

# MARGEN: UN MODELO PARA ESTUDIOS ESTRATEGICOS DE LA EXPANSION Y EXPLOTACION DE LA GENERACION

**C. Meseguer, J.I. Pérez Arriaga, G. de Cuadra, A. Ramos**

Instituto de Investigación Tecnológica  
Universidad Pontificia Comillas  
Alberto Aguilera 23  
28015 Madrid

**E. García Viñas, F. Pérez Thoden**

Dirección de Control y Gestión de la Energía  
ENDESA  
Príncipe de Vergara 187  
28002 Madrid

## RESUMEN

En este artículo se describe una herramienta flexible de cálculo que representa los procesos de expansión y de explotación anual óptimos del equipo generador de un sistema eléctrico. El modelo plantea un problema de minimización del coste total de suministro, del que pueden extraerse conclusiones de carácter estratégico de aplicación en cualquier marco regulatorio. El modelo analiza el efecto de las distintas restricciones a la expansión y a la explotación a través de las variables duales correspondientes, pudiéndose también utilizar esta información para calcular precios marginales de la electricidad, la remuneración marginalista del equipo generador, así como para evaluar el impacto económico de cada una de las restricciones.

**Palabras clave:** Modelo de expansión, modelo de explotación, variables duales, precios marginales, regulación.

## 1. Introducción

El modelo MARGEN se ha desarrollado con el objetivo de representar lo más adecuadamente posible el proceso de expansión y explotación del equipo generador en un sistema eléctrico. Se trata de un modelo de planificación estática diseñado especialmente para reflejar la realidad del sistema español y que representa en detalle la operación del sistema, mejorándola significativamente respecto a desarrollos previos, ver [1]. Por otro lado, el modelo tiene en cuenta la información económica derivada del análisis de las variables duales de las diferentes restricciones de expansión y explotación. Esta información, entre otros usos, permite desarrollar una metodología adecuada para determinar la remuneración de los generadores bajo principios marginalistas pudiendo establecerse comparaciones con el enfoque tradicional de coste de servicio.

## 2. Características generales del modelo

MARGEN es un modelo de expansión-explotación de horizonte anual (i.e., es un modelo *estático* de expansión) y nudo único con posibilidad de incorporar restricciones que limiten la transferencia de potencia entre áreas. El modelo de explotación es determinista, teniendo en cuenta la incertidumbre a

través de las disponibilidades medias de los grupos generadores y la utilización de varios escenarios de hidraulicidad (seca, húmeda y normal). El modelo además puede incluir un procedimiento probabilista para el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y de la energía no suministrada, que son utilizadas para imponer restricciones de fiabilidad a la expansión del equipo generador y para reflejar en el coste total de suministro el impacto económico de la energía no suministrada.

El modelo divide el horizonte anual en periodos (meses o semanas), subperiodos (laborable y festivo) y bloques según el nivel de carga (punta, llano y valle). La curva de carga de un periodo es una aproximación de la curva duración/carga con seis escalones, según subperiodos (2) y bloques (3), siendo datos de entrada del modelo la demanda y duración de los periodos por bloques.

El equipo térmico se ha modelado grupo a grupo, caracterizando cada uno por los siguientes atributos:

- Potencia máxima y mínima de cada grupo generador.
- Disponibilidades de los grupos generadores.
- Consumo de combustible de cada grupo por energía producida, potencia acoplada y arranque.
- Precio de combustible.
- Costes fijos anualizados de cada grupo.

En el caso del equipo hidráulico sólo se han tenido en cuenta dos únicos grupos, agregando por un lado todo el equipo que funciona con aportaciones hidráulicas naturales y por otro el bombeo puro.

Son posibles tres modos de utilización del modelo:

- Modo#1: Determinación de la *mezcla óptima ideal de tecnologías de generación* para un año prefijado, sin las restricciones impuestas por el equipo existente, pero sí opcionalmente las que existan asociadas a criterios estratégicos, medioambientales, contratos de combustibles, etc. Este modo de uso permite comprobar si la capacidad está perfectamente adaptada e identificar las desviaciones con respecto a la mezcla óptima.
- Modo#2: Determinación del equipo generador óptimo para una situación realista en un año prefijado, partiendo del parque generador existente, más el análisis de la explotación de ese sistema.
- Modo#3: Solamente como *modelo de explotación*, partiendo del parque generador existente o de una situación de equipo generador prefijada por el usuario.

