

Modelos de planificación de la explotación de la generación eléctrica

Andrés Ramos

Universidad Pontificia Comillas, Madrid

22 de mayo de 2008

Objetivos del tema

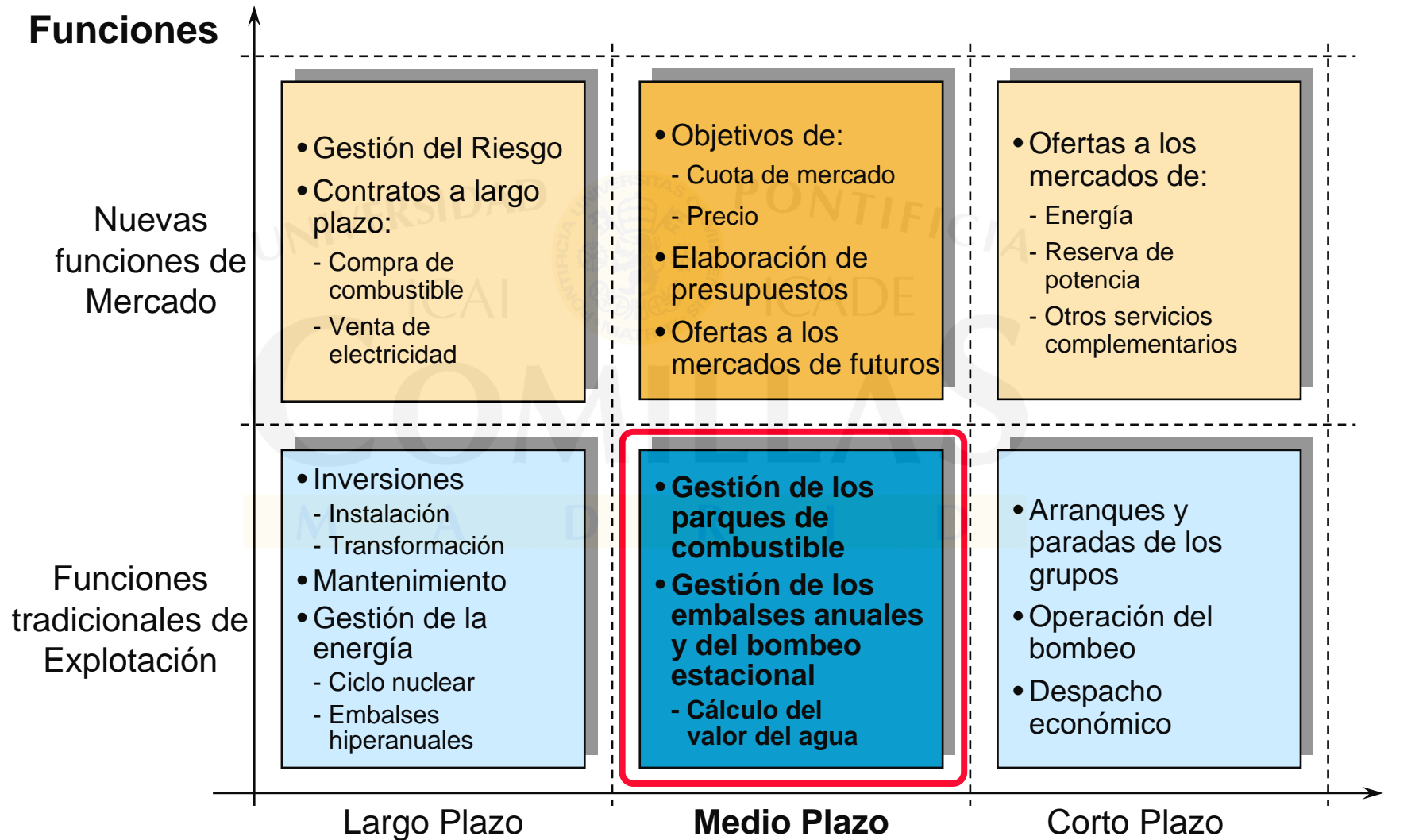
□ Entender:

- ✓ Qué es un **modelo de planificación de la explotación de medio plazo**
- ✓ Para qué se utilizan
- ✓ Ver **cómo se formulan** estos modelos como problemas de optimización lineal entera mixta (MIP)
- ✓ Qué resultados principales producen

Contenido

- **Planificación de la explotación de la generación a medio plazo.**
 - Caracterización del sistema.
 - Variables.
 - Restricciones.
 - Función objetivo.
 - Estructura del problema.
 - Variables duales.
 - Notación.
 - Gestión del mantenimiento programado.

Funciones de planificación de la operación de la generación



Funciones de un modelo de planificación de la generación

❑ Planificación de la **operación**

- ✓ **Mantenimiento preventivo** programado de grupos térmicos y nucleares
- ✓ Gestión del **ciclo de combustible nuclear**, de los **embalses anuales** y del **bombeo estacional** y de la **demanda interrumpible**
- ✓ Análisis de **cobertura de la demanda**
- ✓ Previsión de **compras/consumos de combustibles**

❑ Planificación **económica**

- ✓ Previsión **económica** anual de precios del mercado e ingresos/costes de explotación

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 modelo se va a desprestigiar la incertidumbre asociada a los factores anteriores.

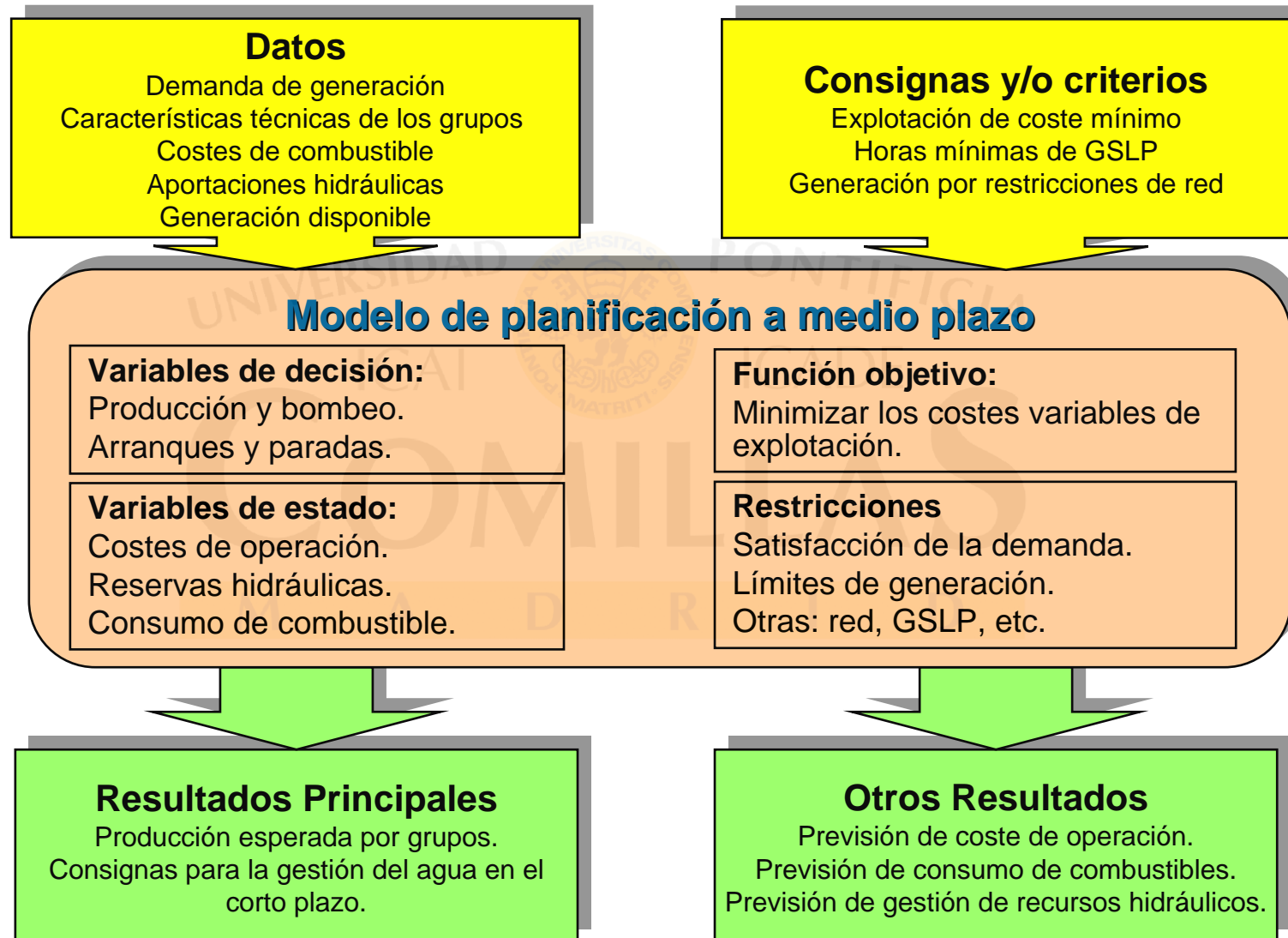
Enfoque determinista

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 parar 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 cada cuenca hidráulica.

