I. Disposiciones generales

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

4777 *ORDEN de 19 de febrero de 1988 por la que se regula la retribución de las Empresas eléctricas integrantes del sistema eléctrico peninsular.*

El Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, establece que la retribución de las Empresas eléctricas integrantes del sistema, en base a las tarifas a los usuarios del servicio, resultará de la aplicación del sistema de compensaciones entre subsistemas eléctricos y de otras compensaciones vigentes, así como del régimen aplicable a las Empresas productoras no integradas en subsistemas.

El artículo 3 del citado Real Decreto atribuye al Ministerio de Industria y Energía la facultad de establecer las modificaciones que precise el sistema de compensaciones entre subsistemas para adecuar éstos y los ingresos previstos por ellos obtenidos, a lo establecido en el Real Decreto, contemplando explícitamente el régimen aplicable a las Empresas produetoras no incluidas en subsistemas eléctricos.

La tarifa eléctrica recoge el total de costes reconocidos a los subsistemas eléctricos y Empresas productoras no incluidas en subsistemas, siendo los subsistemas eléctricos los que la recaudan del abonado final.

Al ser la tarifa eléctrica única la retribución de los subsistemas eléctricos resulta de la aplicación de un sistemas de compensaciones entre subsistemas, además de otras compensaciones vigentes, a fin de corregir en la medida adecuada las diferencias entre los costes de generación y distribución atribuidos a cada uno de los subsistemas, así como las diferencias de ingresos de cada uno de ellos debidas a la distinta estructura de mercado o áreas de distribución.

Al vender las Empresas productoras no integradas en algún subsistema su producción, para su distribución, al abonado final, al conjunto de subsistemas, es necesario establecer, para obtener su retribución, un sistema de cálculo basado en las mismas normas y criterios con que se calcula el coste reconocido a los subsistemas, sin perjuicio de otras compensaciones vigentes para el sistema eléctrico.

Por consiguiente, las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema no participarán en el sistema de compensaciones entre subsistemas, ya que sus ingresos no provienen directamente del usuario final del servicio y la retribución de su potencia aportada y energía suministrada al conjunto de subsistemas se ajusta al coste reconocido en la tarifa eléctrica al servicio prestado.

La retribución, o coste reconocido, de los subsistemas y Empresas productoras tendrá en cuenta los incentivos que propicien la gestión más eficiente y promuevan la competitividad entre los subsistemas y Empresas productoras, minimizando el coste global de la explotación del sistema dentro de la necesaria garantía de seguridad y calidad del servicio, todo ello respetando las directrices de la política energética nacional.

El nuevo sistema será de aplicación para el mismo ejercicio económico al que se reconozcan los costes incurridos por los subsistemas y Empresas productoras integrantes del sistema en el establecimiento de la tarifa eléctrica. Además, dado que el sistema de retribución regulado en la presente Orden supone un cambio importante con respecto al sistema anterior, su establecimiento se realizará de forma gradual.

Por todo lo anterior, este Ministerio de Industria y Energía ha tenido a bien disponer:

Primero.–El sistema eléctrico nacional se estructura en subsistemas eléctricos y Empresas productoras no incluidas en alguno de ellos, en orden a la retribución de las Empresas gestoras del servicio, mediante la percepción de tarifas, precios y compensaciones.

Segundo.–1. Los subsistemas eléctricos se establecen mediante la agrupación de Empresas gestoras del servicio, cuyas instalaciones de producción y distribución constituyan un conjunto de ciclo completo.

2. El establecimiento de los subsistemas eléctricos atenderá a razones técnicas, económicas y de gestión que determinen la composición óptima de los mismos. En todo caso, y a efectos de compensaciones, se considerará que los subsistemas eléctricos cuentan con la potencia, capacidad de generación de energía y áreas de distribución, correspondientes a las instalaciones que en los mismos se integran, aumentadas o disminuidas aquéllas, según los casos, por las derivadas de lo establecido en los puntos tercero y cuarto de esta Orden.

3. El sistema de compensaciones e intercambios de energía recogidos en el anexo I a esta Orden se aplicará al conjunto de los actuales subsistemas eléctricos peninsulares que se relacionan en el punto I.1 del citado anexo I, sin perjuicio de que este Ministerio de Industria y Energía, a propuesta de la Dirección General de la Energía, pueda modificar la composición de los subsistemas eléctricos, por razones de prestación del servicio y, especialmente, en el caso de alteraciones de la potencia, capacidad de generación de energía y de las áreas de distribución integradas en los mismos, que se produzcan por decisiones de las Empresas gestoras.