El funcionamiento global del modelo, teniendo en cuenta los diferentes modos de utilización, es el siguiente, ver figura 1:

1. Planificación conjunta con los 3 escenarios de explotación en variables continuas.
2. Procesos de discretización: Discretización de las nuevas potencias instaladas en el módulo de expansión, utilización de un módulo de mantenimiento en variables discretas y discretización de las variables de acoplamiento.
3. Explotación del sistema para cada uno de los escenarios, obteniéndose si se desea la remuneración marginalista de los generadores.

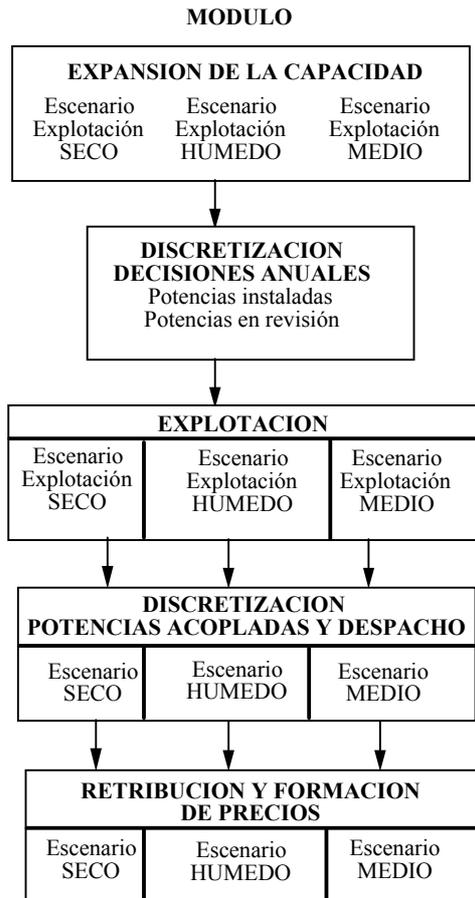


Figura 1. Funcionamiento global del modelo.

Las variables de naturaleza intrínsecamente discreta (tales como la potencia a instalar en las nuevas unidades, la potencia acoplada en un determinado grupo y hora del año o la asociada a la parada de una unidad para mantenimiento) se relajan en una primera aproximación a variables continuas, de forma que el módulo principal del modelo está constituido por un problema de programación lineal estricta de elevada dimensión (44981 variables de decisión y 51342 restricciones para un caso de las características del sistema peninsular español). Con posterioridad a la resolución de este problema y con objeto de mejorar la representación, se aborda la discretización de las variables inicialmente relajadas, mediante métodos heurísticos que aprovechan la información que proporcionan las variables duales del algoritmo de programación lineal, ver [2].

### 3. Formulación matemática<sup>1</sup>

#### 3.1. Notación

##### *Indices y subconjuntos:*

- B Bloques b que definen los niveles de carga en cada subperiodo (punta, llano y valle).
- E Escenarios e de hidraulicidad considerados (seco, húmedo y medio).
- H Generadores hidráulicos h.
- N Generadores térmicos nuevos n.
- P Periodos p considerados.
- P' Periodos críticos p' correspondientes al bloque de punta.
- S Subperiodos s dentro de cada periodo (laborable y festivo).

<sup>1</sup> Para evitar duplicar información se ha ignorado, para los grupos térmicos nuevos, su notación específica, sus términos asociados en la función objetivo y las restricciones correspondientes.

T	Generadores térmicos existentes t.
BNF(t)	Conjunto ficticio que representa a los grupos térmicos existentes t bicomcombustibles cuando están funcionando con fuel, por lo que tienen una restricción de no simultaneidad con los mismos grupos BNG(t) cuando funcionan con gas.
BNTF(t)	Conjunto ficticio correspondiente a grupos térmicos existentes t de fuel que pueden ser transformados a gas y pasar a ser bicomcombustibles; su funcionamiento con fuel tiene una restricción de no simultaneidad con los grupos complementarios ficticios BNTG(n) con gas.
RTV(t)	Grupos térmicos t con turbina de vapor y que pueden aumentar su potencia añadiendo una turbina de gas; estos grupos solamente representan la parte de turbina de vapor; su funcionamiento con turbina de vapor tiene una restricción de simultaneidad con los grupos de turbinas de gas RTG(n).
KI <sub>m</sub> (n)	Conjunto de generadores térmicos nuevos cuya capacidad instalada está restringida a superar una cota mínima, el subíndice m corresponde a cota mínima.
KI <sub>M</sub> (n)	Conjunto de generadores térmicos nuevos cuya capacidad instalada está restringida a no superar una cota máxima, el subíndice M corresponde a cota máxima.
ESTC	Grupos térmicos t o n correspondientes a la restricción de consumo estacional mínimo de gas.
TERM	Grupos térmicos t o n correspondientes a la restricción de consumo anual mínimo de carbón.
TPUS	Grupos térmicos t o n correspondientes a la restricción de consumo horario máximo de gas.
VGAS	Grupos térmicos t o n correspondientes a la restricción de consumo anual mínimo de gas.

