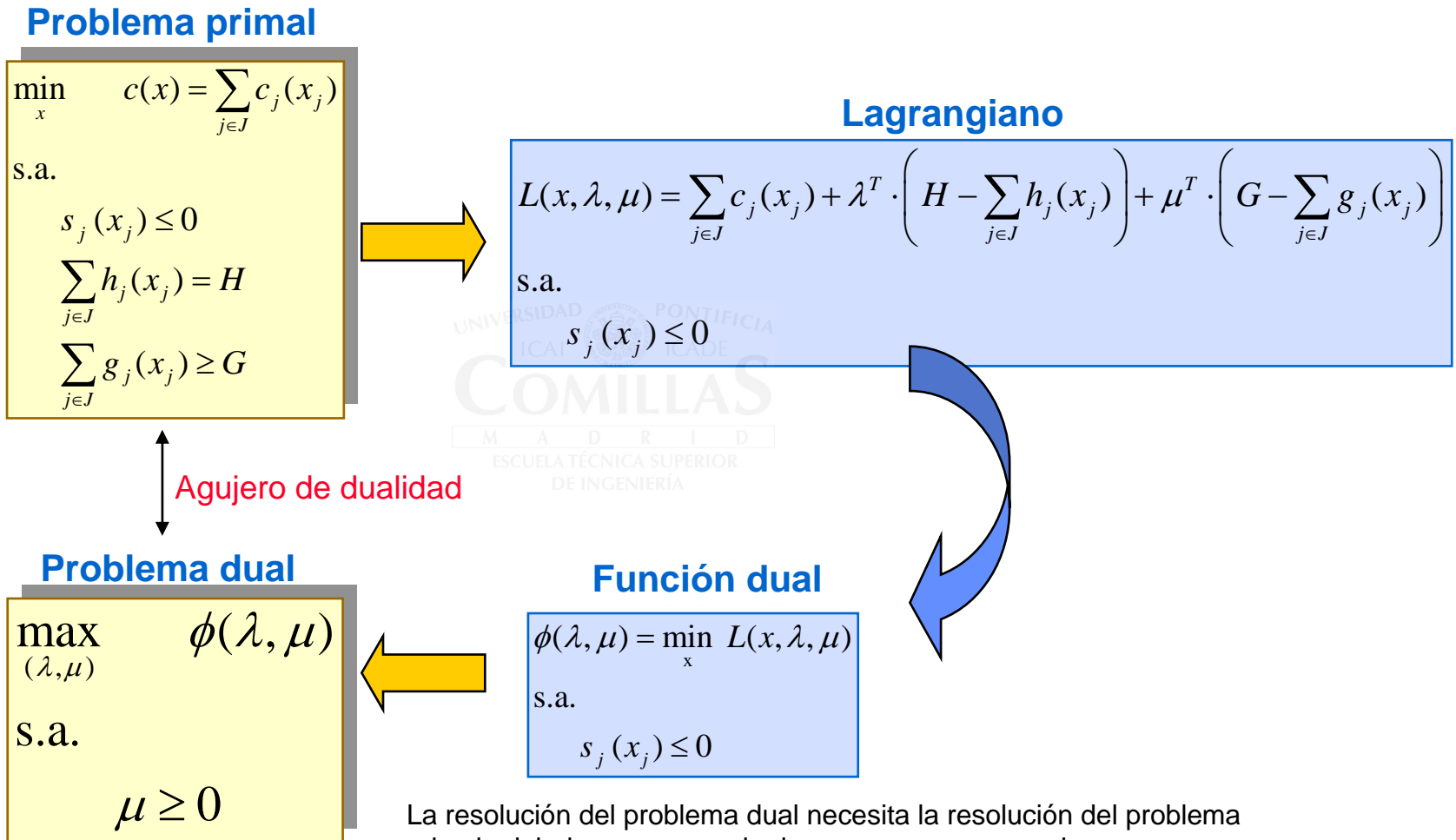
# Técnicas de resolución

---

- Las principales técnicas que aparecen en la literatura son:
  - ✓ lista de mérito
  - ✓ programación dinámica (DP)
  - ✓ programación lineal más heurísticos (LP)
  - ✓ programación lineal entera-mixta (MILP)
    - Se asignan variables  $\{0,1\}$  a las decisiones discretas
  - ✓ relajación lagrangiana (LR):
    - se resuelve el problema dual, *duality gap* si primal no convexo.
    - proceso iterativo. Los subproblemas son fácilmente resolubles.
    - actualización de los multiplicadores mediante subgradiente (sin memoria), mediante hiperplanos secantes (con memoria), etc.
  - ✓ lagrangiano aumentado (ALR) evitar oscilaciones
  - ✓ técnicas de inteligencia artificial: sist. expertos, RNA, GA



# Fundamentos LR



La resolución del problema dual necesita la resolución del problema primal relajado que se puede descomponer: se resuelve un subproblema por cada central térmica.