4. Son conceptos de costes compensables entre subsistemas eléctricos y, en general, se considerarán a los efectos de la presente Orden los siguientes:

a) El coste estándar por las inversiones realizadas en instalaciones complejas especializadas de generación.

b) Los costes estándares por operación y mantenimiento derivados de la generación de energía eléctrica.

c) El coste estándar de los combustibles utilizados en la generación de energía.

d) El coste estándar por combustible y operación y mantenimiento variable, de la energía intercambiada que resulte de acuerdo con el apartado I.2 del anexo I de la presente Orden.

e) El coste estándar por las inversiones realizadas en las instalaciones de distribución.

f) El coste estándar de explotación de distribución y gestión comercial.

g) El coste imputado al ejercicio económico consecuencia de las desviaciones, objeto de corrección en compensaciones, entre los valores previstos y reales del conjunto de los parámetros relevantes que no tienen carácter estándar.

h) Los que resultan de los puntos 3.5 y 3.6 del apartado I.3 del anexo I de la presente Orden.

i) Los que habiendo sido computados en el cálculo de la tarifa eléctrica establezca como costes compensables la Dirección General de la Energía.

5. Las compensaciones por generación y por mercado correspondientes a cada subsistema eléctrico se determinarán del modo establecido en los puntos I.3 y I.4, respectivamente, del anexo I, debiendo fijar la Dirección General de la Energía el valor de los parámetros que figuran en los mismos.

Tercero.–1. Las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema son aquellas que, no distribuyendo directamente su producción a abonados finales, la suministran a los subsistemas eléctricos en los que no se encuentran integrados, teniendo dicho suministro una importancia relevante en la cobertura de la demanda. Su calificación como tal se realiza por el Ministerio de Industria y Energía a propuesta de la Dirección General de la Energía.

2. Cada Empresa eléctrica productora, no integrada en algún subsistema eléctrico, aportará su potencia y suministrará la totalidad de la energía que produzca en barras de central de acuerdo con el proceso de optimización, al conjunto de dichos subsistemas, repartiéndose entre ellos en proporción a sus respectivas demandas en barras de central. Dichas potencia y energía se considerarán integradas en los respectivos subsistemas eléctricos, a los efectos del sistema de compensaciones e intercambios de energía entre subsistemas, especificados en el anexo I a la presente Orden, que no será de aplicación a las Empresas productoras antes mencionadas.

3. La retribución a las Empresas productoras por la potencia y energía aportadas al conjunto de subsistemas se ajustará a las normas de cálculo de la tarifa eléctrica y de determinación de costes y valores estándares, contenidas en el Real Decreto 1538/1987, y disposiciones que lo desarrollen, considerando, respecto de aquellos costes que no hayan sido estandarizados, los que se hayan tenido en cuenta para la determinación de la tarifa eléctrica y que, a tal fin, se publicarán mediante Resolución de la Dirección General de la Energía, todo ello de acuerdo con lo especificado en el punto II.2 del anexo II a esta Orden.

4. El sistema de retribución establecido en esta Orden se aplicará a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema que se relacionan en el punto II.1 del anexo II de la presente Orden.

Cuarto.–1. Las normas establecidas en el punto tercero de esta Orden no serán de aplicación a los autogeneradores interconectados a que se refiere el Real Decreto 907/1982, de 2 de abril, y las centrales acogidas a los Reales Decretos 1217/1981, de 10 de abril, y 1554/1982, de 25 de junio, así como a las hidráulicas que anteriormente no estuvieran conectadas a la red nacional y aquellas abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

2. A los efectos de las compensaciones entre subsistemas eléctricos establecidas en el anexo I a la presente Orden, tanto la potencia a considerar como la energía adquirida de estas centrales, se contabilizará como producción propia del subsistema o Empresa adquiriente, considerándose los precios de adquisición que resulten de la normativa reguladora de estos aspectos.

3. Igualmente, la energía que entreguen al sistema eléctrico peninsular los productores no incluidos en el punto tercero ni en el apartado 1 de este punto cuarto serán tenidos en cuenta a los efectos de compensaciones en los términos que apruebe la Dirección General de la Energía.

Quinto.–1. El sistema de incentivos actúa sobre los costes reconocidos a los subsistemas, a efectos del sistema de compensaciones, y sobre los reconocidos a las Empresas productoras, a efecto de su retribución.

2. Los criterios de cualificación de las características de explotación de cada instalación de generación y su influencia en los costes reconocidos de cada subsistema o Empresa productora, serán función de la eficacia de la aportación de dichas características a la optimización del sistema, contemplando aspectos tales como la disponibilidad de los equipos, su flexibilidad de operación y su consumo específico.

A estos efectos se actuará sobre la forma de evaluación, ponderación y obtención de índices relativos de parámetros tales como la disponibilidad, horas de utilización y horas de funcionamiento de las instalaciones de generación.

3. La Dirección General de la Energía desarrollará las formas de incentivación establecidas en este punto quinto.

Sexto.–1. Los cobros y pagos a que den lugar las compensaciones entre subsistemas, resultado de lo establecido en los puntos I.3 y I.4 del anexo I a esta Orden, así como los que resulten del intercambio de energía entre subsistemas con fines de optimización del sistema, según lo establecido en el punto I.2 del mismo anexo, se determinarán por la Dirección General de la Energía, en la forma y plazos en que se indica en el punto I.5 del citado anexo I.