Modelo de planificación a medio plazo



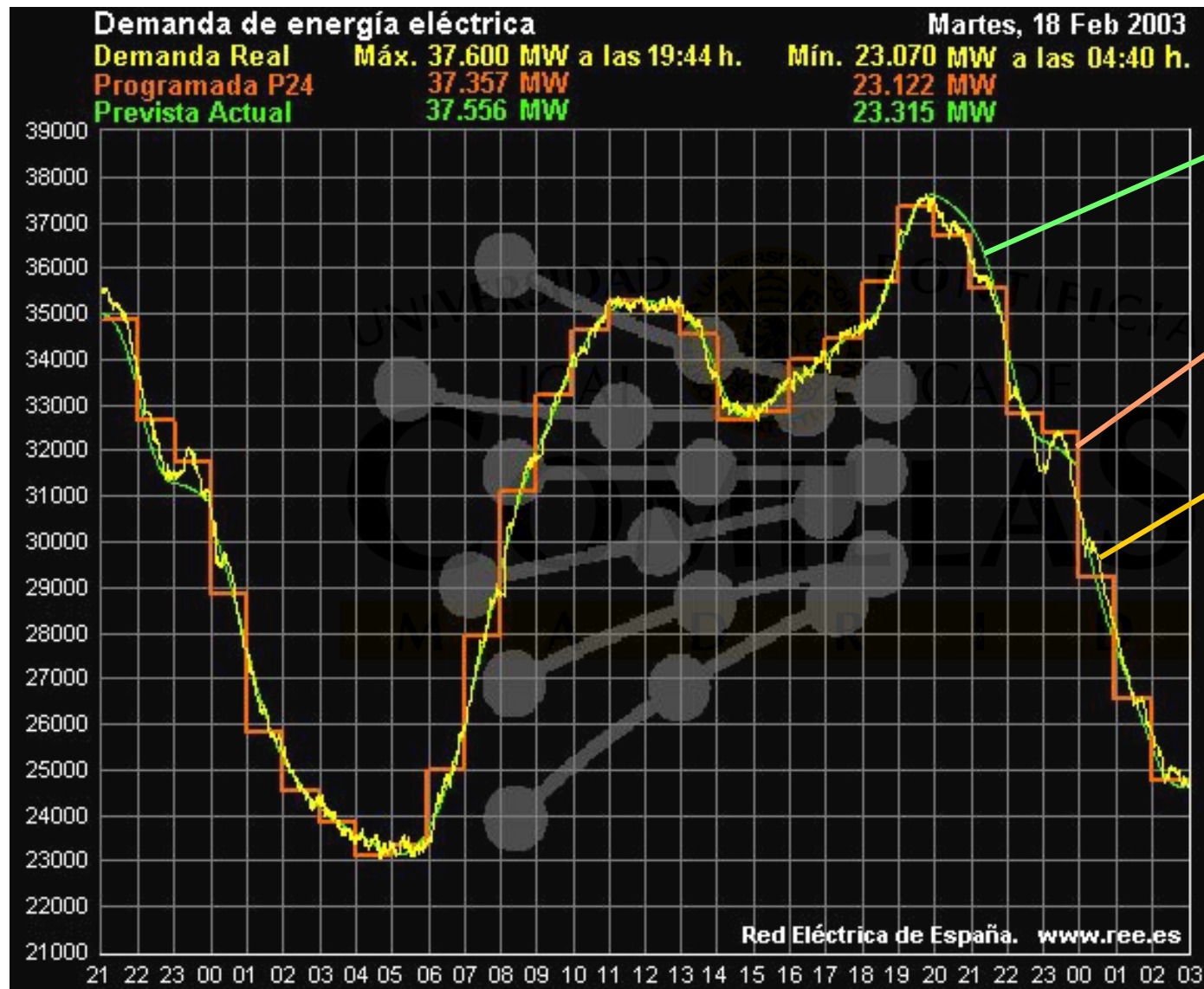
Contenido

- Planificación de la explotación de la generación a medio plazo.
- **Caracterización del sistema.**
- Variables.
- Restricciones.
- Función objetivo.
- Estructura del problema.
- Variables duales.
- Notación.
- Gestión del mantenimiento programado.

Caracterización del sistema

- División temporal
- Demanda
- Generación térmica
- Generación hidráulica y bombeo

Demanda diaria

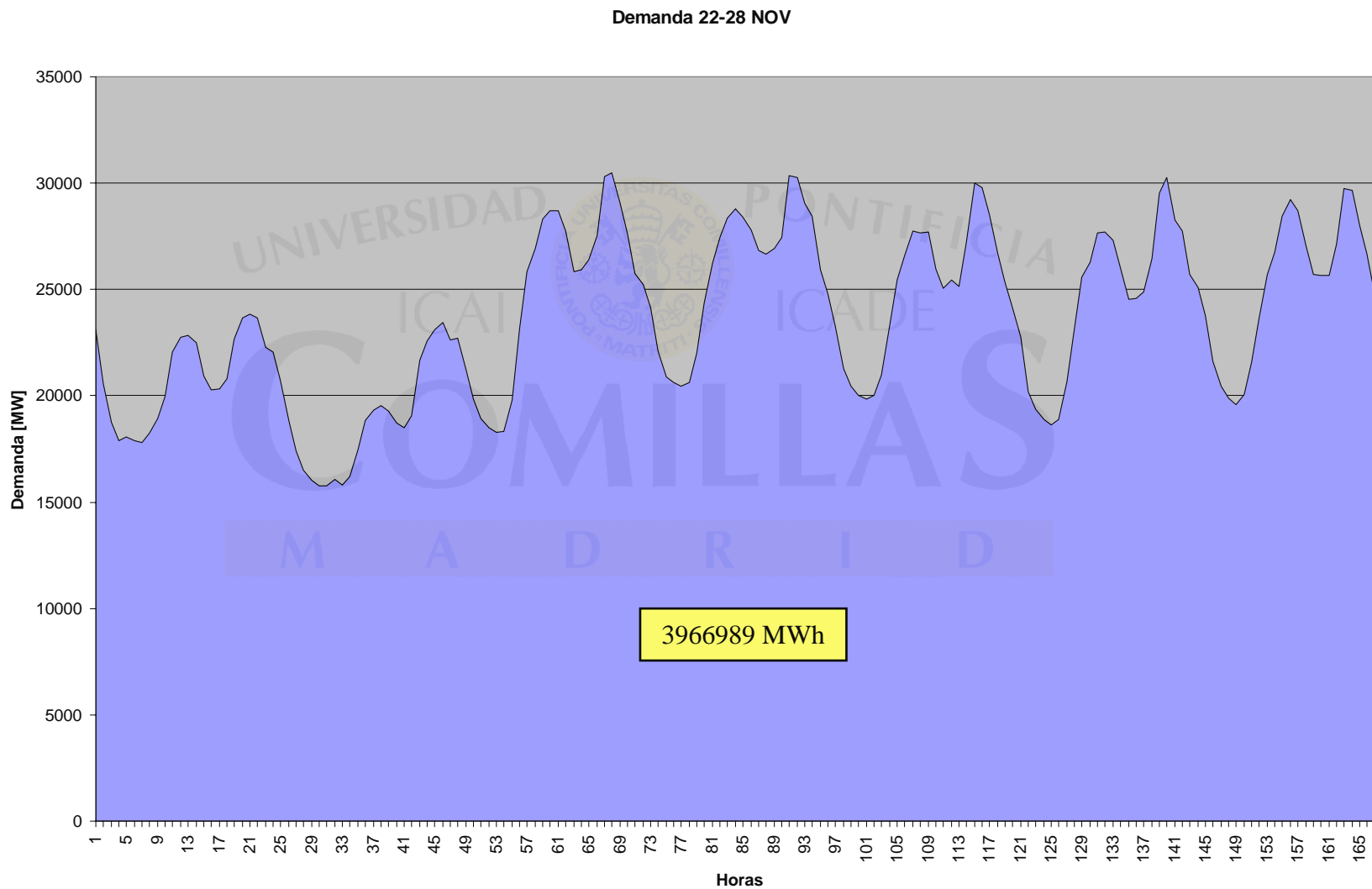


Demanda prevista

Demanda casada

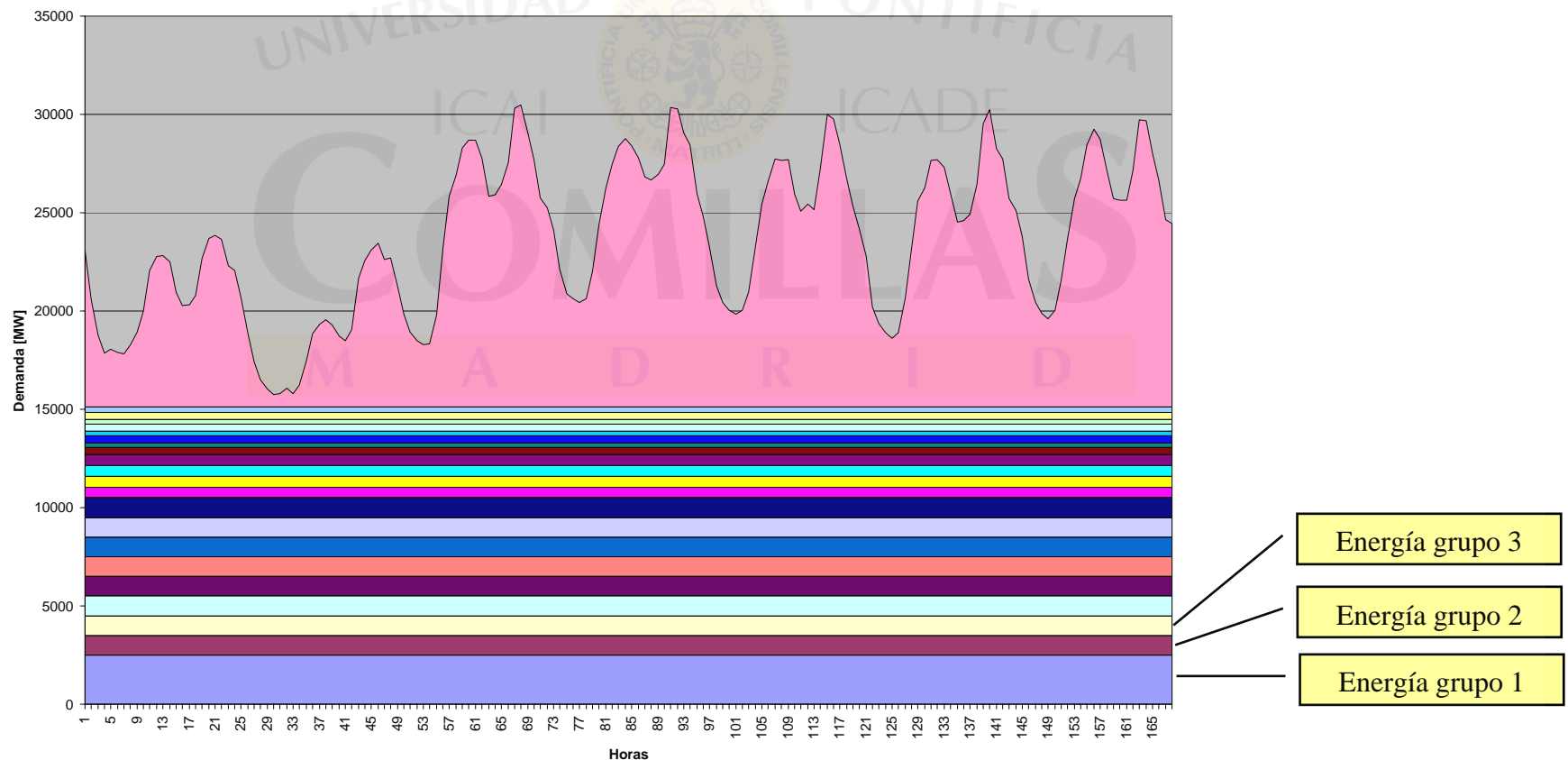
Demanda real

Demanda semanal



Despacho de los grupos térmicos

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



Planificación tradicional de la generación a medio plazo

Horizonte:

✓ Año 2008

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

Datos de entrada al modelo:

Demanda

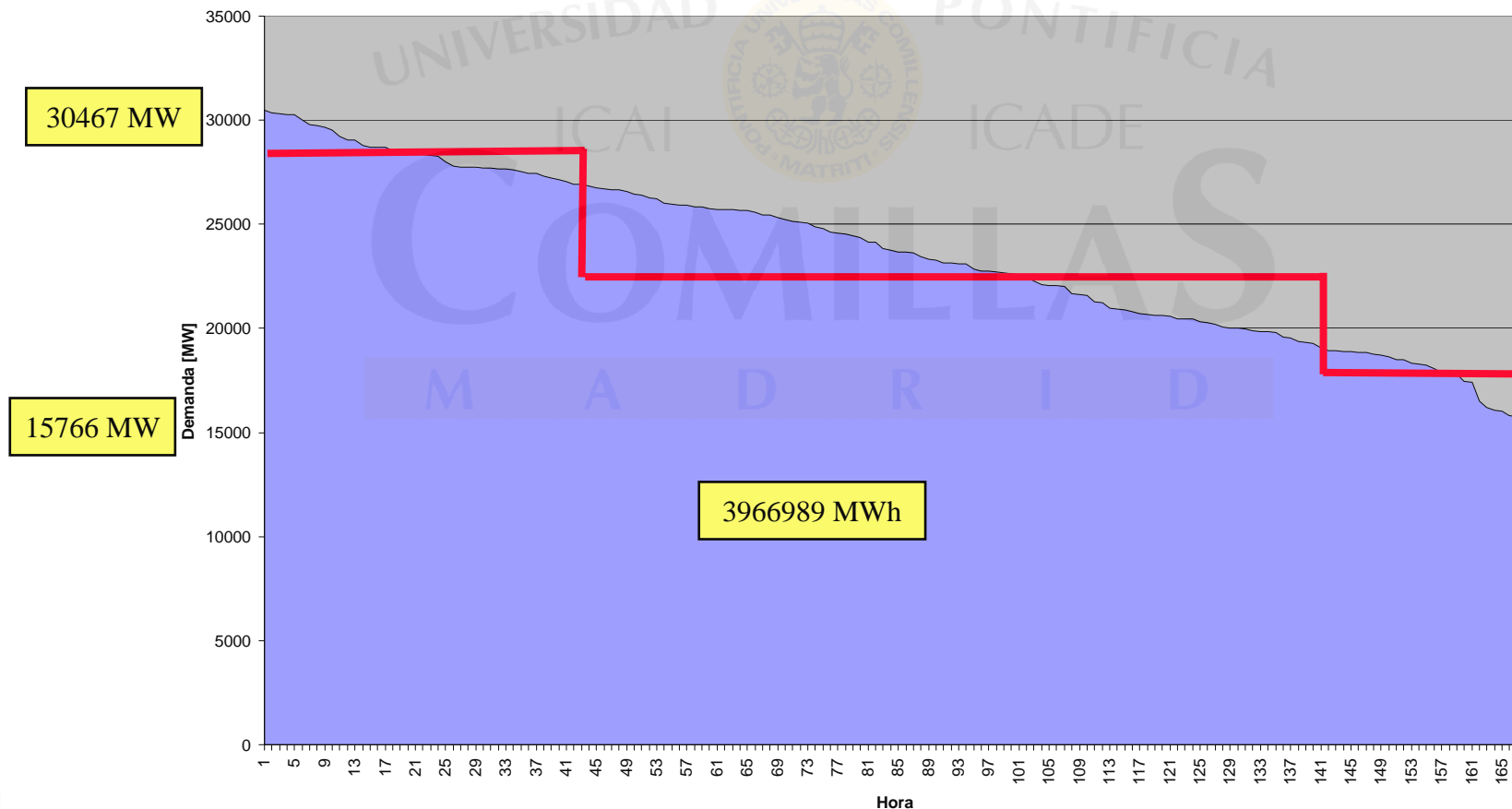
□ Clasificación de la demanda:

- ✓ 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. Se supone constante en todas las horas.

Monótona decreciente

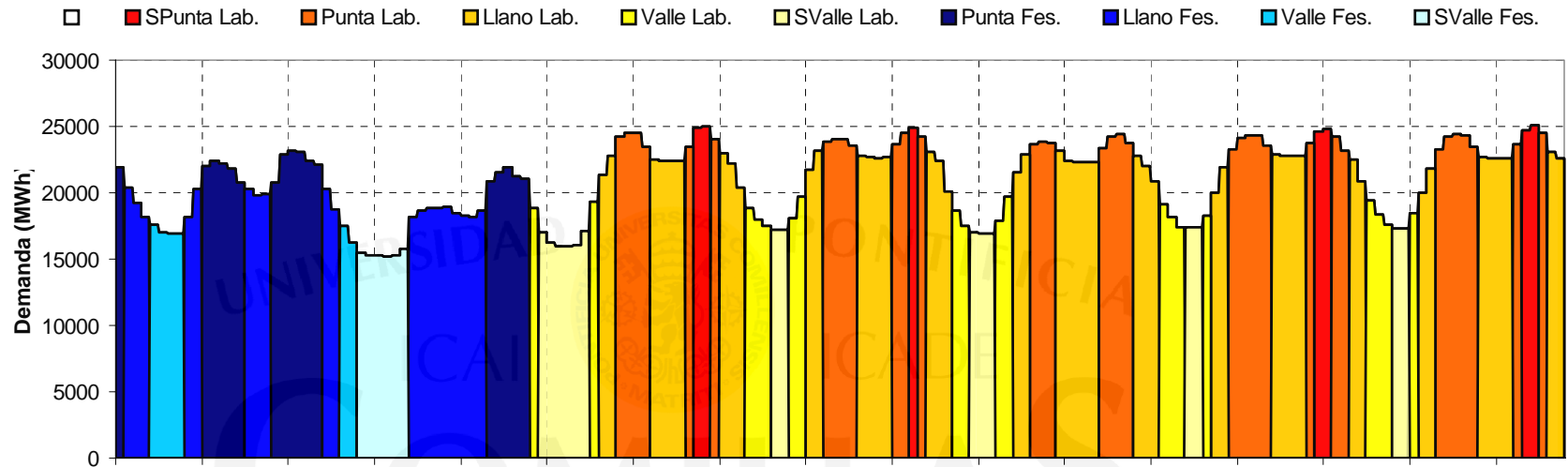
- ✓ Ordenación decreciente de los 168 valores de demanda
- ✓ Área = energía total semanal

Monótona decreciente semana 22-28 NOV



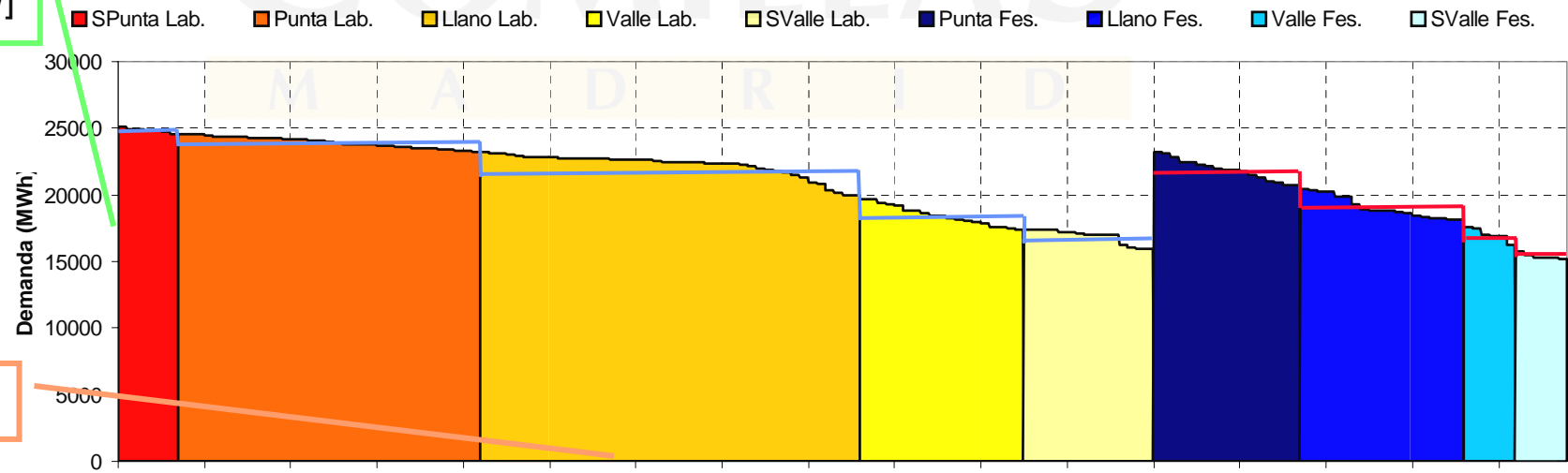
Datos de entrada al modelo: Demanda

Demanda de la primera semana de Marzo de 2003



Demanda de la primera semana de Marzo de 2003

Demanda d_{psn} [MW]