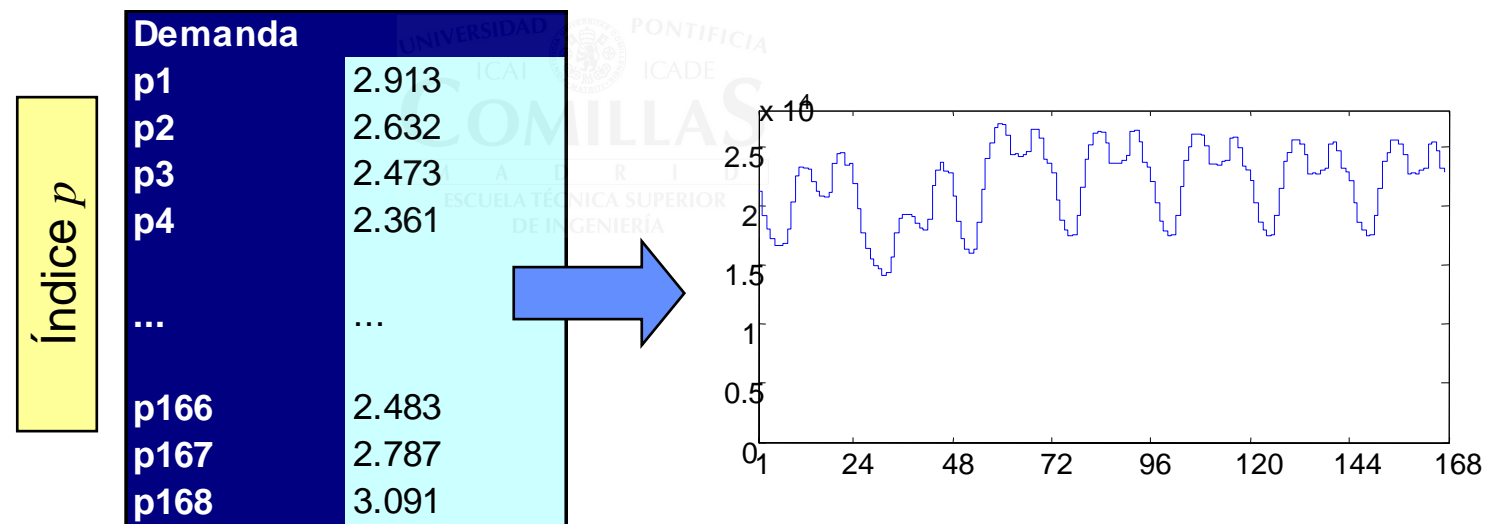
# Formulación MILP

---

- ❑ A continuación se presenta una formulación del problema de programación horaria de un sistema utilizando para ello técnicas MILP (*branch & bound*).
- ❑ Mediante esta técnica, la solución se obtiene mediante la resolución directa de un problema de optimización (sin necesidad de descomponer).
- ❑ La facilidad del modelado es una virtud muy importante. Hoy en día existen potentes *solvers* que permiten resolver problemas de gran tamaño (ej. CPLEX, OSL, etc).
- ❑ En la siguiente sesión veremos la implantación en GAMS

# Datos de entrada al modelo: Demanda y reserva rodante

- ❑ Valor de la demanda en cada período horario  $d_p$  [MW]
- ❑ Se introducirá como un parámetro:

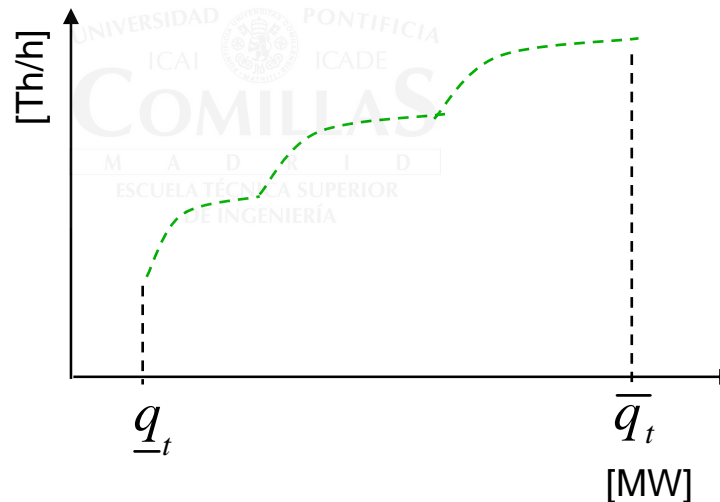


- ❑ La reserva rodante  $rod_p$  [MW] se introducirá análogamente

# Datos de entrada al modelo:

## Características técnicas de los grupos

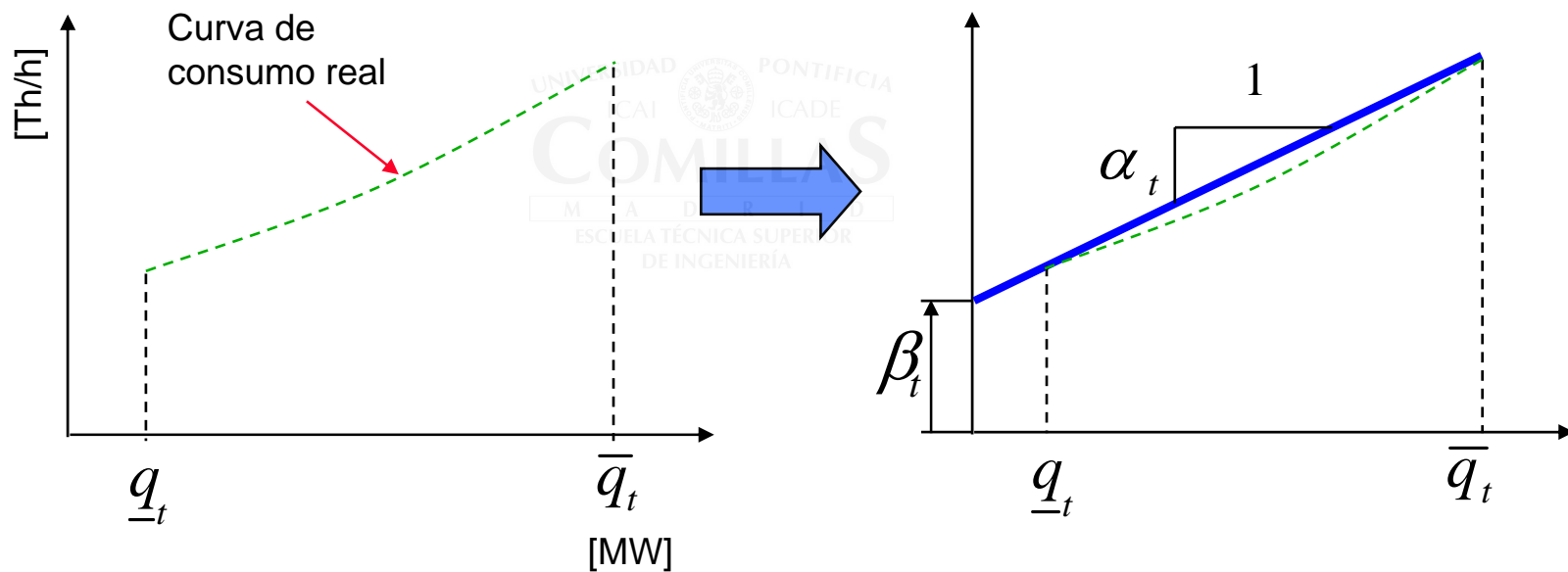
- ❑ Dependiendo de la tecnología (carbón, gas, CCGT, etc), las curvas características de entrada-salida son diferentes.
- ❑ Las válvulas de admisión, o la interacción entre los dos ciclos del CCGT, pueden producir discontinuidades y no convexidades.



- ❑ Solución: aproximación por funciones lineales a tramos.