2. La retribución a que dé lugar la aportación de la potencia y el suministro de energía de las Empresas productoras al conjunto de subsistemas, conforme a lo indicado en el punto II.3 del anexo II de la presente Orden, será determinada por la Dirección General de la Energía, en la forma en que se indica en el punto II.2 del citado anexo II.

Séptimo.–Los acuerdos y convenios de las Empresas gestoras del servicio que puedan afectar a la ejecución y aplicación del contenido de la presente Orden y demás disposiciones que desarrollen el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, deberán ser presentados para su autorización a la Dirección General de la Energía para ser tomados en consideración a los efectos en ellas previstos.

Octavo.–La Dirección General de la Energía queda facultada para dictar las Resoluciones que sean precisas para la aplicación de la presente Orden.

Noveno.–La presente Orden será de aplicación para todo el ejercicio 1988 y siguientes, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria.

Décimo.–La presente Orden entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

DISPOSICION TRANSITORIA

Durante los años 1988 y 1989, las compensaciones que devengarán los subsistemas eléctricos serán la media ponderada de las compensaciones de generación y mercado que resulten de la aplicación de la Orden de 30 de julio de 1984 y 13 de febrero de 1987, y las que resulten de la aplicación de la presente Orden, siendo los coeficientes de ponderación (0.50, 0.50) para 1988. Los coeficientes para el año siguiente serán fijados por la Dirección General de la Energía. En el año 1990 y siguientes las compensaciones de generación y de mercado que devengarán los subsistemas eléctricos se determinarán aplicando exclusivamente la presente Orden.

Lo que comunico a V. I. para su conocimiento y efectos.
Madrid, 19 de febrero de 1988.

CROISSIER BATISTA

Ilmo Sr. Director general de la Energía.

ANEXO I

I.1 *Composición de los subsistemas eléctricos peninsulares considerados a efectos de lo dispuesto en la presente Orden:*

1. «Iberduero, Sociedad Anónima»:

«Centrales Térmicas del Norte de España, Sociedad Anónima» (TERMINOR).
«Centrales Nucleares del Norte, Sociedad Anónima» (NUCLENOR) (50 por 100).
«Fuerzas Eléctricas de Navarra, Sociedad Anónima».
«Vitoriana de Electricidad, Sociedad Anónima».
«Electra de Logroño, Sociedad Anónima».
«Compañía Eléctrica del Urumea, Sociedad Anónima».

2. «Hidroeléctrica Española, Sociedad Anónima»:

«Compañía Eléctrica de Langreo, Sociedad Anónima».
«Eléctrica Conquense, Sociedad Anónima» (53,6 por 100).
«Saltos del Guadiana, Sociedad Anónima» (GUADISA) (25 por 100).

3. «Unión Eléctrica-Fenosa, Sociedad Anónima»:

«Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, Sociedad Anónima» (44,72 por 100).
«Hidroeléctrica del Zarzo, Sociedad Anónima».
«Sociedad Anónima Electra del Jallas».
«Eléctrica Conquense, Sociedad Anónima» (46,4 por 100).

4. «Compañía Sevillana de Electricidad, Sociedad Anónima»:

«Saltos del Guadiana, Sociedad Anónima» (75 por 100).
«Empresa Nacional Eléctrica de Córdoba, Sociedad Anónima» (ENECO) (50 por 100).

5. «Fuerzas Eléctricas de Cataluña, Sociedad Anónima»:

«Hispano Francesa de Energía Nuclear, Sociedad Anónima» (HIFRENSA) (29 por 100).
«Sociedad Productora de Fuerzas Motrices, Sociedad Anónima».
«Fuerzas Hidroeléctricas del Segre, Sociedad Anónima».
«Unión Térmica, Sociedad Anónima».
«Carbones de Berga, Sociedad Anónima».
«Saltos y Centrales de Cataluña, Sociedad Anónima».

6. «Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, Sociedad Anónima»:

«Hispano Francesa de Energía Nuclear, Sociedad Anónima» (HIFRENSA) (23 por 100).
«Térmica del Besós, Sociedad Anónima» (50 por 100).
«Industrias Eléctricas Bonmatí, Sociedad Anónima».
«Producción y Suministros de Electricidad, Sociedad Anónima».
«Hidroeléctrica del Ampurdán, Sociedad Anónima».
«Hidroeléctrica del Alto Ter, Sociedad Anónima».
«Energía Eléctrica del Ter, Sociedad Anónima».

7. «Hidroeléctrica del Cantábrico, Sociedad Anónima»:

«Electricista de Siero y Noreña».
«Ercoa, Sociedad Anónima».
«Hidroeléctrica de Trubia, Sociedad Anónima».