**Datos:**

APOR <sub>fm</sub>	Aportaciones anuales para hidráulica fluyente y modulable (GWh).
A <sub>t</sub>	Parámetro A correspondiente a la energía producida del grupo térmico t o n (Te/kWh).
B <sub>t</sub>	Parámetro B correspondiente a la potencia acoplada del grupo térmico t o n (Te/h/MW).
C <sub>t</sub>	Parámetro C correspondiente a los arranques del grupo térmico t o n (Te/MW).
	Estos parámetros son una aproximación lineal a la curva de consumos específicos de los grupos térmicos existentes y nuevos.
C <sub>min</sub>	Cuota mínima anual de carbón (Te) por cuenca.
CAM <sub>e</sub>	Coefficiente de aportaciones anuales para cada escenario e.
CAP <sub>p</sub>	Coefficiente de las aportaciones para cada periodo p (p.u.).
CENS	Coste de energía no suministrada (pta/kWh).
D <sub>bsp</sub>	Demanda correspondiente a cada bloque b en cada superperiodo s del periodo p (MW).
d <sub>bsp</sub>	Duración de cada bloque b en cada superperiodo s del periodo p (h).
E <sub>min</sub>	Cuota mínima estacional de gas (Te).
F <sub>t</sub>	Coste fijo anualizado del grupo térmico t o n (pta/MW año).
F <sub>h</sub> , F <sub>b</sub>	Coste fijo anualizado del grupo hidráulico h y de bombeo puro (pta/MW año).
G <sub>min</sub>	Cuota mínima anual de gas (Te).
$\bar{K}_n, \underline{K}_n$	Valor máximo y mínimo de la capacidad instalada del grupo térmico n (MW).
m <sub>t</sub>	Precio del combustible del grupo térmico t o n (pta/Te).
MF	Margen de reserva en potencia (p.u.).
p <sub>e</sub>	Probabilidad de ocurrencia del escenario e; $\sum_e p_e = 1$ .
$\bar{p}_t$	Potencia máxima del grupo térmico t o n (MW).
$\underline{p}_t$	Potencia mínima del grupo térmico t o n (MW).
$\bar{p}_h$	Potencia máxima del grupo hidráulico h (MW).
P <sub>max</sub>	Cuota máxima horaria de gas para el bloque de punta (Te/h).
PMIN <sub>pe</sub>	Potencia fluyente horaria (GW). Se define de la siguiente forma (potencia mínima igual al volumen total de aportaciones en el periodo en GWh dividido por la duración del periodo):

$$PMIN_{pe} = APOR_f * CAP_p * CAM_e / \sum_{s=lb=1}^S \sum_{B} d_{bsp} \quad (1)$$

PMBS	Potencia máxima de bombeo de ciclo semanal (MW).
PMBE	Potencia máxima bombeada estacional (MW).
PNE	Penalización por exceso de energía (pta/kWh).

PNP	Penalización por potencia (pta/MW).
$q_t$	Indisponibilidad del grupo t o n, $q_t = \text{MTTR}/\text{MTBF}$ (p.u.). Siendo MTTR el tiempo medio de reparación y MTBF el tiempo medio entre fallos.
$r_a, r_b$	Coefficientes correspondientes a una función lineal del nivel de reservas, donde $r_a$ es un valor constante en MW y $r_b$ es un término función de las reservas en MW/GWh.
RR	Reserva rodante (p.u.).
$RI_{he}$	Reserva hidráulica inicial del grupo h en el escenario e (GWh).
$RF_{he}$	Reserva hidráulica final del grupo h en el escenario e (GWh).
$R_{hmax}$	Reserva máxima en centrales modulables (GWh).
$\bar{R}_h, \underline{R}_h$	Reserva máxima y mínima del grupo h para cada periodo p (GWh).
$\mu$	Rendimiento del bombeo.