# Datos de entrada al modelo: Características técnicas de los grupos

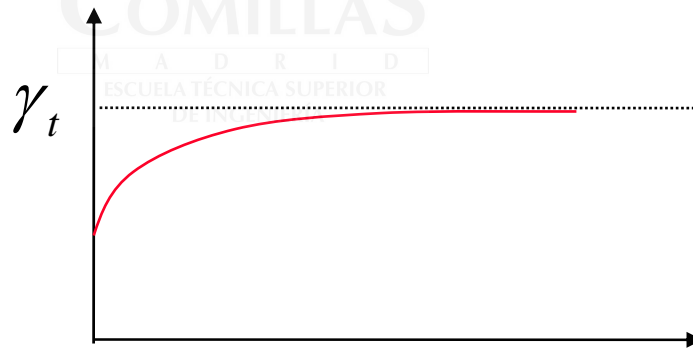
- Se utilizará la misma caracterización que en el modelo de medio plazo (MMP):



# Datos de entrada al modelo:

## Características técnicas de los grupos

- ❑ El coste de arranque: coste en el que se incurre cuando se pone en funcionamiento un grupo térmico debido a los requerimientos de T y P en la caldera.
- ❑ Dos tipos:
  - ✓ Cuando se no se mantiene la temperatura ni la presión: el coste aumenta exponencialmente con el tiempo.



El coste de arranque varía entre un valor mínimo y el coste de arranque en frío  $\gamma_t$ .

- ✓ Cuando sí se mantienen ambas: el coste de arranque depende linealmente del tiempo que la central lleva desacoplada.
- ❑ Supondremos que es constante e igual a  $\gamma_t$

# Datos de entrada al modelo:

## Características técnicas de los grupos

---

- El coste de parada representa el desaprovechamiento de combustible asociado a la parada de un grupo.
- También permite internalizar el desgaste que tiene para la vida útil del equipo realizar las maniobras de arranque-parada.
- Por simplificar el problema, supondremos que su valor es un porcentaje del coste de arranque (pej. el 10%).

# Datos de entrada al modelo:

## Características técnicas de los grupos

□ Órdenes de magnitud de la térmica (análogo al MMP):

Tecnología	Consumo de combustible			Potencia bruta		Factor para potencia neta
	Término lineal	Término fijo	Arranque frío	P <sub>máx</sub>	P <sub>mín</sub>	
	$\alpha_i$ [Th/MWh]	$\beta_i$ [Th/h]	$\gamma_i$ [Th]	$\bar{q}_i$ [MW]	$\underline{q}_i$ [MW]	$k_i$ [%]
Lignito pardo	3000	15000	2000000	350	230	93.5
Lignito negro	2600	3000	2000000	350	210	95
Hulla y antracita	2300	35000	1400000	350	220	93
Carbón importación	2200	60000	1900000	550	180	97
Fuel-oil	2100	90000	1100000	540	140	95.5
Gas	2000	80000	700000	380	140	95
CCGTs	1300	90000	1100000	400	200	98



# Datos de entrada al modelo:

## Características técnicas de los grupos

---

- Rampas: La variación de la potencia generada entre dos horas consecutivas está limitada.
- Existen varios tipos:
  - ✓ Rampa de subida
  - ✓ Rampa de bajada
  - ✓ Rampa de arranque
  - ✓ Rampa de parada
- Cuando el grupo está acoplado, el valor de la rampa depende de si el grupo está dando banda (regulación secundaria).
- En este modelo se supondrá una única rampa de subida  $rs_t$  y otra de bajada  $rb_t$  [MW/h]

# Datos de entrada al modelo: Costes de operación

## □ Grupos térmicos:

- ✓ El **consumo de combustible** valorado a su coste  $f_t$  [€/Th], que representa el coste del aprovisionamiento.
- ✓ **Primas al consumo del carbón nacional** = disminución de  $f_t$ .

Tecnología	Coste de combustible [€/kTh]	Coste medio de producción			Coste de arranque en frío €
		A mínimo técnico €/MWh	(Pmax+Pmin)/2 €/MWh	A plena carga €/MWh	
Lignito pardo	8	24.52	24.41	24.34	16000
Lignito negro	8.5	22.22	22.19	22.17	17000
Hulla y antracita	8	19.67	19.38	19.20	11200
Carbón importación	7	17.73	16.55	16.16	13300
Fuel-oil	20	54.86	47.29	45.33	22000
Gas	20	51.43	46.15	44.21	14000
CCGTs	18	31.50	28.80	27.45	16200

- ✓ Coste de operación y **mantenimiento**  $O_t$  [€/MWh]

# Datos de entrada al modelo: Valor del agua

- ❑ **Grupos hidráulicos:** ¿Podemos suponer que no tienen coste como se propuso en el MMP?
- ❑ Hay que incorporar las señales del largo plazo en el modelo semanal para evitar políticas miopes.

El futuro envía una “condición de contorno”



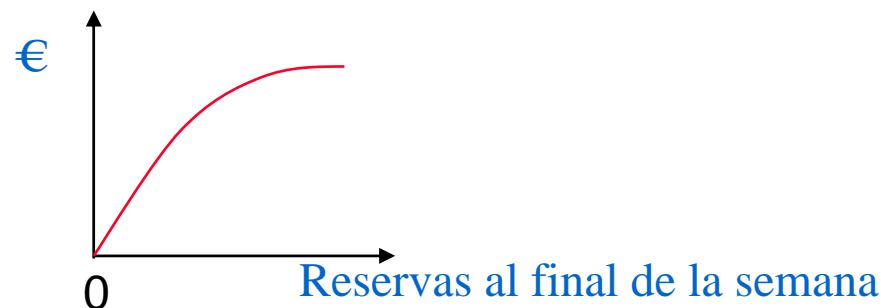
- ❑ Estas señales pueden ser de tres tipos:

✓ primales (consigna de reserva final)

$$w_{hp} = w_h^* \quad p = P$$

✓ duales (precios)  $\mu_h^w$

✓ curvas de valor futuro



# Datos de entrada al modelo:

## Consignas especiales

---

- ❑ Para incorporar las consignas del largo plazo asociadas a la garantía de potencia, así como para forzar el funcionamiento de ciertos grupos que deben entrar por restricciones, es posible plantear distintos modos de funcionamiento:
  - ✓ Must-run (grupo siempre acoplado)
  - ✓ Must-run a plena carga
  - ✓ Must-run a mínimo técnico

# Variables del modelo:

## Variables de decisión

---

- ❑ Producciones de los grupos:
  - ✓ **Potencia neta** del grupo térmico  $t$  en el periodo  $p$ :  $q_{tp}$  [MW].
  - ✓ **Potencia neta** de la central  $h$  en el periodo  $p$ :  $q_{hp}$  [MW].
- ❑ Bombeo:
  - ✓ **Consumo de bombeo** de la  $h$  en el periodo  $p$ :  $b_{hp}$  [MW].
- ❑ Acoplamiento de los grupos térmicos:
  - ✓ **Decisión de arranque** del grupo térmico  $t$  al comienzo del periodo  $p$ :  $y_{tp}$  [0/1].
  - ✓ **Decisión de parada** del grupo térmico  $t$  al comienzo del periodo  $p$ :  $z_{tp}$  [0/1].