8. «Electra de Viesgo, Sociedad Anónima»:

«Centrales Nucleares del Norte, Sociedad Anónima» (NUCLENOR) (50 por 100).
«Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, Sociedad Anónima» (54,69 por 100).
«Electra del Esva, Sociedad Anónima».
«Distribuidora Palentina de Electricidad, Sociedad Anónima».

9. «Hidroeléctrica de Cataluña, Sociedad Anónima»:

«Hispano Francesa de Energía Nuclear, Sociedad Anónima» (HIFRENSA) (23 por 100).
«Térmicas del Besós, Sociedad Anónima» (50 por 100).
«Hidroeléctrica El Pasteral, Sociedad Anónima» (23,5 por 100).

10. «Eléctricas Reunidas de Zaragoza, Sociedad Anónima»:

«Termoeléctrica del Ebro, Sociedad Anónima» (50 por 100).

I.2 *Intercambio de energía entre subsistemas eléctricos con fines de optimización del sistema, a los efectos de compensaciones:*

2.1 Los ingresos compensables por venta de energía que obtendrá el subsistema eléctrico i son:

$$E_x^i = \sum^{h} [ecv^i(h) \cdot (D^i(h) - \sum^{c} G_p^i(c,h))]$$

Si el coste horario estándar de combustible y operación y mantenimiento variable de alguna de las energías imputadas al subsistema eléctrico i es igual o superior al coste horario estándar medio ponderado de los combustibles y costes de operación y mantemiento variables de la energía que a los efectos de compensaciones compra cualquier subsistema eléctrico [ecv (h)], esta energía será vendida, a los efectos de compensaciones, por el subsistema eléctrico i, pasando a ponderar y, por tanto, modificando el coste ecv (h).

2.2 Los costes compensables por compra de energía en que incurrirá el subsistema eléctrico i son:

$$E^i_d = \sum^h [ecv\ (h) \cdot (D^i\ (h) - \sum^c G^i_p\ (c,h))]$$

2.3 La energía suministrada por cada Empresa productora no integrada en algún subsistema al conjunto de subsistemas como consecuencia del proceso de optimización se considerará, a los efectos de los mecanismos de intercambio de energía entre subsistemas, como un conjunto valorado al coste medio ponderado de los costes estándares variables (combustible y costes de operación y mantemiento variables).

I.3 *Compensación por generación entre subsistemas eléctricos:*

3.1 El coste estándar por las inversiones realizadas en instalaciones complejas especializadas de generación del subsistema eléctrico i es:

$$F^i_g = \sum^c C^i_{fg}\ (c)$$

3.2 El coste estándar fijo por operación y mantenimiento de las instalaciones de generación del subsistema eléctrico i es:

$$C^i_{fmg} = \sum^c K_v\ (c)\ [j_c \cdot P^i\ (c) + (1 - j_c) \cdot P^i_d\ (c)]$$

$$P^i_d\ (c) = P^i\ (c) \cdot K_d\ (c)$$

3.3 El coste estándar variable por operación y mantenimiento de las instalaciones de generación del subsistema eléctrico i es:

$$C^i_{vmg} = \sum^h_c K_v\ (c) \cdot [a\ (c) \cdot P^i_{da}\ (c,h) \cdot \left(1 + \frac{P^i_{da}\ (c,h) - M^i\ (c)}{r\ (c) \cdot P^i_{da}\ (c,h)}\right) + b\ (c) \cdot G^i\ (c,h)]$$

3.4 El coste estándar de los combustibles utilizados en la generación de energía por el subsistema eléctrico i es:

$$V^i_g = \sum^h_c [E^i\ (c,h) \cdot G^i\ (c,h)]$$

3.5 El coste reconocido a la potencia y energía adquirida a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema, del subsistema eléctrico i, es:

$$A^i_p = A^i_{pf} + A^i_{pv}$$

donde

$$A^i_{pf} = \sum_n A^i_{pf}\ (n);\ A^i_{pv} = \sum_n A^i_{pv}\ (n)$$

$$A^i_{pf}\ (n) = A_{pf}\ (n) \cdot X^i$$

$$A^i_{pv}\ (n) = A_{pv}\ (n) \cdot X^i$$

donde

$$A_{pf}\ (n) = A_p\ (n) - (V^n_g + C^n_{vmg})$$

$$A_{pv}\ (n) = V^n_g + C^n_{vmg}$$

X^i = Participación del subsistema eléctrico i en la producción de la Empresa productora.