Duración a_{psn} [h]

Datos de entrada al modelo:

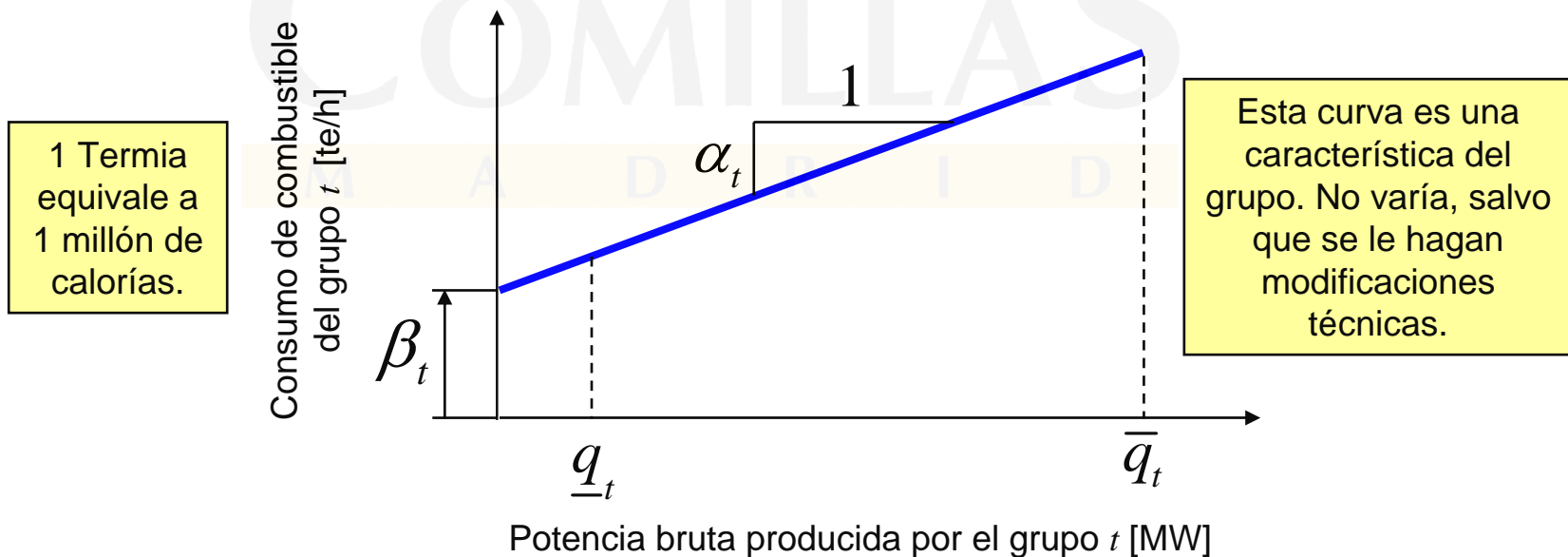
Características técnicas de los grupos

□ 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: β_t [te/h]

Término lineal: α_t [te/MWh]



Datos de entrada al modelo:

Características técnicas de los grupos

□ Grupos térmicos: modelado básico

- ✓ Consumo de combustible para arranque en frío: γ_t [te]
- ✓ Factor de conversión de potencia bruta a potencia neta debido a consumos propios o de servicios auxiliares: k_t [%]
ó [p.u.]

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

Datos de entrada al modelo: Características técnicas de los grupos

□ Grupos térmicos: modelado básico

✓ Órdenes de magnitud:

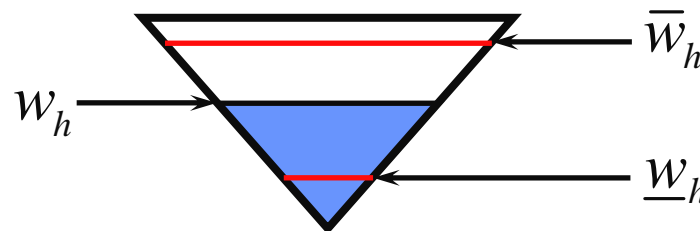
Tecnología	Consumo de combustible			Potencia bruta		Factor consumo SSAA
	Término lineal	Término fijo	Arranque frío	P _{máx}	P _{mín}	
	[te/MWh]	[te/h]	[te]	[MW]	[MW]	[%]
Lignito pardo	3000	15000	2000000	350	230	93.5
Lignito negro	2600	3000	2000000	350	210	95
Hulla y antracita	2300	35000	1400000	350	220	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

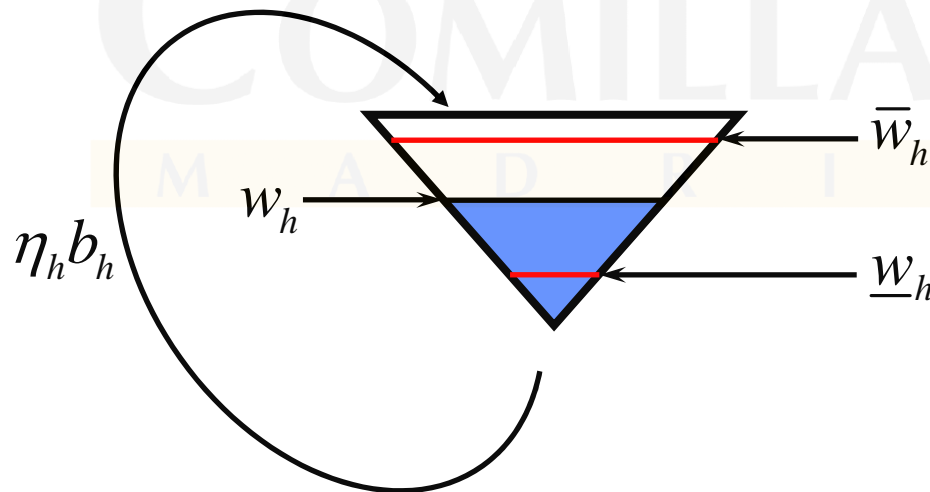
- ✓ Representamos cada **cuenca hidráulica** por medio de una **central equivalente**, incluyendo un **embalse equivalente**.
- ✓ Para referirnos a cada central equivalente usaremos el **índice h**
- ✓ Potencia bruta máxima y mínima de la central h : $\bar{q}_h, \underline{q}_h$ [MW]
- ✓ El nivel de 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: η_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 [€/te]

Tecnología	Coste de combustible [€/kte]	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 variable de **operación y 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.

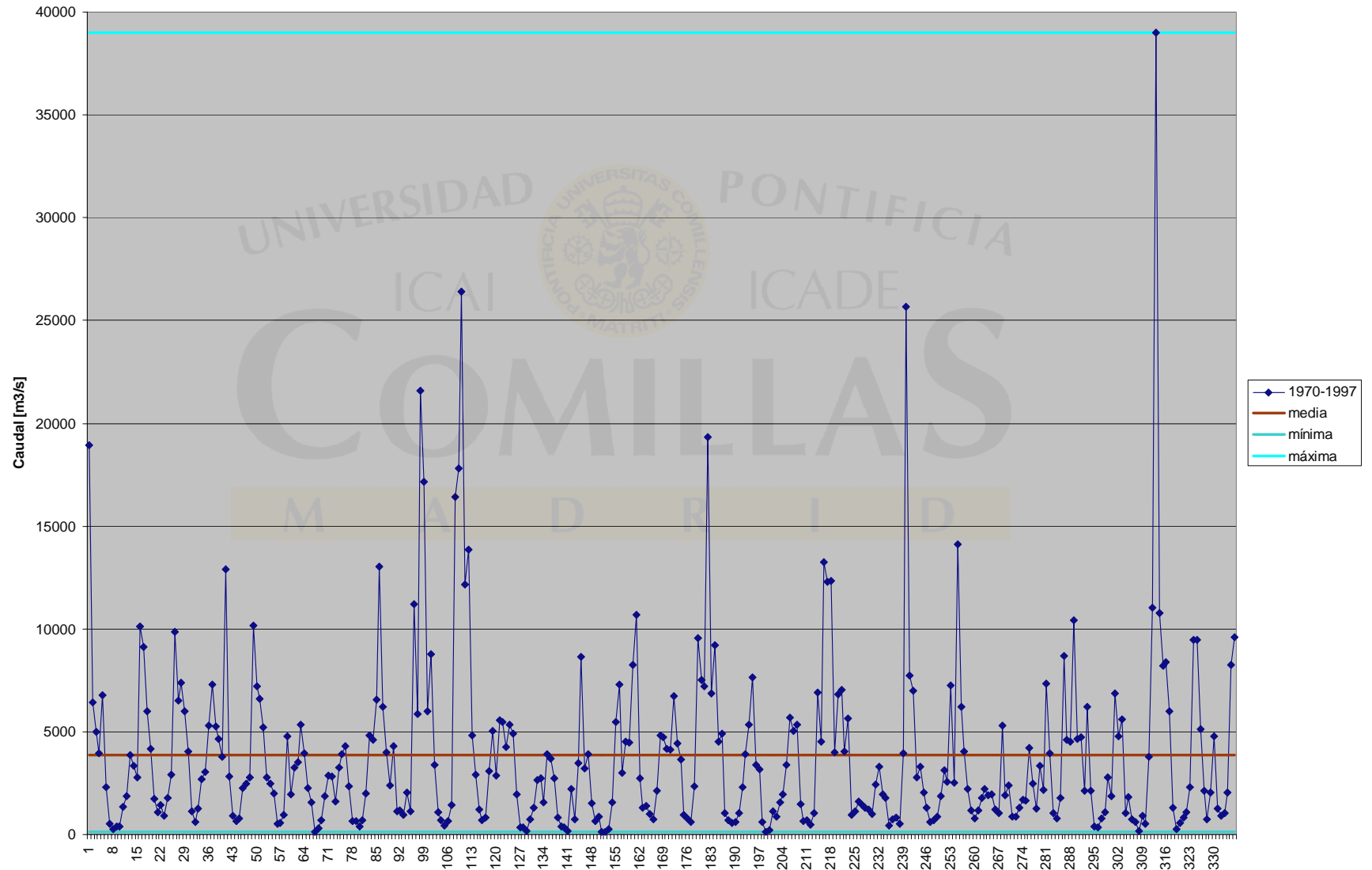
Datos de entrada al modelo:

Aportaciones hidráulicas

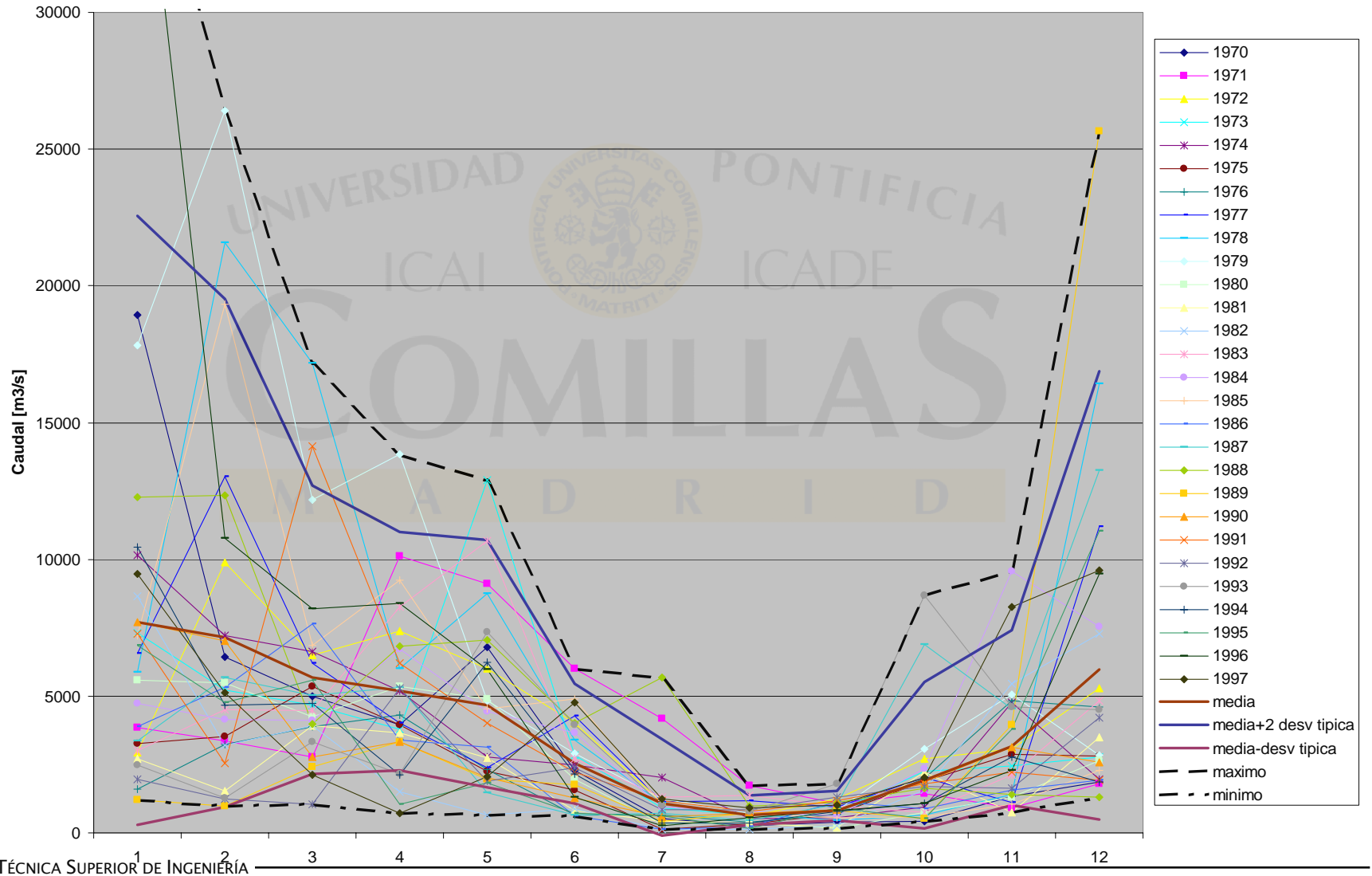
□ Modelado de las aportaciones:

- ✓ Consideramos unas aportaciones naturales para cada central equivalente h en cada periodo p : i_{ph} [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 porque $i_{ph} = 0$

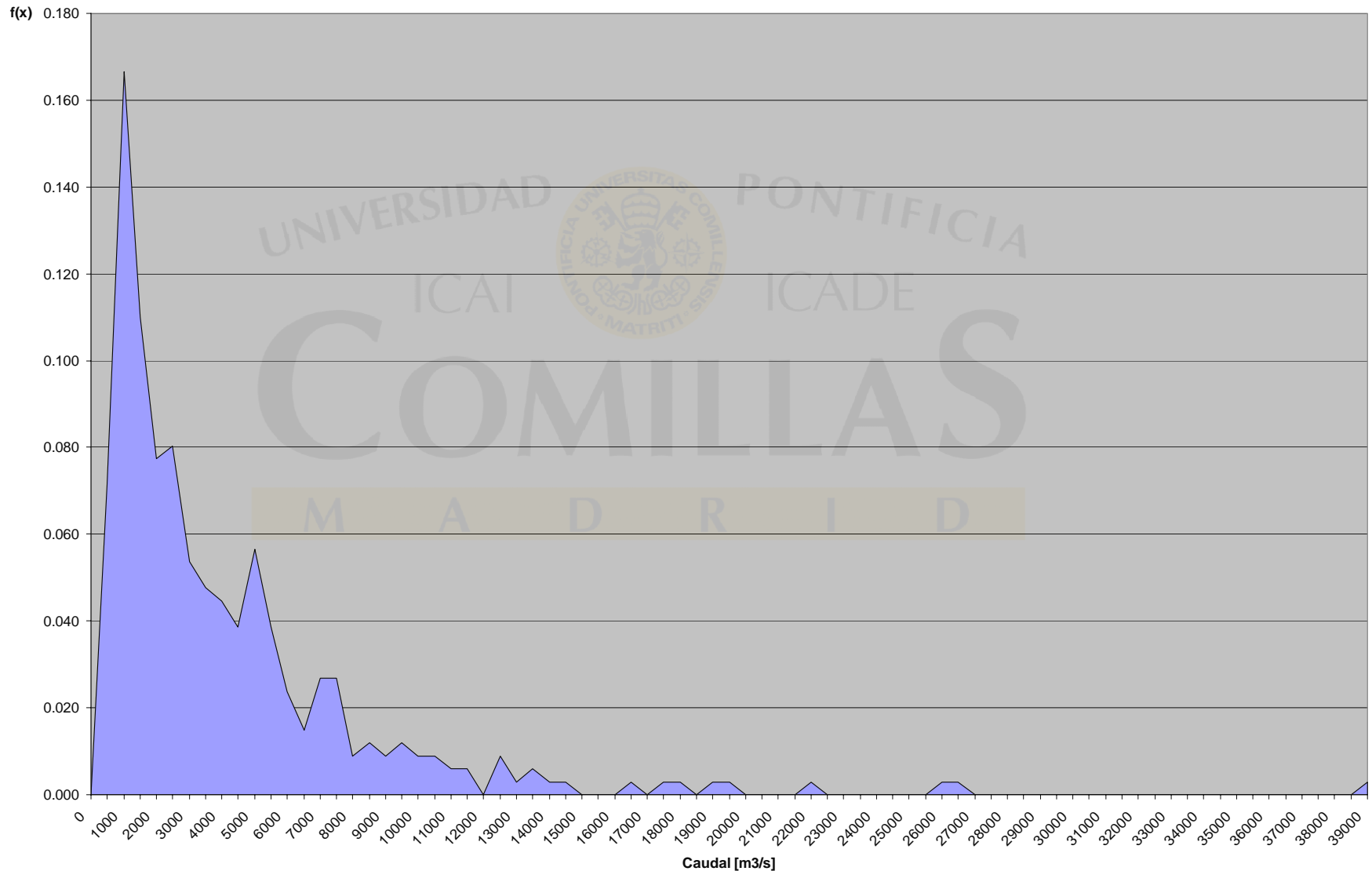
Aportaciones hidráulicas mensuales (i)



Aportaciones hidráulicas mensuales (ii)



Función de densidad $f(x)$ aportaciones hidráulicas



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 **tasa de disponibilidad equivalente**: g_t [p.u.]

M A D R I D

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: $\underline{q}_{psnt}^{red}$ [MW]

Contenido

- Planificación de la explotación de la generación a medio plazo.
- Caracterización del sistema.
 - **Variables.**
- Restricciones.
- Función objetivo.
- Estructura del problema.
- Variables duales.
- Notación.
- Gestión del mantenimiento programado.

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_{psnt} [MW].
 - ✓ **Potencia neta** de la central equivalente h en el nivel n del subperiodo s y del periodo p : q_{psnh} [MW].
- ❑ Bombeo:
 - ✓ **Consumo de bombeo** de la central equivalente h en el nivel n del subperiodo s y del periodo p : b_{psnh} [MW].
- ❑ Acoplamiento de los grupos térmicos:
 - ✓ **Decisión de arranque** del grupo térmico t al comienzo del subperiodo s en el periodo p : y_{pst} [0/1].
 - ✓ **Decisión de parada** del grupo térmico t al comienzo del subperiodo s en el del periodo p : z_{pst} [0/1].

