



Importes a ingresar para las peticiones aceptadas y coeficiente de prorrateo:

Precio ofrecido — Porcentaje (excupón)	Importe nominal — Millones de euros	Precio de adjudicación — Porcentaje
Peticiones competitivas:		
112,60	60,000	116,160
112,61	150,000	116,170
112,62	125,000	116,180
112,63 y superiores	295,000	116,190
Peticiones no competitivas:	85,639	116,190

Coeficiente de prorrateo aplicado a las peticiones formuladas al precio mínimo aceptado: 24,98 por 100.

4) Segunda vuelta:

Importe nominal adjudicado: 153,729 millones de euros.

Precio de adjudicación: 116,190 por 100.

Madrid, 23 de marzo de 2004.—La Directora general, Belén Romana García.

6841

RESOLUCIÓN de 17 de marzo de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, por la que se modifican un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.

Visto el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica;

Visto el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios;

Vista la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, de 5 de abril de 2001, por la que se modifican las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica;

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, para la modificación de los procedimientos P.O.- 2.1, P.O.- 2.2, P.O.- 2.5, P.O.3.1, P.O.- 3.4, P.O.- 3.6 y P.O.4, así como la aprobación de un nuevo procedimiento P.O. 9 que englobe en un solo procedimiento todos los aspectos relativos al intercambio de información en los que interviene el operador del sistema y que sustituya a los actualmente vigentes P.O.- 9.1, P.O.- 9.2, P.O.- 9.3, P.O.- 9.4, P.O.- 9.5 y P.O.- 9.6;

Considerando que como consecuencia de los cambios en las normas sobre la publicidad de la información, establecidas en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio y en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica aprobadas el 5 de abril de 2001, se hace necesario revisar los Procedimientos de Operación vigentes,

Esta Secretaría de Estado, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, ha adoptado la presente resolución:

Primero.—Se aprueba el conjunto de procedimientos para la operación del sistema eléctrico que figura como anexo de la presente Resolución.

Segundo.—Quedan derogados los siguientes procedimientos para la operación del sistema eléctrico:

P.O-2-5, P.O-3.1 y P.O-3.4 aprobados por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, de 30 de julio de 1998.

P.O-2.1, P.O-3.6, P.O-9.1, P.O-9.3 y P.O-9.5 aprobados por Resolución de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, de 18 de diciembre de 1998.

P.O-4 aprobado mediante Circular 5/1998 de la Comisión Nacional de la Energía, de 29 de diciembre de 1998.

P.O-2.2, P.O-9.2, P.O-9.4 y P.O-9.6 aprobados por Resolución de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, de 24 de junio de 1999.

Tercero.—La presente Resolución entrará en vigor al día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

La presente Resolución pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen

Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, y contra la misma podrá interponer recurso potestativo de reposición, en el plazo de un mes, ante el Excmo. Sr. Secretario de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa o, directamente recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su publicación.

Madrid, 17 de marzo de 2004.—El Secretario de Estado, José Folgado Blanco.

Ilma. Sra. Directora general de Política Energética y Minas, Excmo. Sr. Presidente de la Comisión Nacional de la Energía, Sr. Presidente de Red Eléctrica de España, S. A., y Sra. Presidenta de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S. A.

ANEXO

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

El presente anexo contiene los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- P.O.2.1 Previsión de la demanda.
- P.O.2.2 Previsión de la cobertura y análisis de la seguridad del sistema eléctrico.
- P.O.2.5 Planes de mantenimiento de las unidades de producción.
- P.O.3.1 Programación de la generación.
- P.O.3.4 Programación del mantenimiento de la Red de Transporte.
- P.O.3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.
- P.O.4 Gestión de las conexiones internacionales.
- P.O.9 Información intercambiada por REE.

Previsión de la demanda P.O.2.1

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Previsión mensual con horizonte anual móvil.
4. Previsión con horizonte semanal móvil.
5. Previsión diaria.

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es especificar las previsiones de la demanda que lleva a cabo Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte, en los diversos horizontes temporales.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación para Red Eléctrica y demás sujetos del sector eléctrico.

3. Previsión mensual con horizonte anual móvil

Red Eléctrica elaborará y comunicará en el ámbito de aplicación de este procedimiento, antes del día 15 de cada mes, una previsión de la demanda de energía en barras de central correspondiente al mes siguiente al de la fecha de publicación.

4. Previsión con horizonte semanal móvil

Esta previsión contemplará la demanda diaria de energía en barras de central con un horizonte de siete días y con desglose horario.

Los días laborables antes de las 13:00 horas, Red Eléctrica elaborará y comunicará en el ámbito de aplicación de este procedimiento una previsión de la demanda de energía horaria en barras de central, que abarcará los 7 días siguientes.

5. Previsión diaria

La previsión diaria contemplará la demanda diaria de energía en barras de central, con desglose horario.

Red Eléctrica elaborará y comunicará en el ámbito de aplicación de este procedimiento una previsión de la demanda de energía horaria en barras de central, con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario. Esta previsión abarcará al menos todas y cada una de las horas del día siguiente.

Red Eléctrica elaborará y comunicará en el ámbito de aplicación de este procedimiento nuevas previsiones de demanda correspondientes al día en curso y al día siguiente siempre que las modificaciones respecto a las previsiones previas así lo hagan aconsejable.

Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico

P.O.2.2

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Previsiones con horizonte anual.
 - 3.1 Cobertura.
 - 3.2 Análisis de seguridad.
 - 3.3 Método de estudio.
 - 3.4 Información necesaria.
 - 3.4.1 Centrales térmicas de carbón.
 - 3.4.2 Centrales de fuelóleo, gas y mixtas.
 - 3.4.3 Centrales hidroeléctricas y de bombeo.
 - 3.4.4 Previsiones del OM.
 - 3.4.5 Contratos de importación o exportación.
4. Previsiones a largo plazo.