3.6 El coste reconocido a la potencia y energía adquirida a los autogeneradores y centrales a que se refiere el punto cuarto de esta Orden, del subsistema eléctrico i será:

$$A^i_a = \sum_n A^i_a\ (n)$$

3.7 El coste estándar total de generación compensable correspondiente al subsistema eléctrico i es:

$$C^i_g = CF^i_g + CV^i_g$$

donde

$$CF^i_g = F^i_g + C^i_{fmg} + A^i_{pf} + A^i_a \cdot \sigma$$

$$CV^i_g = V^i_g + C^i_{vmg} + A^i_{pv} + A^i_a\ (1 - \sigma) + E^i_x + E^i_d$$

3.8 La compensación por generación correspondiente al subsistema eléctrico i es:

$$Z^i_g = [CF^{i*}_g + CV^{oi*}_g - C^*_g] \cdot D^i_g + \beta^i \cdot \Pi_g \cdot CV^o_g$$

donde

$$\beta^i = [D^i_g / CT^{i*}_g] / \sum_i [D^i_g / CT^{i*}_g]$$

$$CT^{i*}_g = [(\sum_i CF^i_g \cdot (D^i_g / D_g)) + CV^i_g] / D^i_g$$

$$D_g = \sum_i D^i_g$$

I.4 *Compensación por mercado entre subsistemas eléctricos:*

La compensación por mercado correspondiente al subsistema eléctrico i es:

$$Z^i_m = [(I^* - I^{i*}) - (C^*_d - C^{i*}_d)] \cdot D^i_d$$

donde

$$C^i_d = C^i_{fd} + C^i_{vd} + C^i_{gcd}$$

$$C^i_d = C^i_d / D^i_d$$

$$C^i_{gcd} = Y \cdot N^i_a \cdot CN_a + (1 - Y) \cdot P^i_c \cdot CP_c$$

I.5 *Forma de pago de las compensaciones e intercambios de energía con fines de optimización entre subsistemas:*

1. La compensación total correspondiente a cada subsistema eléctrico es la suma algebraica de las compensaciones por generación y por mercado que le corresponden.

2. La compensación total, positiva o negativa, correspondiente a cada subsistema eléctrico, dará lugar a una cantidad a percibir o a pagar, respectivamente, antes del día 31 de marzo del año siguiente a aquel para el que se han determinado las compensaciones, sin perjuicio del sistema de pagos e ingresos a cuenta que se desarrolla en los apartados 4, 5, 6, 7 y 8 del punto I.5 del presente anexo I.

3. El día 31 de marzo las cantidades pendientes de pago, correspondientes a compensaciones totales del año anterior, empezarán a devengar intereses a un tipo dos puntos superior al tipo de interés preferencial medio de la Banca para préstamos y créditos a tres meses que publica el «Boletín Estadístico del Banco de España». Los intereses serán acreditados a los subsistemas eléctricos que, en la misma fecha, tengan cantidades correspondientes a compensaciones pendientes de cobro y proporcionalmente a las mismas.

4. Los subsistemas eléctricos efectuarán pagos y recibirán ingresos a cuenta de la compensación total a que se refiere el apartado 1 del punto I.5 del presente anexo I.

5. Antes del día 15 de cada mes se contabilizará, para cada subsistema eléctrico, los ingresos y los costes compensables por intercambios de energía a efectos de optimización entre los mismos, correspondientes a todos los bloques horarios comprendidos entre el día 1 de enero y el último día del mes anterior, a los que se refiere el punto I.2 de este anexo I.

6. Antes del día 15 de cada mes se contabilizará, para cada subsistema eléctrico, la compensación por generación correspondiente a los períodos que van desde el 1 de enero hasta el último día del mes anterior.

Para ello se utilizarán las partes proporcionales de los valores F^i_g y C^i_{fmg} y los valores acumulados de V^i_g, C^i_{vmg}, A^i_p, A^i_a, E^i_x, E^i_d y D^i_g, todos ellos referidos a las fechas correspondientes.

7. Antes de los días 15 de julio y 15 de noviembre de cada año y 15 de marzo del año siguiente se contabilizará, para cada subsistema eléctrico, la compensación por mercado correspondiente a los períodos que van desde el 1 de enero hasta el último día de los meses de abril, agosto y diciembre correspondientes.

Para ello se utilizarán los valores acumulados de los ingresos de los subsistemas y el sistema I^{i*} e I^*, respectivamente, y la demanda D^i_d, referidos a las fechas correspondientes, así como las partes proporcionales de los valores C^{i*}_d y C^*_d

8. Antes del día 15 de cada mes (excepto enero) del año para el que se realizan las compensaciones y del día 15 de enero del año siguiente se establecerá, para cada subsistema eléctrico, la compensación parcial acumulada correspondiente a los períodos que van desde el 1 de enero hasta el último día del mes anterior, por la suma algebraica de las contabilizaciones acumuladas previstas en los puntos 6 y 7.

9. Los subsistemas eléctricos a los que corresponda efectuar pagos por compensaciones o los intercambios señalados en el punto 5, los realizarán a los subsistemas acreedores antes de transcurridos quince días desde que dichos pagos hayan sido establecidos.