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

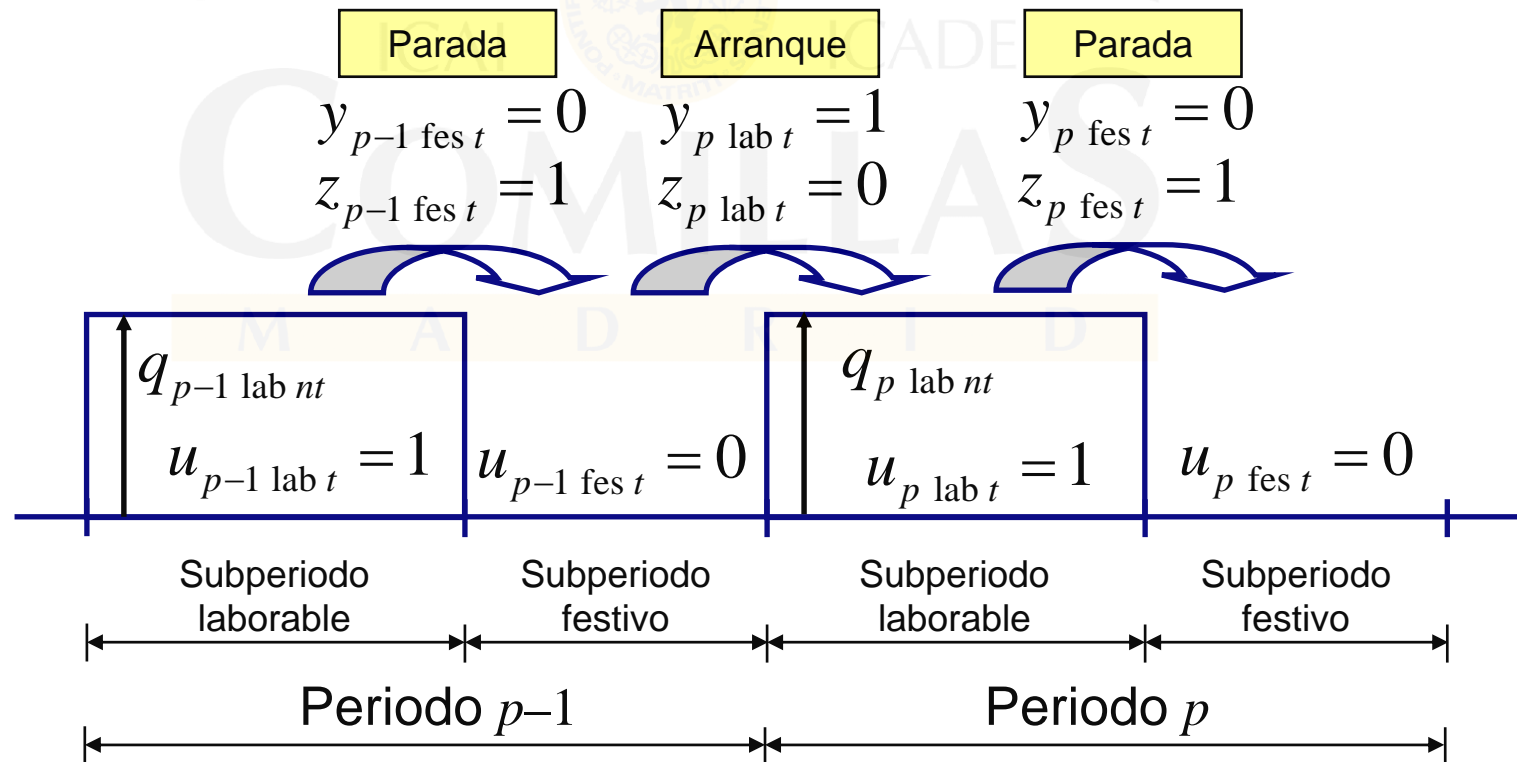
$$\text{Parada: } z_{pst} = 1$$

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_{pst} [0/1].
- ✓ Depende de las decisiones de arranque y parada:



Variables del modelo:

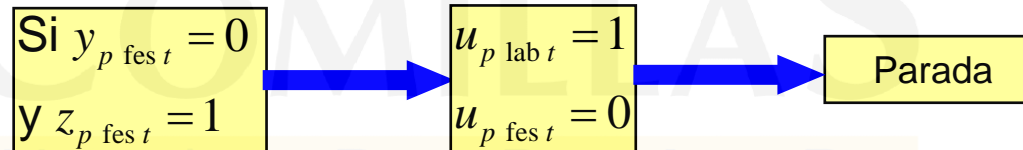
Variables de estado

□ Acoplamiento de los grupos térmicos:

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

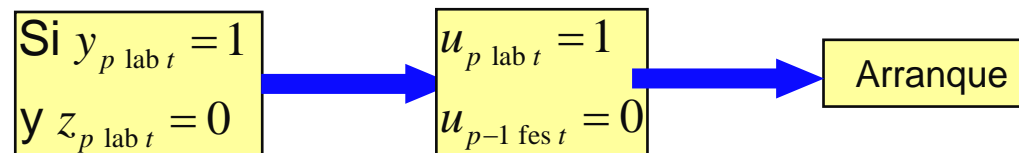
- Para cambios **dentro de un mismo periodo**:

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



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

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

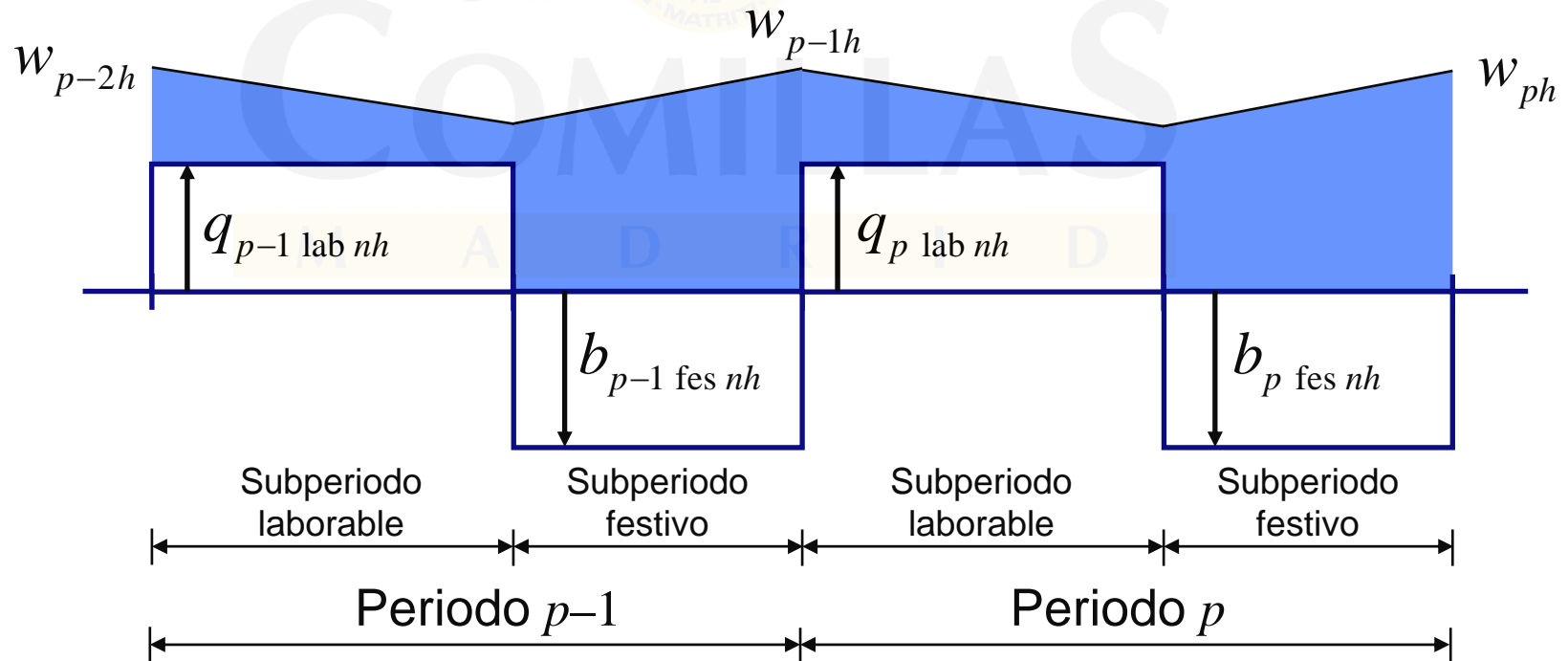


Variables del modelo:

Variables de estado

□ Reservas hidráulicas:

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



Número de variables

Producción de cada grupo térmico q_{psnt}	PSNT
Acoplamiento grupo térmico $\{0,1\} u_{pst}$	PST
Arranque, parada grupo térmico $\{0,1\} y_{pst} z_{pst}$	2PST
Producción de cada grupo hidráulico q_{psnh}	PSNH
Bombeo de cada grupo hidráulico b_{psnh}	PSNH
Nivel de reserva grupo hidráulico w_{ph}	PH

Contenido

- Planificación de la explotación de la generación a medio plazo.
- Caracterización del sistema.
- Variables.
- **Restricciones.**
- Función objetivo.
- Estructura del problema.
- Variables duales.
- Notación.
- Gestión del mantenimiento programado.