Arranque:  $y_{tp} = 1$

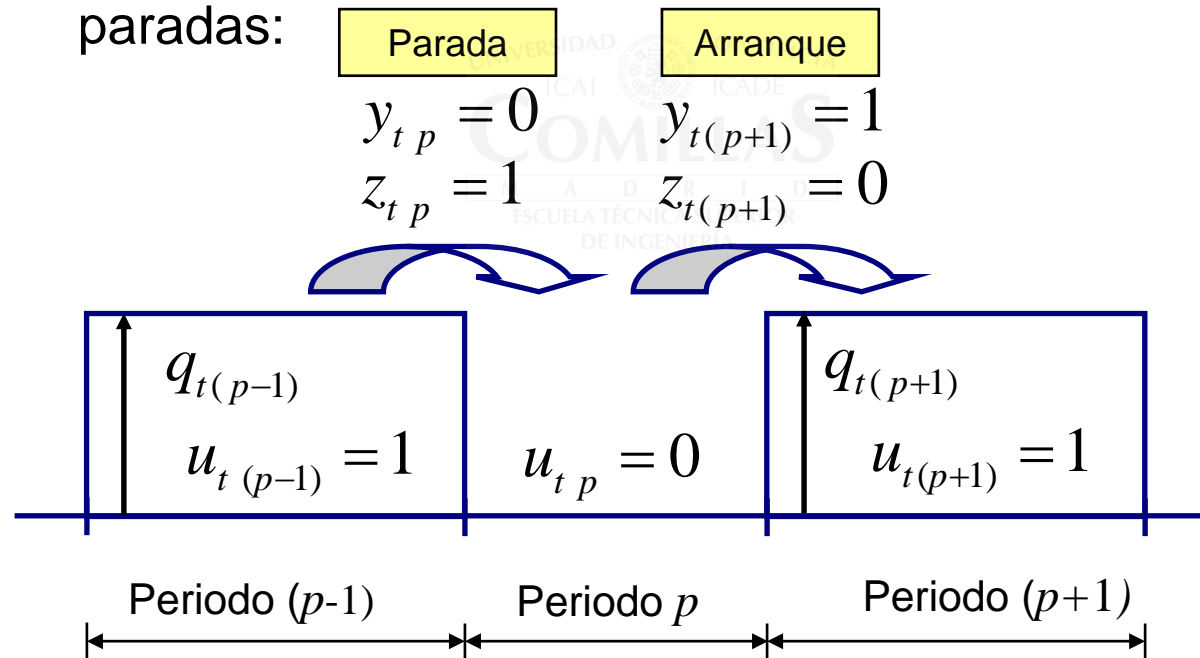
Parada:  $z_{tp} = 1$

# Variables del modelo:

## Variables de estado

### □ Acoplamiento de los grupos térmicos:

- ✓ **Decisión de acoplamiento** del grupo térmico  $t$  durante el periodo  $p$ :  $u_{tp}$  [0/1].
- ✓ Debe respetarse la coherencia lógica entre arranques y paradas:



# Restricciones: Satisfacción de la demanda

- ❑ En cada periodo es necesario que la **producción neta** de electricidad sea igual a la **demanda**:

$$\sum_t q_{tp} + \sum_h q_{hp} - b_{hp} = d_p$$

↑                      ↑                      ↑  
Potencia            Potencia            Potencia  
térmica neta      hidráulica neta    demandada

- ❑ Para evitar posibles infactibilidades, introducimos el concepto de potencia no servida que será penalizada en la función objetivo.

$$\sum_t q_{tp} + \sum_h q_{hp} - b_{hp} + pns_p = d_p$$

# Restricciones:

## Satisfacción de la reserva rodante

---

- En cada periodo es necesario que exista margen de reserva entre la potencia generada y la máxima que se podría generar:

$$\sum_t (u_{tp} \cdot \bar{q}_{tp} - q_{hp}) = rod_p$$



# Restricciones:

## □ Potencia bruta máxima:

$$q_{tp} \leq u_{tp} k_t \bar{q}_t$$

$$q_{hp} \leq k_t \bar{q}_h$$

$$b_{hp} \leq \bar{b}_h$$

## □ Mínimo técnico:

$$q_{tp} \geq u_{tp} k_t \underline{q}_t$$

$$q_{hp} \geq flu_{hp}$$

$$b_{hns} \geq 0$$

Potencia fluyente

## □ Continuidad en el embalse

$$w_{hp} = w_{hp-1} - [q_{hp} + s_{hp} - \eta_h b_{hp}] + i_{hp}$$

$$\underline{w}_h \leq w_{hp} \leq \bar{w}_h$$

$$w_{hp} = w_h^* \quad p = P$$

Energía de vertidos

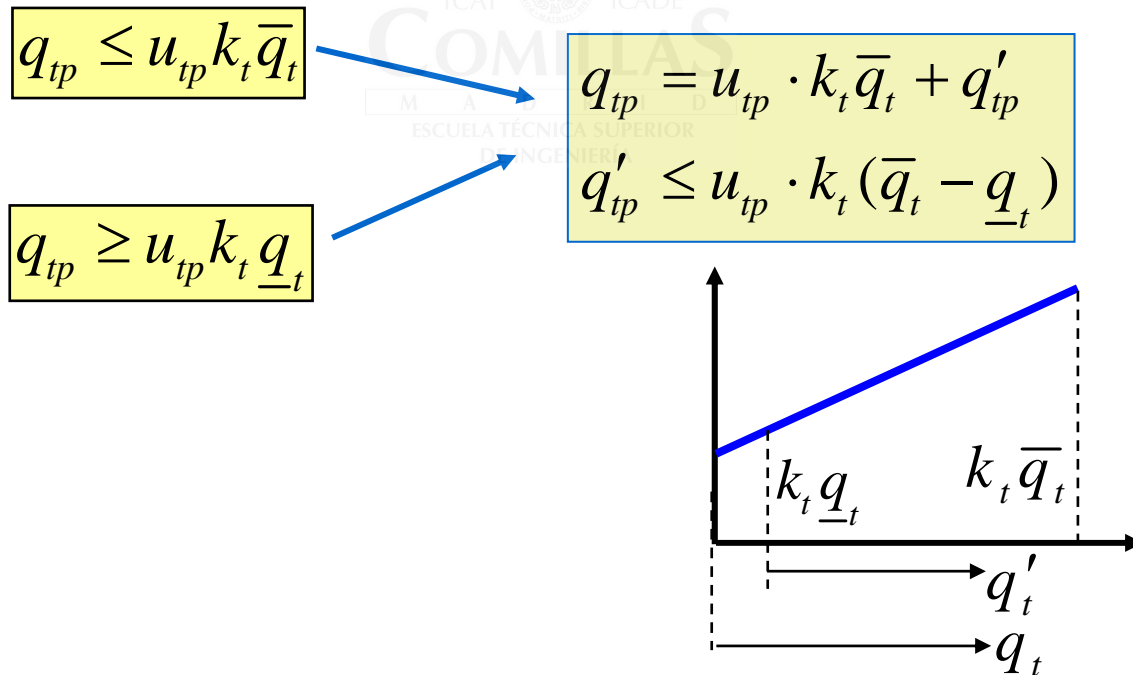
Consigna de reserva al final de la semanal