En caso de que los pagos no se realicen en el plazo concedido, los subsistemas acreedores podrán devengar intereses, del subsistema deudor, a un tipo dos puntos superior al tipo de interés preferencial medio de la Banca para préstamos y créditos a tres meses que publica el «Boletín Estadístico del Banco de España».

ANEXO II

II.1 *Empresas productoras no incluidas en algún subsistema eléctrico, consideradas a efectos de lo dispuesto en la presente Orden.*

«Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima».

II.2 *Retribución a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema, considerado a los efectos de esta Orden.*

1. «Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima».

a) Coste integrante del precio unitario fijo para el ejercicio económico t:

$$FA\ (t) = P_{ft} \cdot E_t = P_{ft-1} \cdot E_{t-1} \cdot \frac{C_{ft}}{C_{ft-1}}$$

donde P_{ft}, E_t, P_{ft-1}, E_{t-1}, C_{ft} y C_{ft-1} son los valores aplicables a la «Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima», como Empresa productora no incluida en algún subsistema, especificados en el anexo VI de la Orden de 29 de diciembre de 1987.

C_{ft} y C_{ft-1} se determinarán de la misma forma que se hace para los subsistemas, es decir:

$$C_{ft} = \sum^{c} C^{E}_{fg}\ (c) + C^{E}_{fd}$$

donde el superíndice E indica «Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima».

b) Coste integrante del precio unitario variable para el ejercicio económico t:

$$VA\ (t) = V^{E}_{g} + C^{E}_{vmg} + C^{E}_{fmg} + C^{E}_{vd} + C^{E}_{gcd} + ES^{E} + C^{E}_{i} + R^{E}$$

$$VA\ (t) = VA1\ (t) + VA2\ (t)$$

donde VA1 (t) y VA2 (t) se definen a continuación:

b.1) Coste variable independiente de la producción: C^{E}_{fmg}, C^{E}_{vd}, C^{E}_{gcd}, R^{E}, y C^{E}_{if}.

Se determinarán de la siguiente forma:

$$VA1\ (t) = C^{E}_{fmg} + C^{E}_{vd} + C^{E}_{gcd} + R^{E} + C^{E}_{if}$$

donde:

- C^{E}_{fmg} tal como se hace en el apartado 3.2 del punto I.3 del anexo I a esta Orden.
- C^{E}_{vd} tal como se hace en el punto I.4 del anexo I a esta Orden.
- C^{E}_{gcd} tal como se hace en el punto I.4 del anexo I a esta Orden.

Se considera para la Empresa productora no incluida en algún subsistema que el número de pólizas de abono es cero y la potencia contratada es la instalada en barras de central.

- R^{E} se corresponde con los costes que, aunque no estandarizados, se han tenido en cuenta para la determinación de la tarifa eléctrica. Será determinado en base al expediente administrativo de modificación de tarifa eléctrica y comunicado mediante Resolución por la Dirección General de la Energía.
- C^{E}_{if} es el coste de capital circulante independiente de la producción.

$$C^{E}_{if} = [FA\ (t) + C^{E}_{fmg} + C^{E}_{vd} + C^{E}_{gcd} + R^{E}] \cdot R_t \cdot 0{,}1263$$

b.2) Coste variable dependiente de la producción: V^{E}_{g}, C^{E}_{vmg}, ES^{E} y C^{E}_{iv}.

Se determinarán de la siguiente forma:

$$VA2\ (t) = V^{E}_{g} + C^{E}_{vmg} + ES^{E} + C^{E}_{iv}$$

donde:

- V^{E}_{g} tal como se hace en el apartado 3.4 del punto I.3 del anexo I a esta Orden.
- C^{E}_{vmg} tal como se hace en el apartado 3.3 del punto I.3 del anexo I a esta Orden.
- ES^{E} son los costes de estructura que se aplican a las Empresas productoras, a las que se le considerará que la demanda en barras de central a estos efectos es la producción en barras de central.
- C^{E}_{iv} es el coste de capital circulante dependiente de la producción.

$$C^{E}_{iv} = (V^{E}_{g} + C^{E}_{vmg} + ES^{E}) \cdot R_t \cdot 0{,}1263$$

c) El coste total integrante de la retribución de la «Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima», es:

$$A_p\ (E) = FA\ (t) + VA\ (t)$$

La retribución correspondiente al coste integrante del precio unitario fijo, FA (t), es fija y garantizada, en razón de las normas generales del sistema de retribución a las Empresas gestoras del servicio, independientemente de la producción y sin perjuicio de la aplicación de los sistemas de incentivos y corrección de desviaciones que procedan, por lo que se realizará proporcionalmente al período transcurrido para el cual se ha determinado el citado coste.

La retribución correspondiente al coste integrante del precio unitario variable, VA (t), se efectuará de acuerdo con los valores acumulados al último día del mes que corresponda. Si no se dispusiera del valor de alguno de los costes integrantes del precio, la Dirección General de la Energía establecerá una cantidad provisional, que será la parte proporcional correspondiente del valor utilizado del citado coste en el cálculo de la tarifa eléctrica.