### ***Variables de decisión:***

$a_{tspe}$	Decremento de potencia acoplada del grupo térmico t o n en el subperiodo s del periodo p del escenario e (MW). Para eliminar restricciones y reducir así la dimensión del problema se ha definido la potencia acoplada como:
------------	--

$$pa_{tspe} = (K_t - pr_{tp})(1 - q_t) - a_{tspe} \quad (2)$$

$be_{hbspe}$	Consumo de bombeo estacional (MW).
$bs_{hbspe}$	Consumo de bombeo semanal (MW).
H	Factor hidráulico que relaciona la variable de decisión $K_h$ (i.e. potencia hidráulica instalada nueva) con la capacidad instalada existente en el sistema $\bar{p}_h$ :

$$H = K_h / \bar{p}_h \quad (3)$$

$K_t$	Capacidad instalada del grupo térmico t o n (MW).
$K_h, K_b$	Capacidad instalada del grupo hidráulico h o del bombeo puro (MW).
$n_{bspe}$	Potencia no suministrada en el bloque b de cada subperiodo s del periodo p y en el escenario e (MW).
$pt_{bspe}$	Potencia generada por el grupo térmico t o n con un nivel de carga definido por el bloque b, en el subperiodo s del periodo p y correspondiente al escenario e (MW).
$ph_{bspe}$	Potencia hidráulica producida por el grupo h con un nivel de carga definido por el bloque b, en el subperiodo s del periodo p y correspondiente al escenario e (MW).
$parr_{tspe}$	Potencia arrancada del grupo térmico t o n en el subperiodo s del periodo p, para el escenario e (MW).
$pb_{hbspe}$	Potencia producida con bombeo semanal (MW).
$pp_{tspe}$	Potencia parada del grupo térmico t o n en el subperiodo s del periodo p, para el escenario e (MW).
$pr_{tp}$	Potencia en revisión del grupo térmico t o n en el periodo p (MW).
$R_{hpe}$	Reserva hidráulica del grupo h en el periodo p y en el escenario e (GWh).
$w_{bspe}$	Exceso de potencia generada en el bloque b de cada subperiodo s del periodo p y en el escenario e (MW).
$z_{spe}$	Defecto de reserva rodante en el subperiodo s del periodo p y en el escenario e (MW).
$y_{spe}$	Defecto de margen de reserva en el subperiodo s del periodo p y en el escenario e (MW).

### **3.2. Función objetivo**

La función objetivo representa el coste total de suministro, es decir, los costes de inversión anuales de todos los grupos térmicos existentes y nuevos y de los grupos hidráulicos, más los costes de combustible correspondientes a energía producida, potencia acoplada, arranques y paradas para los grupos térmicos existentes y nuevos, más los costes de energía no suministrada y las penalizaciones por exceso de energía y por defecto de reserva.

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar} \quad \sum_{t=1}^T F_t K_t + \sum_{h=1}^H F_h K_h + F_b K_b + \\
& + \sum_{e=1}^E p_e \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B d_{bsp} \sum_{t=1}^T m_t (A_t p_{tbspe} + B_t p_{atspe}) + \\
& + \sum_{e=1}^E p_e \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T C_t m_t p_{arr_{t1pe}} + 3 \sum_{e=1}^E p_e \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T C_t m_t p_{p_{t2pe}} + 4 \sum_{e=1}^E p_e \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T C_t m_t p_{arr_{t2pe}} + \\
& + \text{CENS} \sum_{e=1}^E p_e \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B d_{bsp} n_{bspe} + \text{PNE} \sum_{e=1}^E p_e \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B d_{bsp} w_{bspe} + \text{PNP} \sum_{e=1}^E p_e \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S (z_{spe} + y_{spe}) \quad (4)
\end{aligned}$$

### 3.3. Restricciones

La especificación de las restricciones sobre las capacidades instaladas varía dependiendo del modo de uso que se haga del modelo de planificación considerado. Se pueden considerar las siguientes situaciones:

- i) Capacidad de generación existente y comprometida. Aplicable únicamente en el modo#2 de utilización del modelo debido a que en el modo#1 se determina la mezcla óptima sin ningún tipo de condicionante. La utilidad de ponerla como restricción está en poder tener información sobre su variable dual asociada.