Esto es una simplificación. La mayoría de los grupos de bombeo lo hacen a una potencia fija

# Restricciones:

## □ Formulación alternativa para la térmica.

- ✓ Definimos una nueva variable: potencia acoplada por encima del mínimo técnico.
- ✓ Esta formulación es útil para dividir la curva en varios segmentos lineales.



# Restricciones:

## □ Coherencia arranque-acoplamiento y parada:

$$u_{t(p-1)} = u_{tp} - y_{tp} + z_{tp}$$

- Arrancar y parar tiene asociado un coste por lo que la solución  $y=1$  y  $z=1$ , aunque verifique la lógica, no se da.
- Si  $u$ ,  $y$  son variables  $\{0,1\}$ ,  $z$  puede relajarse para disminuir el número de variables binarias.
- Para el primer período hay que tomar como inicio el estado inicial del grupo.

## □ Rampas

$$q'_{tp} - q'_{t(p-1)} \leq rs_t$$

$$q'_{t(p-1)} - q'_{tp} \leq rb_t$$

## □ Tiempos mínimos de parada $\tau_t$

$$a_{t(p+\tau)} + a_{t(p-1)} - a_{tp} \leq 1$$

$$\forall p = p_1, \dots, p_{168} \quad \forall \tau = 1, \dots, \min\{168 - p, \tau_t - 1\}$$

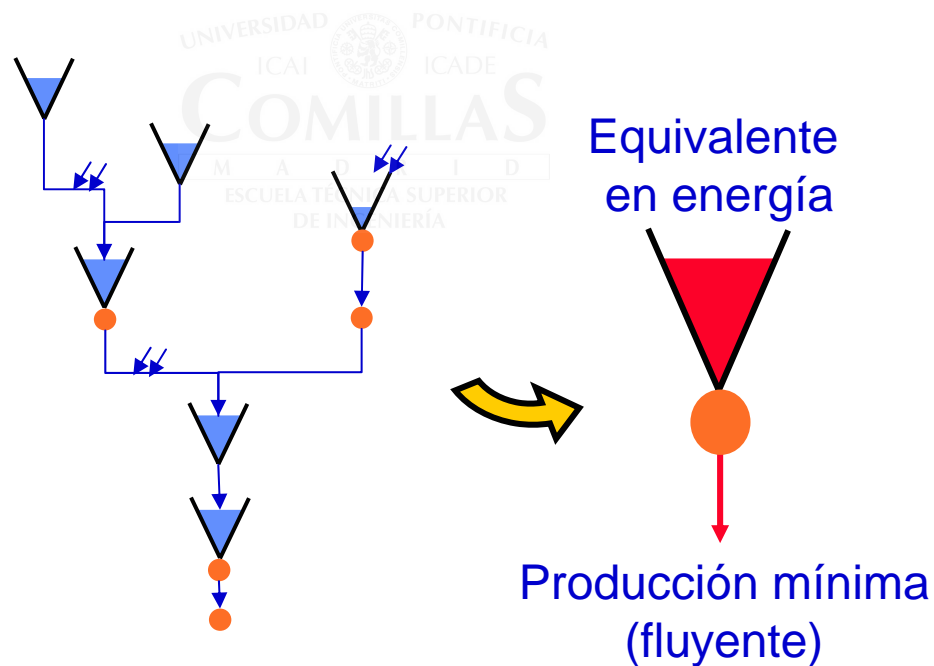
# Función objetivo

- ❑ La función objetivo es la minimización del coste de explotación, incluyendo el coste de la potencia no servida.

$$\text{Min} \sum_p \left[ c^{pns} pns_p + \sum_t \left[ f_t \left[ \beta_t u_{tp} + \gamma_t y_{tp} + \theta_t y_{tp} + \alpha_t \frac{q_{tp}}{k_t} \right] + o_t q_{tp} \right] \right]$$