VA1 (t), aunque variable, es independiente de la producción, por lo que la retribución resultante de los costes en ella recogidos será fija, sin perjuicio del sistema de incentivos y corrección de desviaciones que procedan.

La retribución se realizará proporcionalmente al período transcurrido para el cual se ha determinado el coste.

VA2 (t) depende de la producción, por lo que la retribución resultante de los costes en ella recogidos será función de la producción; todo ello sin perjuicio del sistema de incentivos y corrección de desviaciones que procedan.

II.3 *Forma de pago de la aportación de potencia y suministro de energía de las Empresas productoras a los subsistemas eléctricos.*

1. Las Empresas productoras, de acuerdo con lo indicado en el punto II.2 del presente anexo II, presentarán a la Dirección General de la Energía, antes del día 10 de cada mes, la retribución provisional correspondiente a la aportación de su potencia y suministro de energía.

2. Antes del día 15 de cada mes (excepto enero) del año para el que se determina la retribución, y del día 15 de enero del año siguiente, la Dirección General de la Energía, de acuerdo con el citado punto II.2 del presente anexo II, determinará los costes imputados a cada subsistema eléctrico por la potencia y energía adquirida a cada Empresa productora correspondiente al período que va desde el 1 de enero hasta el último día del mes anterior.

3. Los subsistemas eléctricos efectuarán el pago que les corresponda a las Empresas productoras acreedoras antes de transcurridos quince días desde que dichos pagos hayan sido establecidos por la Dirección General de la Energía, de acuerdo con lo indicado en el punto 2 anterior.

En el caso de que por cualquier circunstancia no hayan sido establecidos dichos pagos antes del día 15 de cada mes, las Empresas productoras pasarán al cobro a los subsistemas la retribución provisional correspondiente a la aportación de su potencia y suministro de energía presentada por éstas a la Dirección General de la Energía.

4. En caso de que los pagos no se realicen en el plazo establecido en el punto 3 anterior se devengarán intereses a favor de las Empresas productoras acreedoras, y a cargo del subsistema o subsistemas deudores, a un tipo dos puntos superior al tipo de interés preferencial medio de la Banca para préstamos y créditos a tres meses que publica el «Boletín Estadístico del Banco de España».

ANEXO III

III.1 *Definición de los símbolos utilizados.*

A^{i}_{a} = Coste reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a los autogeneradores y centrales a las que se refiere el punto cuarto de esta Orden.

$A^{i}_{a\ (n)}$ = Coste reconocido a la adquisición del subsistema eléctrico i al autogenerador o central n al que se refiere el punto cuarto de esta Orden.

A^i_p = Coste reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema.

A^i_{pf} = Coste fijo a efectos de compensaciones reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema.

A^i_{pv} = Coste variable a efectos de compensaciones reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema.

A^i_p (n) = Coste reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a la Empresa productora no incluida en algún subsistema, n.

$A^i_{pf\ (n)}$ = Coste fijo a efectos de compensaciones reconocido a la adquisición del subsistema eléctrico i a la Empresa productora n no incluida en algún subsistema.

$A^i_{pv\ (n)}$ = Coste variable a efectos de compensaciones reconocido a la adquisición del subsistema eléctrico i a la Empresa productora n no incluida en algún subsistema.

a (c) = Coeficiente de ponderación de la potencia disponible acoplada del tipo de instalación c a efectos de los costes de operación y mantenimiento variables.

b (c) = Coeficiente de ponderación de la producción en barras de central del tipo de instalación c a efectos de los costes de operación y mantenimiento variables.

C^i_d = Coste estándar de distribución del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

C^*_d = Coste estándar de distribución del sistema eléctrico por kWh vendido.

C^{i*}_d = Coste estándar de distribución del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i, por kWh vendido.

C^i_{fd} = Coste estándar por las inversiones realizadas en instalaciones complejas especializadas de distribución del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

C^i_{fg} (c) = Coste estándar de las inversiones realizadas en instalaciones complejas especializadas de generación (Kpta).

C^i_{fmg} = Coste estándar fijo por operación y mantenimiento de las instalaciones de generación del subsistema eléctrico, o empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

C^i_g = Coste estándar total de generación (incluido el margen) del subsistema eléctrico i.

C^*_g = Coste estándar total de generación (incluido el margen) del sistema eléctrico por kWh vendido.

C^i_{gdc} = Coste estándar de gestión comercial del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

C^i_l = Coste estándar del capital circulante del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

C^i_{vd} = Coste estándar variable de explotación de las instalaciones complejas especializadas de distribución del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

C^i_{vmg} = Coste estándar variable por operación y mantenimiento de las instalaciones de generación del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

CF^i_g = Coste estándar fijo de generación (incluido el margen) del subsistema eléctrico i.