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es definir el proceso de previsión de la cobertura de la demanda eléctrica y del uso de los recursos de producción, así como de las reservas hidroeléctricas, con diversos horizontes, desgloses y periodicidades, y evaluar el margen de garantía de seguridad de abastecimiento del sistema eléctrico a corto y medio plazo.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación para Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte, para los agentes del mercado y para el operador del mercado (OM).

3. Previsiones con horizonte anual

3.1 Cobertura.

Red Eléctrica elaborará mensualmente una previsión de cobertura de la demanda del sistema con un horizonte anual móvil, desglosado por meses.

Para ello tendrá en cuenta las informaciones que deben enviar los agentes relativas a la disponibilidad prevista de los equipos, el estado de las reservas hidroeléctricas y las existencias de combustibles en parques y almacenamientos, así como la información que pueda recibir del OM relativa a la evolución esperada del funcionamiento del mercado eléctrico.

Como resultado de la previsión se incluirá un balance mensual con la distribución estadística de los casos de cobertura resultante de la agrupación por deciles de las realizaciones del proceso estocástico de hidráulica y fallo térmico.

El balance contendrá la participación previsible en la cobertura de los diferentes recursos de generación agrupados por tipos de combustible —nuclear, carbón, fuel/gas— producción hidráulica, ciclos combinados, producción en régimen especial e intercambios de importación o exportación por las interconexiones internacionales.

El informe de previsión, junto con las hipótesis que hayan servido para su elaboración, será comunicado al OM y a la Administración.

3.2 Análisis de seguridad.

Red Eléctrica analizará mensualmente la seguridad en la cobertura con un horizonte anual móvil.

El análisis de seguridad comprenderá los dos aspectos siguientes:

- a) Análisis en nudo único.
- b) Análisis zonal, detectando posibles problemas de cobertura.

El primero evaluará el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los propios recursos de producción, teniendo en cuenta la disponibilidad de combustibles, las reservas hidroeléctricas en los embalses y la hidráulica, con diversos supuestos de demanda y de disponibilidad de los grupos generadores.

El análisis tendrá en cuenta la utilización prevista de los recursos de generación e incluirá la evolución global de las reservas hidráulicas anuales e hiperanuales, con diferentes probabilidades de ocurrencia.

Se utilizarán, como índices de riesgo, el valor esperado de la energía demandada y no suministrada y el margen de reserva.

El análisis zonal pondrá de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación y de transporte para evitar situaciones que supongan el incumplimiento de los criterios de seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas.

El informe de seguridad de la cobertura se comunicará mensualmente a la Administración y al OM.

3.3 Método de estudio.

Para la realización de los estudios de previsión de la cobertura y análisis de seguridad se emplearán los siguientes criterios:

a) El orden de cobertura se determinará atendiendo al coste de oportunidad de la generación. Para las centrales térmicas este coste de oportunidad vendrá determinado fundamentalmente por los precios de reposición de los combustibles y las compras obligadas de los mismos, previstas en el Plan de la Minería. Para las centrales hidráulicas este coste de oportunidad será el de la generación térmica reemplazada.

b) En las centrales de carbón nacional se supondrá una compra anual garantizada por central, equivalente al cupo aprobado para ella en el Plan de la Minería del Carbón. Las entregas correspondientes al período estudiado se supondrán lineales y por las cantidades pendientes hasta la fecha horizonte contemplada en el análisis.

c) Las aportaciones futuras en los embalses de regulación se obtendrán de su función de distribución probabilística. El estado inicial de los embalses en cada ejecución, será el proporcionado por los agentes propietarios al comienzo de cada periodo, según lo dispuesto más adelante en este procedimiento.

d) Las existencias en parques de carbón y en tanques de combustible serán las declaradas por sus propietarios al comienzo de cada periodo de estudio.

e) Los planes de revisión de las centrales serán los elaborados por Red Eléctrica a partir de la información recibida de las empresas propietarias.

f) La estructura de consumo en termias de Poder Calorífico Inferior (PCI) será la obtenida a partir de los datos disponibles de explotación de las centrales.

g) La energía máxima a ceder a la red por los productores de Régimen Especial será estimada a partir de datos históricos, tendencias e informaciones de organismos oficiales y de elaboración propia.

h) Se tendrán en cuenta las características técnicas de los contratos bilaterales e intercambios acordados con agentes o clientes externos.

i) Se considerarán también las previsiones generales sobre el funcionamiento de los mercados que pueda proporcionar el OM.

3.4 Información necesaria.

3.4.1 Centrales térmicas de carbón.

Antes del día 20 de cada mes, las empresas productoras deberán enviar a Red Eléctrica la información siguiente:

a) Existencias de carbón en toneladas, desglosadas por tipos, o en su defecto en millones de termias PCI.

b) Estructura de consumo y fracción de cada tipo de combustible que sea preciso mezclar, en su caso, por razones ambientales.

c) Plan previsto de entregas de carbón de consumo garantizado para los meses restantes del año en curso o, en su defecto, cantidades del cupo previsto de cada año realmente entregadas hasta la fecha.

d) Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos de producción.

3.4.2 Centrales de fuelóleo, gas y mixtas.

Antes del día 20 de cada mes, las empresas productoras deberán enviar a Red Eléctrica la información siguiente:

a) Existencias de fuelóleo, clasificado por tipos, almacenadas en tanques o en almacenamientos concertados.

b) Tipos de fuelóleo o, en su caso, mezclas previstas consumidas por cada grupo de la central.