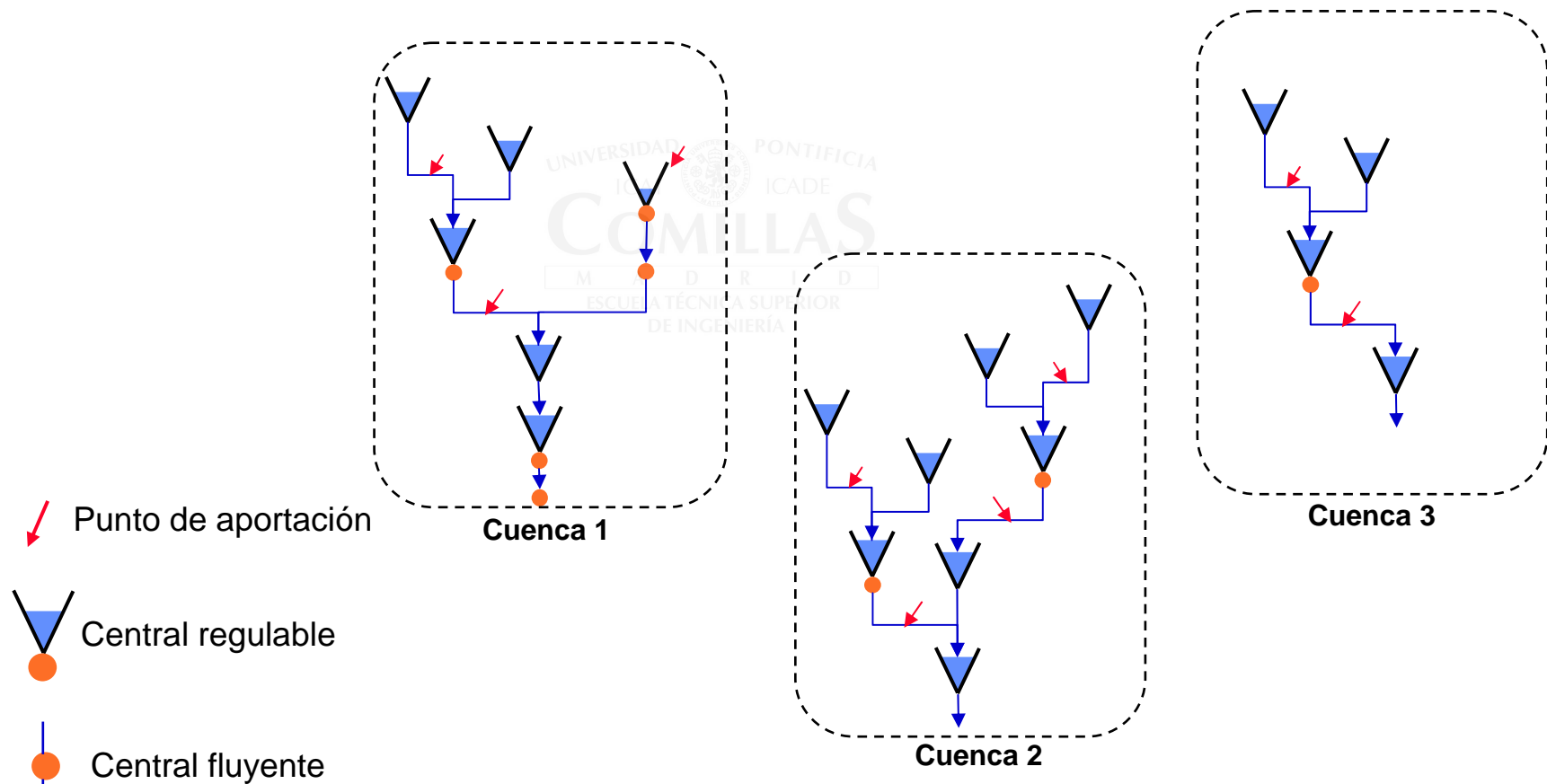
# Generación hidráulica

- Relaciones espacio-temporales muy complejas y características no lineales  $\Rightarrow$  es habitual la utilización de representaciones agregadas como se ha mostrado en el modelo propuesto.

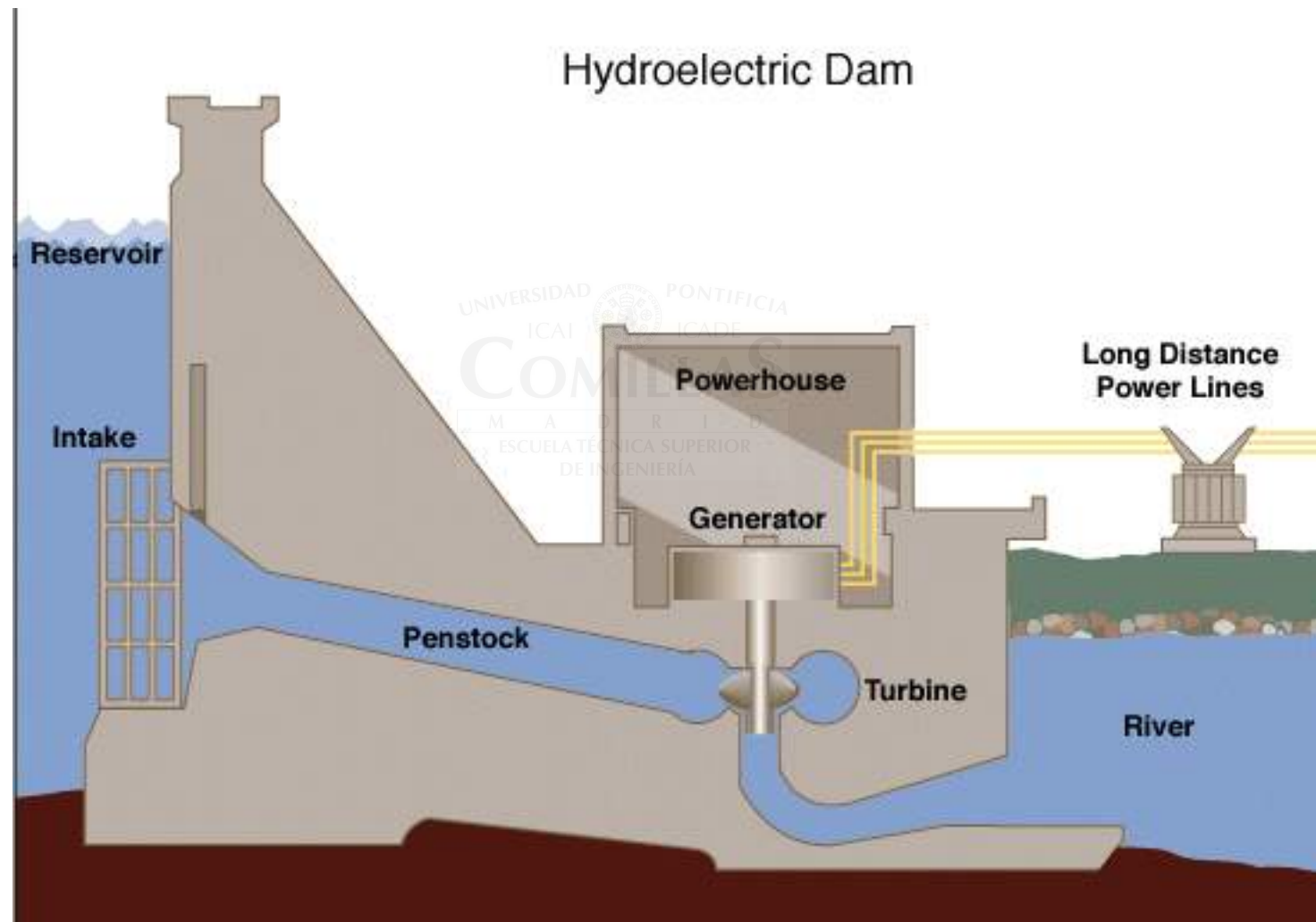


# Generación hidráulica

- Un sistema hidráulico se suele dividir en un conjunto de cuencas hidráulicas desacopladas entre ellas:



# Esquema de una central hidráulica



# Generación hidráulica

- Las centrales hidráulicas están formadas por uno o varios grupos hidroeléctricos. La potencia que puede producir cada una de estas turbinas dependerá del caudal de agua turbinado y del salto hidráulico (diferencia entre los niveles de agua entre los que se turbinan).

$$p = \underbrace{\eta}_{\text{rendimiento}} \cdot \underbrace{\rho \cdot g \cdot q \cdot h}_{\text{valor ideal}}$$