$$K_t = \bar{p}_t \quad \text{o} \quad K_n = \bar{p}_n \quad (5) \text{ y } (6)$$

- ii) Las tecnologías agotadas, como es prácticamente el caso de la hidráulica en el sistema español, tienen un tratamiento análogo al anterior.

$$\boxed{K_h = \bar{p}_h} \quad (7)$$

- iii) Restricciones impuestas por el regulador: diversificación energética, medio ambiente, apoyo a recursos naturales autóctonos, promoción de tecnologías específicas, contratos a largo plazo de suministro de combustible, etc. Para conseguir el efecto de alguna de estas restricciones ha bastado con representarlas adecuadamente en el módulo de explotación, representando únicamente en el módulo de expansión límites máximos o mínimos de potencia a instalar para algunos grupos térmicos nuevos.

$$K_n \geq \underline{K}_n, n \in \text{KI}_m(n) \quad \text{y} \quad K_n \leq \bar{K}_n, n \in \text{KI}_M(n) \quad (8) \text{ y } (9)$$

- iv) Restricción de fiabilidad sobre la capacidad instalada. Esta restricción trata de garantizar una cobertura de demanda a largo plazo mayor que la que resultaría por criterios estrictamente económicos.

$$\sum_{t=1}^T [K_t (1 - q_t)] + \sum_{h=1}^H [r_a + r_b \bar{R}_h H] + 0.95 \text{PMBS} + y_{spe} \geq D_{isp} (1 + \text{MF}) \quad (10)$$

Para evitar el efecto distorsionador de esta restricción sobre el coste marginal a largo plazo (valor muy alto en el periodo en el que la restricción está activa) se ha modificado su modelado teniéndolo en cuenta a través de un módulo de fiabilidad que calcula la probabilidad de pérdida de carga y la energía no suministrada para cada bloque de demanda. Opcionalmente puede utilizarse la versión probabilista o la determinista.

Se describen a continuación las restricciones que representan las condiciones de operación del equipo generador, así como las diferentes situaciones que pueden considerarse en el modelo:

- i) Las restricciones necesarias para garantizar la cobertura de demanda en el corto plazo son:

El balance de potencia entre generación y demanda. La suma de las potencias producidas de los grupos térmicos existentes y nuevos más la potencia producida por la hidráulica convencional más la potencia producida con bombeo semanal menos los consumos de bombeo estacional y semanal más la hidráulica fluyente definida por la potencia mínima  $PMIN_{pe}$ , más la potencia no suministrada menos el exceso de potencia generada tiene que ser exactamente igual a la demanda.

$$\sum_{t=1}^T p_{tbspe} + \sum_{h=1}^H (p_{hbspe} + pb_{hbspe} - be_{hbspe} - bs_{hbspe}) + PMIN_{pe} + n_{bspe} - w_{bspe} = D_{bsp} \quad (11)$$

La restricción de reserva rodante donde se ha considerado la reserva rodante térmica (potencia acoplada de los grupos térmicos existentes y nuevos menos la producción en punta en el periodo en el que se aplica la restricción) y la reserva rodante hidráulica (máxima producción hidráulica convencional posible menos la producción hidráulica convencional en el periodo en el que se aplica la restricción y la máxima producción posible con bombeo menos la producción hidráulica con bombeo).

$$\sum_{t=1}^T [pa_{tspe} - p_{t1spe}] + \sum_{h=1}^H [r_a + r_b R_{hpe} - p_{h1spe}] + 0.95PMBS - \sum_{h=1}^H pb_{h1spe} + z_{spe} \geq D_{1sp} RR \quad (12)$$

- ii) Restricciones internas de grupos térmicos existentes y nuevos. Con este conjunto de restricciones se representan las relaciones existentes entre las diferentes variables que definen el funcionamiento de cada grupo térmico. Así la potencia anual total en mantenimiento debe ser igual a su potencia instalada (13), la potencia térmica producida debe ser inferior a la potencia acoplada a la red (14) y superior o igual a su mínimo técnico (15).