Restricciones:

Satisfacción de la demanda

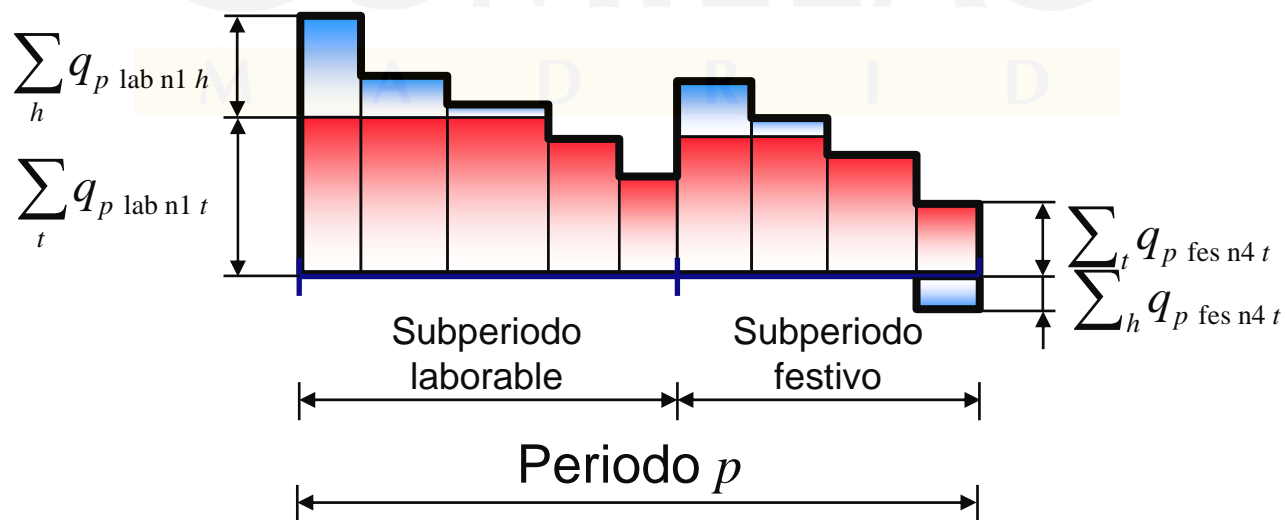
- En cada nivel es necesario que la **producción neta** de electricidad sea igual a la **demanda**:

$$\sum_t q_{psnt} + \sum_h (q_{psnh} - b_{psnh}) = d_{psn}$$

Potencia
térmica neta

Potencia
hidráulica neta

Potencia
demandada



Variables:

Potencia no suministrada o interrumpida

□ Dos posibilidades de “generación” adicionales

✓ Potencia interrumpida (pi_{psn})

Algunos consumidores tienen contratos con tarifas más bajas pero su suministro puede ser interrumpido con preaviso. En la función objetivo se incorpora el coste asociado a esta interrupción.

✓ Potencia no suministrada (pns_{psn})

Cuando no hay generación suficiente se corta el suministro. Esto tiene un coste o penalización elevada.

$$\sum_t q_{psnt} + \sum_h (q_{psnh} - b_{snhp}) + pi_{psn} + pns_{psn} = d_{psn}$$

\uparrow
 Potencia
térmica neta

\uparrow
 Potencia
hidráulica neta

\uparrow
 Potencia
interrumpida

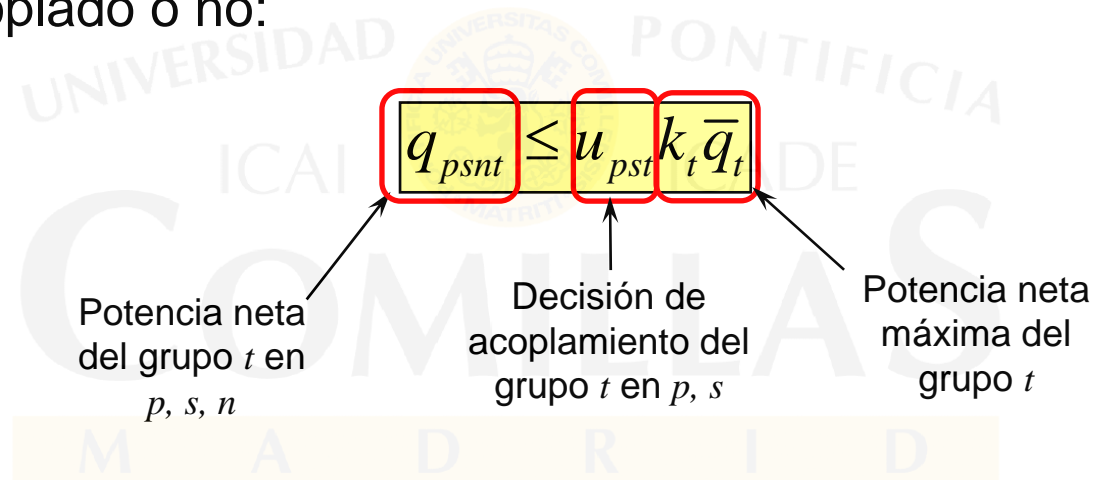
\uparrow
 Potencia no
suministrada

\uparrow
 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, $u_{pst}=1$

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

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

$$q_{psnt} \leq 0$$

Restricciones: Límites de los grupos

□ Potencia bruta máxima:

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

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

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

Potencia neta máxima de turbinación del grupo h

- ✓ En modo **bombeo**:

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

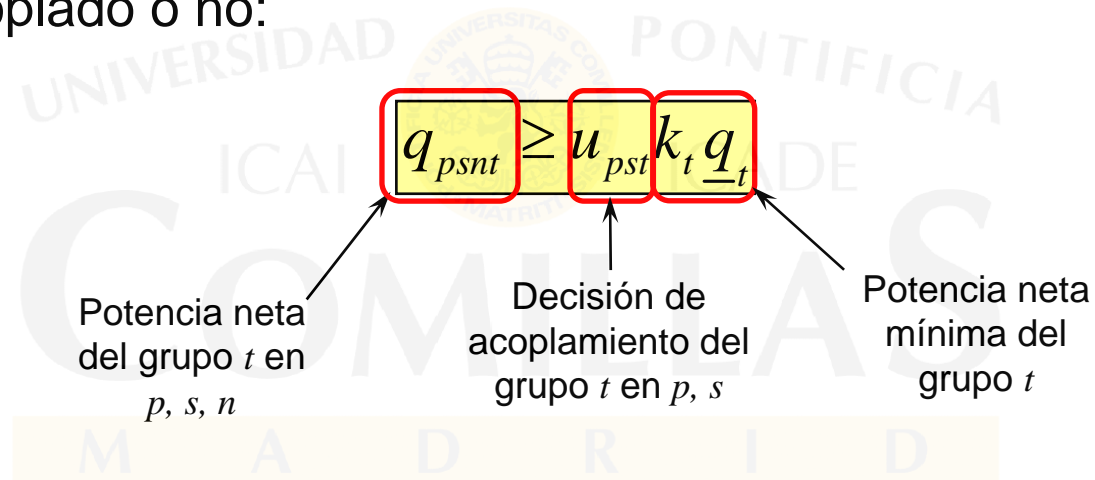
Potencia bruta de bombeo del grupo h en p, s, n

Potencia bruta máxima de bombeo del grupo h

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, $u_{pst}=1$

$$q_{psnt} \geq k_t q_{\underline{t}}$$

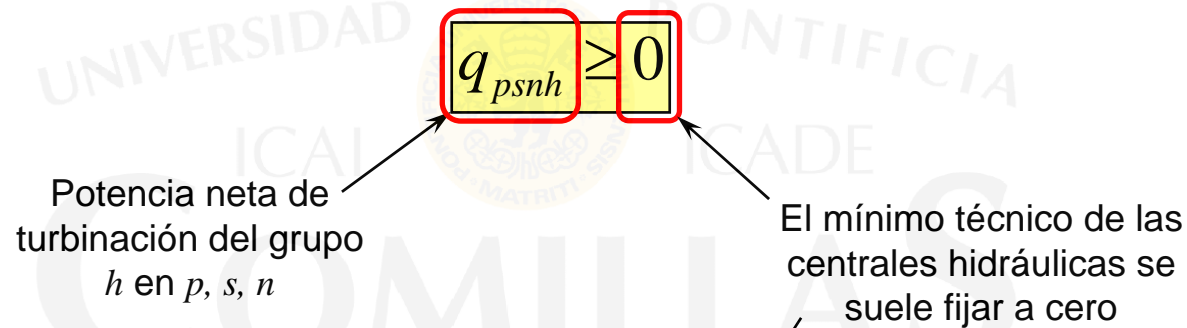
- ✓ Si el grupo no está acoplado, $u_{pst}=0$

$$q_{psnt} \geq 0$$

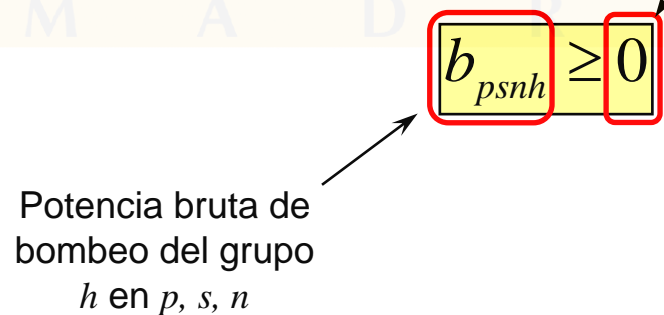
Restricciones: Límites de los grupos

□ Mínimo técnico:

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



- ✓ En modo **bombeo**:



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

$$w_{hp} + \sum_{sn} a_{psn} [q_{psnh} - \eta_h b_{psnh}] \leq w_{p-1h} + i_{ph}$$

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:

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

Restricciones:

Restricciones especiales

- Horas mínimas para el cobro de la GSLP:

Energía total producida por el grupo t → $\sum_{psn} a_{psn} q_{psnt} \geq k_t \bar{q}_t e$ ← Energía mínima que debe producir el grupo t

- Grupo térmico que debe entrar por restricciones de red:

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

Número de restricciones interperiodo

Gestión reservas hidráulicas	PH
Horas mínimas para cobrar GSLP	T



Número de restricciones intraperiodo

Equilibrio generación-demanda	PSN
Arranque, parada grupos térmicos	PST
Operación grupos térmicos	2PSNT
Operación grupos hidráulicos	2PSNH
Operación por restricciones de red	PSNT

Contenido

- Planificación de la explotación de la generación a medio plazo.
- Caracterización del sistema.
- Variables.
- Restricciones.
- **Función objetivo.**
- Estructura del problema.
- Variables duales.
- Notación.
- Gestión del mantenimiento programado.