Diagram illustrating the components of the power equation  $p = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot q \cdot h$ :

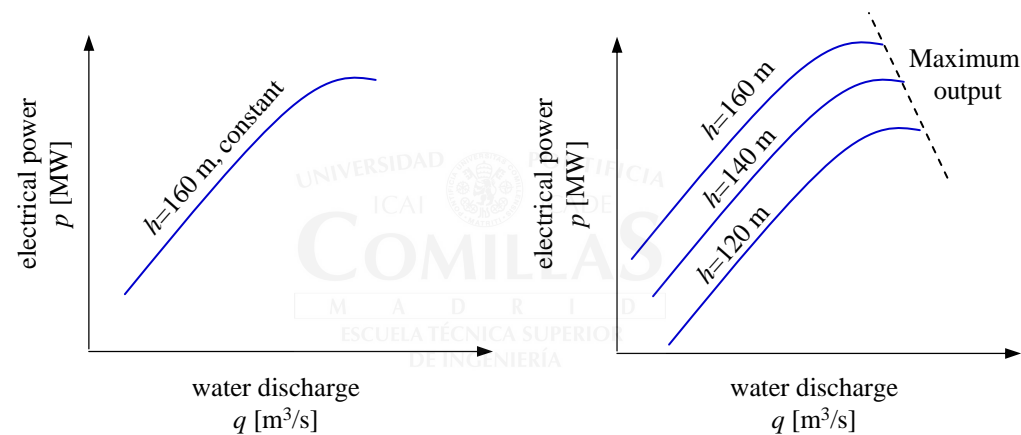
- $\eta$ : rendimiento
- $\rho$ : densidad del agua
- $g$ : aceleración de la gravedad
- $q$ : caudal
- $h$ : salto neto

- Además de las características nominales máximas y mínimas (potencia y caudal), existen límites operativos que dependen no linealmente del salto.



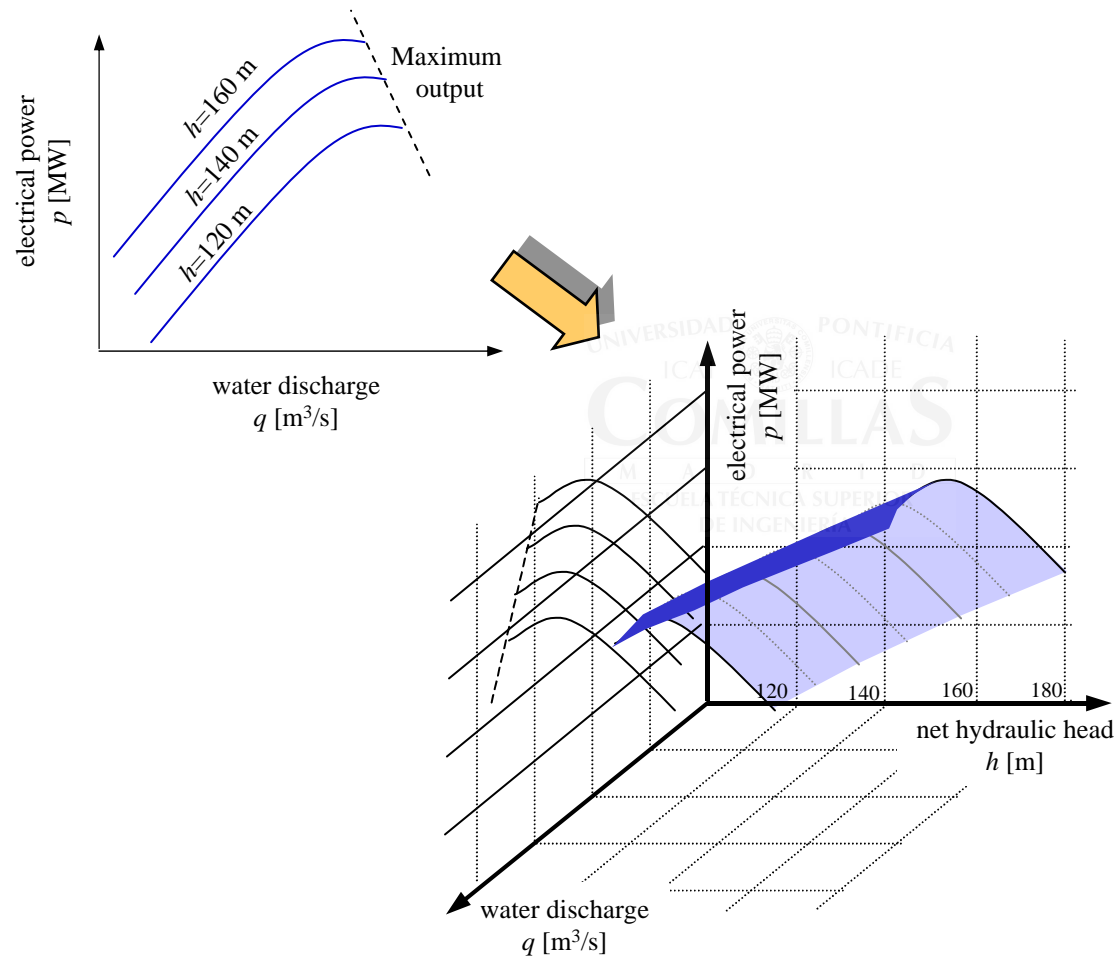
# Curva característica

- Así pues, es posible caracterizar a cada unidad hidráulica mediante sus curvas características



Muchas veces, en los modelos de corto plazo se desprecia la dependencia con el salto. Sin embargo en algunos sistemas, esta influencia del salto puede ser significativa, incluso en una semana.