$$\sum_{p=1}^P pr_{tp} = K_t \quad (13)$$

$$p_{tbspe} \leq (K_t - pr_{tp})(1 - q_t) - a_{tspe} \quad (14)$$

$$p_{tbspe} \geq \frac{p}{p_t} pa_{tspe} \quad (15)$$

Por otro lado, para representar los arranques y paradas de un periodo al siguiente y dentro de un mismo periodo de laborable a festivo, ha sido necesario definir dos variables adicionales que representen respectivamente la potencia que se ha arrancado o parado con respecto a la potencia acoplada del subperiodo anterior (16) y (17). Ambas están penalizadas en la función objetivo con los costes correspondientes.

$$pa_{t1pe} = pa_{t2p-1e} + parr_{t1pe} - pp_{t1pe} \quad (16)$$

$$pa_{t2pe} = pa_{t1pe} + parr_{t2pe} - pp_{t2pe} \quad (17)$$

- iii) Restricciones a la potencia y energía hidráulica. Dentro de este conjunto de restricciones se consideran:

La potencia máxima modulable definiéndola a través de una función lineal de las reservas. La modelización propuesta trata de reflejar en una ecuación lineal la política histórica de explotación de la hidráulica modulable relacionada con la evolución de las reservas.

$$p_{hbspe} \leq r_a + r_b R_{hpe} \quad (18)$$

El balance de agua en la hidráulica convencional. Relaciona las aportaciones, reservas y producción de un periodo con los del anterior. Los valores de las reservas inicial y final se fijan de antemano.

$$R_{hp+1e} - R_{hpe} = \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B b e_{hbspe} d_{bsp} \eta + APOR_m CAP_p CAM_e - \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B p_{hbspe} d_{bsp} \quad (19)$$

El balance de hidráulica correspondiente al bombeo semanal. La energía bombeada se convierte en la turbinada mediante el rendimiento de bombeo, suponiendo un rendimiento del ciclo bombeo-turbinación igual al 95%.

$$\sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B b s_{hbspe} d_{bsp} \eta = \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B p b_{hbspe} d_{bsp} \quad (20)$$

Por último, para conseguir que el modelo se aproxime más a la realidad de la explotación hidráulica y se impidan transferencias no realistas entre periodos, se ha fijado un límite a la reserva no dejando que ésta se salga de la banda de reserva máxima/reserva mínima.

$$\underline{R}_h \leq R_{hpe} \leq \bar{R}_h \quad (21)$$

iv) Restricciones de centrales bicombustibles y repowerings:

No simultaneidad en el funcionamiento de los grupos bicombustible. Restricciones correspondientes a grupos térmicos existentes que pueden funcionar con diferentes combustibles (e.g. fuel o gas) pero a los que se impide funcionar simultáneamente con los dos (22). Restricción correspondiente a grupos térmicos existentes que actualmente funcionan sólo con fuel y que a través de una transformación pueden funcionar también con gas considerándoles como grupos térmicos nuevos a los que se les impide funcionar simultáneamente con el grupo ya existente (23).

$$p_{a_{t \in BNFspe}} + p_{a_{t \in BNGspe}} \leq \bar{p}_{t \in BNF} \quad (22)$$

$$p_{a_{tspe}} + p_{a_{nspe}} \leq \bar{p}_t, t \in BNTF(t); n \in BNTG(n) \quad (23)$$

Simultaneidad de revisiones de los grupos bicombustible. Al tratarse del mismo grupo deberá mantener ambos grupos a la vez.

$$\sum_t pr_{tp} \geq \sum_n pr_{np}; \forall t \in BNTF, n \in BNTG \quad (24)$$

$$pr_{t \in BNFp} = pr_{t \in BNGp} \quad (25)$$

Simultaneidad en el funcionamiento de los grupos de repowering. El grupo ficticio de turbina de gas tiene que corresponder a un  $\alpha\%$  de la potencia convencional donde el valor  $\alpha$  será determinado por el usuario para reflejar adecuadamente la realidad.

$$p_{a_{tspe}} \geq \alpha p_{a_{nspe}}, t \in RTV(t); n \in RTG(n) \quad (26)$$

v) Restricciones al consumo de combustibles. Consumo anual mínimo de carbón por cuencas (27). Cuota anual mínima de gas que deben consumir los grupos térmicos existentes y nuevos (28). Consumo térmico máximo horario de gas en el bloque de punta en los periodos de invierno  $p'$  (29). Estacionalidad en consumo de combustible: consumo térmico mínimo de gas en los meses de primavera y verano (30), se ha supuesto estos que estos periodos son desde  $p=4$  hasta  $p=9$ .