Función objetivo

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

$$\min \sum_p \sum_s \sum_t \left\{ f_t \left[\beta_t u_{pst} + \gamma_t y_{pst} + \sum_n a_{psn} \alpha_t \frac{q_{psnt}}{k_t} \right] + \sum_n a_{psn} o_t q_{psnt} \right\}$$

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

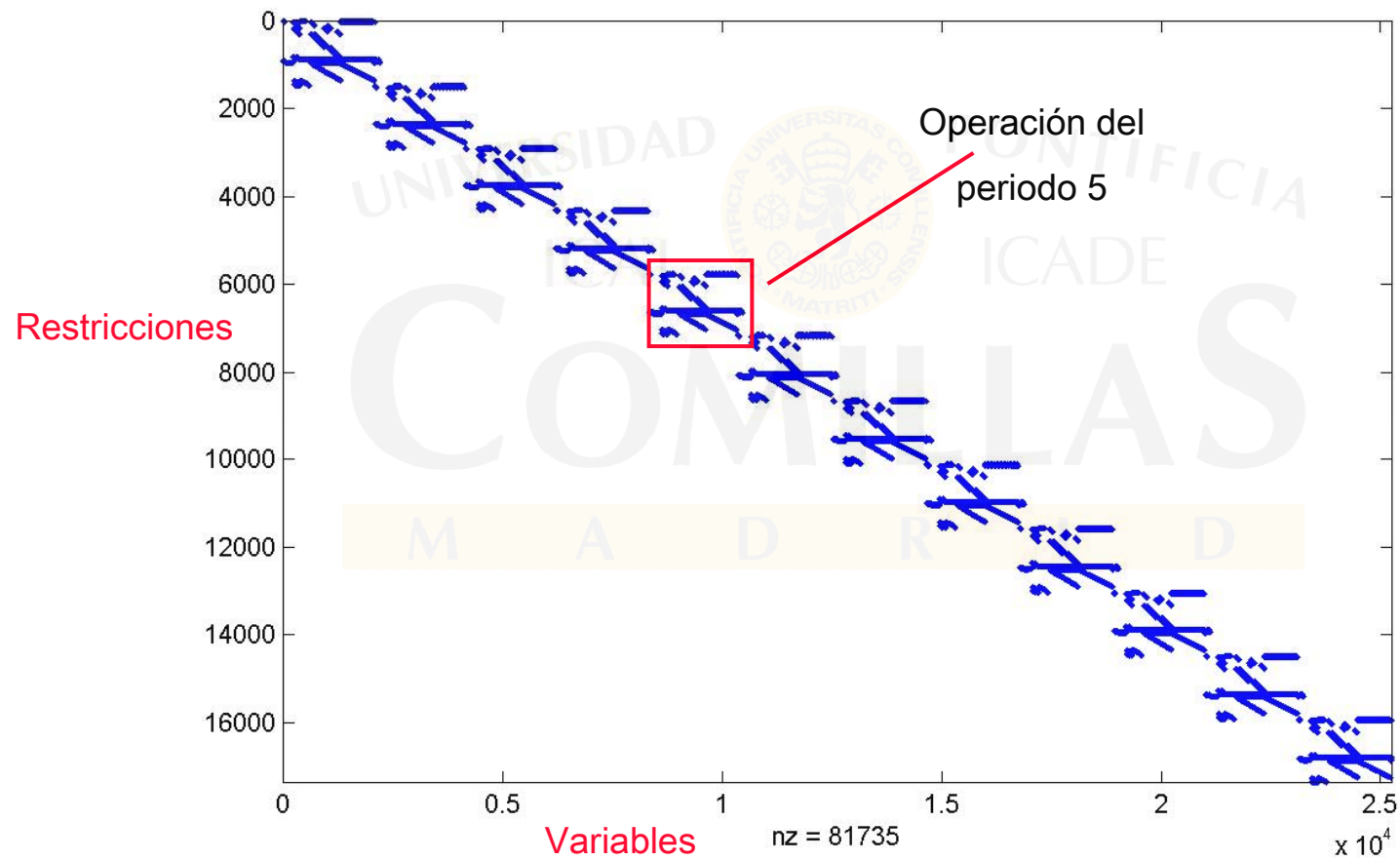
Consumo de combustible de t en p, s
Coste de operación y mantenimiento de t

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

Contenido

- Planificación de la explotación de la generación a medio plazo.
- Caracterización del sistema.
- Variables.
- Restricciones.
- Función objetivo.
- **Estructura del problema.**
- Variables duales.
- Notación.
- Gestión del mantenimiento programado.

Estructura de la matriz de restricciones



Contenido

- Planificación de la explotación de la generación a medio plazo.
- Caracterización del sistema.
- Variables.
- Restricciones.
- Función objetivo.
- Estructura del problema.
- **Variables duales.**
- Notación.
- Gestión del mantenimiento programado.

Variables duales

□ Cada restricción tiene asociada una variable dual:

✓ Restricción de demanda

Variable dual

$$\sum_t q_{psnt} + \sum_h (q_{psnh} - b_{psnh}) = d_{psn}$$

$$\mu_{psn}^d$$

✓ Restricción de gestión de embalse

Variable dual

$$w_{hp} + \sum_{sn} a_{psn} [q_{psnh} - \eta_h b_{psnh}] \leq w_{p-1h} + i_{ph}$$

$$\mu_{ph}^w$$

✓ 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

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

$$\sum_t q_{psnt} + \sum_h q_{psnh} - b_{psnh} = d_{psn}$$

Potencia demandada en el nivel p, s, n

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

$$a_{psn} \left[\sum_t q_{psnt} + \sum_h q_{psnh} - b_{psnh} \right] = a_{psn} d_{psn}$$

Energía demandada en el nivel p, s, n

- ✓ μ_{psn}^d es entonces el **coste marginal del sistema** en p, s, n

Variables duales: Valor del agua

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

$$w_{hp} + \sum_{sn} a_{psn} [q_{psnh} - \eta_h b_{psnh}] \leq w_{p-1h} + i_{ph} \leftarrow \text{Aportaciones en el periodo } p$$

- ✓ 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 μ_{ph}^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**.

Contenido

- Planificación de la explotación de la generación a medio plazo.
- Caracterización del sistema.
- Variables.
- Restricciones.
- Función objetivo.
- Estructura del problema.
- Variables duales.
- **Notación.**
- Gestión del mantenimiento programado.

Notación

□ Índices:

p	periodo
s	subperiodo
n	nivel
t	grupo térmico
h	grupo hidráulico o de bombeo

□ Datos generales del modelo:

d_{psn}	demanda en el nivel p, s, n [MW]
a_{psn}	duración del nivel p, s, n [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]
α_t	término lineal de la curva de consumo [te/MWh]
β_t	término fijo de la curva de consumo [te/h]
γ_t	consumo de arranque [te]
k_t	factor de conversión de potencia bruta a neta [p.u.]
f_t	coste unitario de combustible [€/kte]
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]
η_h	rendimiento del ciclo turbinación/bombeo [p.u.]
i_{ph}	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_{psnt}	potencia en el nivel p, s, n [MW]
u_{pst}	decisión de acoplamiento en el subperiodo p, s
y_{pst}	decisión de arranque en el subperiodo p, s
z_{pst}	decisión de parada en el subperiodo p, s

□ Variables de la central hidráulica h :

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

□ Variables duales:

μ_{psn}^d	coste marginal del sistema en el nivel p, s, n [€/MW]
μ_{ph}^w	valor del agua de la central h en el periodo p [€/MWh]

Contenido

- Planificación de la explotación de la generación a medio plazo.
- Caracterización del sistema.
- Variables.
- Restricciones.
- Función objetivo.
- Estructura del problema.
- Variables duales.
- Notación.
- **Gestión del mantenimiento programado.**

Otra función de planificación de medio plazo

- ❑ Programación del mantenimiento preventivo de los grupos térmicos
 - ✓ Modelo matemático con formulación similar al anterior
 - ✓ Cambio en la función objetivo: medida de fiabilidad del sistema

Datos:

Gestión del mantenimiento programado

- Número de periodos en mantenimiento M_t
- Demanda máxima por periodo \bar{d}_p
- Máximo número de grupos de una misma central en mantenimiento simultáneo g_c
- Máxima potencia en mantenimiento simultáneo en el sistema m

Variables:

Gestión del mantenimiento programado

- Indisponibilidad del grupo t por mantenimiento programado en el periodo p i_{pt}



Restricciones:

Gestión del mantenimiento programado

- Diferencia entre márgenes de reserva consecutivos

$$mr_p - mr_{p+1} + h_p^+ - h_p^- = 0 \quad \forall p$$

$$mr_p = \frac{\sum_t \bar{q}_t (1 - i_{pt})}{\bar{d}_p}$$

- Duración del mantenimiento de cada grupo

$$\sum_p i_{pt} = M_t \quad \forall t$$

- Máximo número de grupos de una misma central en mantenimiento simultáneo

$$\sum_{t \in c} i_{pt} \leq g_c \quad \forall pc$$

- Máxima potencia en mantenimiento simultáneo

$$\sum_t \bar{q}_t i_{pt} \leq m \quad \forall p$$

Función objetivo

- ❑ Función objetivo: Suma de diferencias entre márgenes de reserva consecutivos

$$\sum_p (h_p^+ + h_p^-)$$

Modelos de planificación de la explotación de la generación eléctrica

Andrés Ramos

Universidad Pontificia Comillas, Madrid

22 de mayo de 2008