# Superficie característica



$$p_i = \Phi_i(q_i, h_i)$$

potencia

caudal turbinado

salto neto

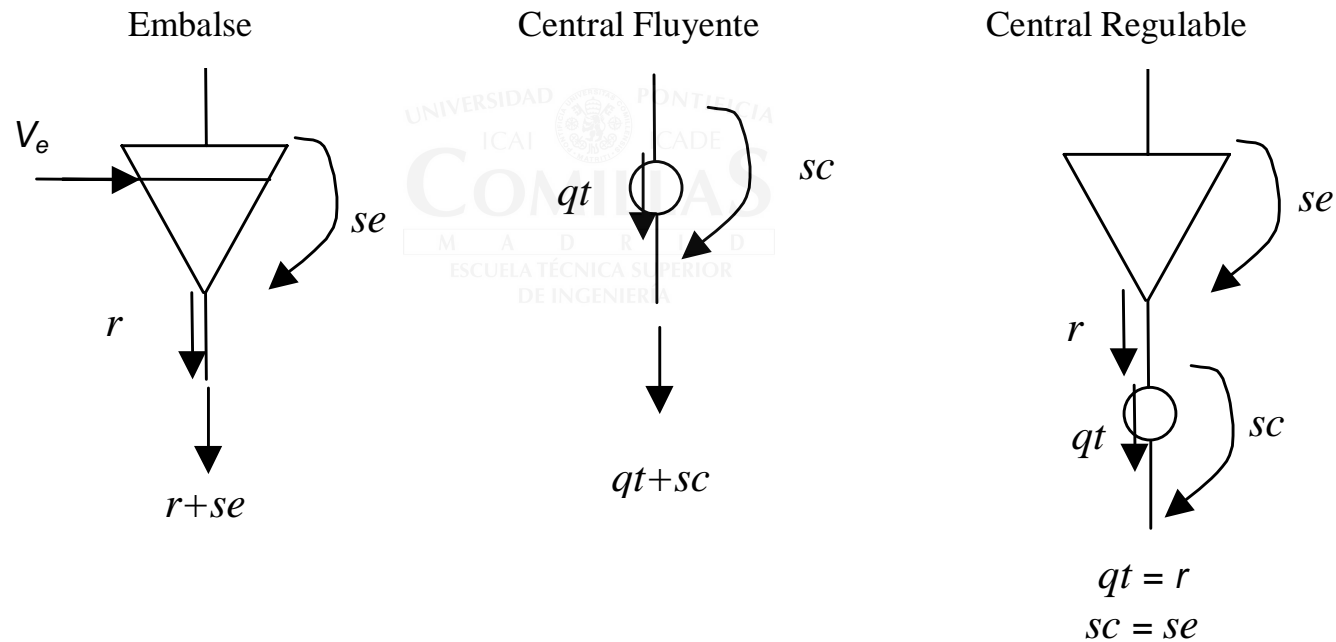
# Técnicas de modelado de la hidráulica

---

- ❑ Los modelos de puramente hidráulicos suelen utilizar como variable de estado el volumen de reservas del embalse.
- ❑ La relación entre el volumen y el salto es no lineal y depende de la cubicación del embalse:  $h = h(v)$ .
- ❑ Una aproximación muy frecuente es caracterizar a la central mediante un coeficiente energético  $c$  que dependa del volumen  $p = c(v) \cdot q$ .
- ❑ En las centrales fluyentes, este coeficiente energético se considera constante.

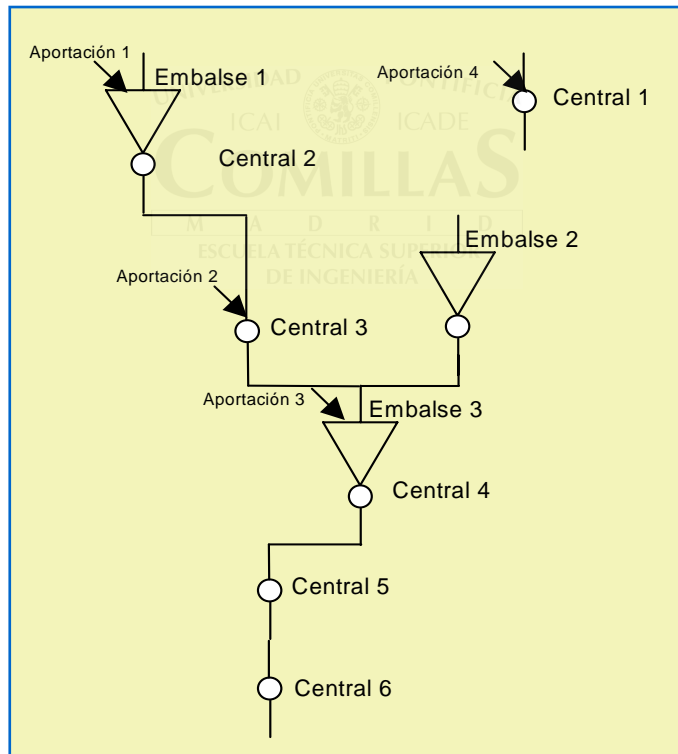
# Técnicas de modelado de la hidráulica

□ Las variables de decisión:



# Ejercicio

- Plantear las ecuaciones de balance hidráulico para una cuenca como la de la figura siguiente:



# Notación

---

## □ Índices:

$p$  periodos horarios

$t$  grupo térmico

$h$  grupo hidráulico

## □ Datos generales del modelo:

$d_p$  demanda en período  $p$  [MW]

# Notación

---

## □ Datos del grupo térmico $t$ :

$\bar{q}_t, \underline{q}_t$	potencia bruta máxima y mínima [MW]
$\alpha_t$	término lineal de la curva de consumo [Th/MWh]
$\beta_t$	término fijo de la curva de consumo [Th/h]
$\gamma_t$	consumo de arranque [Th]
$\theta_t$	coste de parada [€]
$k_t$	factor de conversión de potencia bruta a neta [p.u.]
$f_t$	coste unitario de combustible [€/kTh]
$o_t$	coste de operación y mantenimiento [€/MWh]

# Notación

## □ Datos de la central hidráulica $h$ :

$\bar{q}_h, \underline{q}_h$	potencia bruta máxima y mínima en turbinación [MW]
$\bar{b}_h, \underline{b}_h$	potencia bruta máxima y mínima en bombeo [MW]
$\bar{w}_h, \underline{w}_h$	nivel máximo y mínimo de llenado del embalse [MWh]
$\eta_h$	rendimiento del ciclo turbinación/bombeo [p.u.]
$i_{hp}$	aportaciones naturales en el periodo $p$ [MWh]
$k_h$	factor de conversión de potencia bruta a neta [p.u.]
$flu_{hp}$	potencia fluyente en el período $p$ [MW]



# Notación

---

## □ Variables del grupo térmico $t$ :

$q_p$	potencia en el periodo $p$ [MW]
$q'_p$	potencia acoplada por encima del mínimo técnico en $p$ [MW]
$u_p$	decisión de acoplamiento en el periodo $p$
$y_p$	decisión de arranque al comienzo del periodo $p$
$z_p$	decisión de parada al comienzo del periodo $p$
$c_p$	coste de explotación en el periodo $p$ [€]

## □ Variables de la central hidráulica $h$ :

$q_{hp}$	potencia de turbinación en el periodo $p$ [MW]
$b_{hp}$	potencia de bombeo mixto en el periodo $p$ [MW]
$w_{hp}$	energía en el embalse al final del periodo $p$ [MWh]