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B d_{bsp} \sum_{t \in TERM} (A_t p_{tbspe} + B_t p_{atspe}) \geq C_{min} \quad (27)$$

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B d_{bsp} \sum_{t \in VGAS(t)} (A_t p_{tbspe} + B_t p_{atspe}) + \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B d_{bsp} \sum_{n \in VGAS(n)} (A_n p_{nbspe} + B_n p_{anspe}) \geq G_{min} \quad (28)$$

$$\sum_{s=1}^S \sum_{t \in \text{TPUS}} d_{1sp'} (A_t p_{t1sp'e} + B_t p_{a_{tsp'e}}) + \sum_{s=1}^S \sum_{n \in \text{TPUS}} d_{1sp'} (A_n p_{n1sp'e} + B_n p_{a_{nsp'e}}) \leq P_{\min} \quad (29)$$

$$\sum_{p=4}^9 \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B \sum_{t \in \Theta(t)} d_{bsp} (A_t p_{tbspe} + B_t p_{a_{tbspe}}) + \sum_{p=4}^9 \sum_{s=1}^S \sum_{b=1}^B \sum_{n \in \Theta(n)} d_{bsp} (A_n p_{nbspe} + B_n p_{a_{nbspe}}) \geq E_{\min} \quad (30)$$

#### 4. Implantación matemática

El módulo principal del modelo se ha desarrollado en el lenguaje GAMS (General Algebraic Modeling System) [3], el cual está especialmente diseñado para la resolución de grandes problemas de optimización. Este módulo es el encargado de plantear y resolver el módulo de programación lineal en variables continuas. Los procesos de discretización están encomendados a diferentes módulos programados en FORTRAN, ver [2], los cuales intercambian entradas y salidas con el módulo principal. En cuanto al paquete de optimización del módulo principal en GAMS, se empezó utilizando el MINOS, siendo sustituido posteriormente por el OSL por proporcionar una reducción importante en los tiempos de ejecución.

Tanto la función objetivo como las restricciones del módulo principal son lineales en todos sus términos. En caso de utilizar la opción probabilista, las expresiones de la probabilidad de pérdida de carga y de la energía no suministrada se han aproximado con funciones lineales, ver [5]. El número de variables y restricciones del modelo varía dependiendo del modo de utilización considerado, no siendo esta variación muy importante en comparación con la dimensión global del modelo, debido a que existen pocas restricciones en el módulo de expansión y a que el número de variables depende del número de grupos existentes y/o nuevos que se consideren fijos. La dimensión del modelo aumenta significativamente con el número de periodos y escenarios considerados (e.g. 44981 variables y 51342 restricciones considerando 13 periodos y tres escenarios frente a 15835 variables y 17174 restricciones considerando 13 periodos y un escenario). La utilización del OSL como optimizador, frente al MINOS, también permite ampliar la limitación en cuanto a la dimensión del problema.

Con el modelo MARGEN se ha analizado el sistema eléctrico español, obteniéndose resultados realistas y permitiendo la validación del modelo. En la tabla 1 se muestran las características consideradas para este sistema y en la tabla 2 se muestra el tamaño del problema (i.e. nº de variables y restricciones) para el sistema eléctrico español cuando se consideran diferentes escenarios de hidraulicidad.

El modelo se ha implantado en una estación de trabajo SUN SPARC 20/51. Un caso con 90 generadores, en variables continuas y con un único escenario de hidraulicidad tarda típicamente una hora en tiempo total de ejecución (con el mismo número de generadores y considerando 3 escenarios de hidraulicidad el tiempo de ejecución total es de 24 horas).

Característica	Número
Periodos	13
Subperiodos	2
Bloques	3
Escenarios	3
Grupos térmicos existentes	71
Grupos térmicos nuevos	19
Grupos hidráulicos	1

Tabla 1. Características consideradas del sistema peninsular español.

	Variables	Restricciones
Hipótesis 1 (Escenarios=3)	44981	51342
Hipótesis 2 (Escenarios=1)	15835	17174

Tabla 2. Tamaño del problema para el sistema peninsular español.