CF^{i*}_g = Coste estándar fijo de generación (incluido el margen) del subsistema eléctrico i por kWh vendido.

CN_a = Coste estándar en pesetas por póliza de abono.

CP_c = Coste estándar de la potencia facturada a abonado, en pesetas/kW.

CV^i_g = Coste estándar variable de generación (incluido el margen) del subsistema eléctrico i.

CV^o_g = Coste estándar variable de generación (excluido el margen) del sistema eléctrico $[CV_g / (1 + \Pi_g)]$.

CV^{oi*}_g = Coste estándar variable de generación (excluido el margen) del subsistema eléctrico i por kWh vendido $[CV^*_g / (1 + \Pi_g)]$.

D^i_d = Demanda estandarizada en barras de central de subsistema i.

D^i_g = Demanda en barras de central del subsistema i.

$D^i_{(h)}$ = Demanda horaria de energía del subsistema eléctrico i.

E^i_d = Pago compensable del subsistema eléctrico i por intercambio de energía, a efectos de compensaciones, con el resto del sistema.

E^i_x = Ingreso compensable del subsistema eléctrico i por intercambio de energía, a efectos de compensaciones, con el resto del sistema.

E^i (c, h) = Coste estándar por kWh generado de cada instalación del tipo c del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

ES^i = Coste estándar total de estructura del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

ecv (h) = Coste horario estándar medio ponderado de los combustibles y costes de operación y mantenimiento variables de la energía que, a efectos de compensaciones, compran los subsistemas eléctricos (Kpta/MWh).

ecv^i (h) = Coste horario estándar medio ponderado de los combustibles y costes de operación y mantenimiento variables de la energía que, a efectos de compensaciones, vende el subsistema eléctrico i (Kpta/MWh).

F^i_g = Coste estándar de las instalaciones de generación cuyo titular es el subsistema eléctrico i.

G^i (c,h) = Generación horaria de energía del subsistema eléctrico, o Empresa productora, i, según el balance óptimo, de cada tipo de instalación (MWh).

G^i_p (c,h) = Generación horaria de energía imputada al subsistema eléctrico i a los efectos de los intercambios de energía compensables entre subsistemas.

I^* = Ingreso a efectos de compensaciones del sistema eléctrico por kWh vendido.

I^{i*} = Ingresos a efectos de compensaciones del subsistema eléctrico i por kWh vendido.

j_c = Coeficiente de ponderación de la potencia instalada y disponible a efectos de los costes fijos de operación y mantenimiento de generación $(0 < j_c < 1)$.

K_d (c) = Coeficiente estándar de disponibilidad de las instalaciones de generación.

K_f (c) = Coste estándar unitario fijo de operación y mantenimiento de cada instalación de generación (Kpta/MW).

K_v (c) = Coste estándar unitario variable por operación y mantenimiento para el tipo de instalación c (Kpta/MW hora).

M^i (c) = Mínimo técnico de cada instalación de generación del tipo c del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i (MW).

N^i_a = Número de pólizas de abono estándar del subsistema i.

P^i_c = Potencia estándar facturada a abonado en niveles de tensión iguales o superiores a 1 KV, en kW del subsistema i.

P^i (c) = Potencia instalada en barras de central para el tipo de instalación de generación c del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i (MW).

P^i_d (c) = Potencia disponible en barras de central para el tipo de instalación de generación c del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

P^i_{da} (c,h) = Potencia disponible acoplada y en horas de arranque de cada instalación de generación del tipo c (MW).

R^i = Costes no estandarizados incluidos en el cálculo de la tarifa eléctrica del subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

R_t = Tasa de retribución del capital circulante considerada para la determinación de la tarifa del año t.

r (c) = Coeficiente de ponderación de la potencia disponible acoplada y en horas de arranque P^i_{da} (c,h).

V^i_g = Coste estándar de los combustibles utilizados en la generación de energía por el subsistema eléctrico, o Empresa productora no incluida en algún subsistema, i.

Y = Coeficiente unitario de ponderación del número de pólizas de abono.

Z^i_g = Compensación por generación correspondiente al subsistema eléctrico i.

Z^i_m = Compensación por mercado correspondiente al subsistema eléctrico i.

β^i = Coeficiente de reparto del margen en generación, a los efectos de compensaciones del subsistema eléctrico i.

Π_g = Margen de generación a efectos de compensaciones (coste compensado a través del coeficiente β).

σ = Porcentaje de coste fijo imputado a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a los autogeneradores y centrales a las que se refiere el punto cuarto de esta Orden.

4778 *RESOLUCION de 19 de febrero de 1988, de la Dirección General de la Energía, por la que se determina la forma de cálculo de la deuda reconocida correspondiente a los activos en moratoria nuclear.*

La Orden del Ministerio de Industria y Energía de 14 de octubre de 1983, que desarrolla norma sobre materias económicas contenidas en el Real Decreto 2660/1983, de 13 de octubre, disponía en su