## 5. Remuneración marginalista

El procedimiento de remuneración marginalista parte de las variables duales proporcionadas por el modelo de expansión-explotación definido anteriormente y su aplicación a cada grupo depende de la naturaleza de las variables y restricciones del modelo que le son aplicables. El método presentado en la referencia [4] remunera por separado los tres conceptos de energía producida, potencia acoplada y capacidad instalada. El precio a aplicar a cada uno de estos conceptos se obtiene a partir de las variables duales del modelo de optimización. Es igualmente aplicable al modelo en variables discretas pero teniendo en cuenta la aparición de ciertos costes hundidos de explotación que han de recuperarse con procedimientos *ad hoc*.

Aplicando la metodología desarrollada en [4] al modelo aquí descrito se han obtenido las expresiones de los precios óptimos para remunerar al equipo generador con criterios marginalistas: se remunera a la energía producida a partir de la variable dual de la restricción de equilibrio entre generación y demanda (11); la remuneración de la potencia acoplada se realiza a partir de la variable dual de la restricción de reserva rodante (12) multiplicada por la diferencia entre la potencia acoplada y la potencia producida en el bloque de punta; la remuneración de la capacidad instalada se obtiene a partir de la variable dual de la restricción de fiabilidad (10) multiplicada por la potencia instalada y por un factor que representa el efecto de dicha potencia instalada en la restricción de fiabilidad.

Otro aspecto importante en la remuneración de los generadores es la naturaleza de algunas de las restricciones a las que están sometidos, tanto a nivel de expansión de capacidad como de explotación. El procedimiento de remuneración de un grupo generador concreto depende del carácter de común, interna o externa de las restricciones que se le apliquen, tal como se definen en [4]. Esta asignación debe realizarla el usuario, y se tiene en cuenta en el postprocesado de los resultados del modelo de optimización para calcular la remuneración final de cada uno de los generadores.

## 6. Resultados

Entre los resultados que proporciona el modelo se encuentran los siguientes:

- *planificación óptima*, sujeta a restricciones, de opciones prefijadas de expansión de la generación;
- *operación anual óptima* del equipo generador (valores agregados anuales, valores por bloques horarios);
- *precios marginales* de la energía eléctrica en cada bloque horario;
- remuneración marginalista o tradicional de los generadores;
- *resultados económicos* para generadores individuales, compañías generadoras y tipos de tecnologías;
- efecto de las distintas restricciones, a partir de las *variables duales* de interés:
  - + equilibrio entre generación y demanda,
  - + reserva rodante,
  - + fiabilidad,
  - + coste reducido de potencia instalada,
  - + restricciones de desigualdad que establecen los límites inferior y superior de potencia a instalar en los grupos térmicos nuevos,
  - + consumo anual mínimo en termias para centrales de carbón nacional,
  - + cuota anual mínima de gas a consumir por el conjunto de grupos,
  - + máximo consumo de gas en termias/hora en el bloque de punta,
  - + consumo estacional mínimo de gas.

## 7. Conclusiones

Los siguientes aspectos del modelo MARGEN se consideran claves para que realmente éste contribuya a la realización de estudios estratégicos serios de expansión, operación y remuneración del equipo generador en el sistema español:

- la capacidad de representar las diversas restricciones, algunas de carácter muy específico, a las que está sujeta la expansión de capacidad y su operación,
- el proporcionar las variables duales (precios sombra) de cada restricción, por la posibilidad de evaluación económica y determinación de costes marginales que proporcionan,
- la facilidad que el lenguaje GAMS proporciona para adaptar (dentro de límites razonables) el modelo a las necesidades del usuario.

## Referencias

- [1] Ramos A, Pérez-Arriaga J.I., Bogas J., “A nonlinear programming approach to optimal static generation expansion planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4. No. 3. pp. 1140-1146, 1989.
- [2] Cuadra De G., Pérez-Arriaga J.I., et al., “Algoritmo de discretización del plan de mantenimiento de grupos térmicos para modelos de explotación”, IV Jornadas Luso-Espanholas, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 1995.
- [3] Brooke A., Kendrick D., Meeraus A., “GAMS A User’s Guide”, The Scientific Press, South San Francisco, USA, 1992.
- [4] Pérez-Arriaga J.I., “Principios económicos marginalistas en los sistemas de energía eléctrica”, Informe Técnico IIT-93-044, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 1994.
- [5] Instituto de Investigación Tecnológica, “Modelo para estudios estratégicos de la expansión y explotación de la generación: Guía técnica”, Informe técnico preparado para ENDESA, Octubre 1994.