



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 8/2010 DE LA CNE
RELATIVO A LA PROPUESTA DE
ORDEN POR LA QUE SE REGULAN
DIFERENTES ASPECTOS DE LA
NORMATIVA DE LOS SISTEMAS
ELÉCTRICOS INSULARES Y
EXTRAPENINSULARES**

20 de mayo de 2010

INDICE

1	OBJETO	2
2	PROCEDIMIENTO	2
3	NORMATIVA APLICABLE.....	3
4	ANTECEDENTES	4
5	CONSIDERACIONES GENERALES.....	4
5.1	Sobre el establecimiento del precio de referencia de gas natural (Artículo 1 y DT 1ª)	5
5.2	Sobre las pruebas de rendimiento (DT 2ª y DF 1ª Dos)	10
6	CONSIDERACIONES PARTICULARES	14
6.1	Ampliación de la exposición de motivos.....	14
6.2	Sobre las penalizaciones por incumplimiento de la instalación de interruptores de control de potencia de la DA 2ª.....	14
6.3	Sobre la modificación de un título de un apartado (DF 1ª Uno)	16
6.4	Sobre la liquidación provisional en ausencia de medidas (DF 1ª Seis Art. 11.1).....	16
6.5	Sobre el coste de los desvíos de los CUR en los SEIE (DF 1ª Siete Art. 12.5) ..	17
6.6	Sobre el precio de adquisición del consumo de servicios auxiliares (DF 1ª Siete Art. 12.6)	18
6.7	Sobre la reducción del plazo de alegaciones en el procedimiento de revocación de autorizaciones de los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (DF 2ª)	18
6.8	Sobre el precio de referencia para la liquidación de la producción en régimen especial en los SEIE	19
6.9	Sobre la disposición adicional segunda de la Orden ITC/913/2006	20
6.10	Sobre la disposición transitoria cuarta de la Orden ITC/913/2006	20
7	CONCLUSIONES.....	21
ANEXO I: COMENTARIOS ENVIADOS POR LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO Y DE OTROS AGENTES QUE FUERON REMITIDOS POR ESCRITO ...		22

INFORME 8/2010 DE LA CNE RELATIVO A LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REGULAN DIFERENTES ASPECTOS DE LA NORMATIVA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES

De conformidad con lo dispuesto en la Disposición Adicional undécima, apartado tercero, 1, funciones segunda y cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 20 de mayo de 2010, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 OBJETO

El presente documento tiene por objeto informar preceptivamente sobre *“La Propuesta de Orden por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”*, remitido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con entrada en la Comisión Nacional de Energía el 4 de mayo de 2010.

2 PROCEDIMIENTO

Con fecha 4 de mayo de 2010 la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitió a la CNE para informe preceptivo, mediante tramitación de urgencia, la propuesta de Orden del objeto.

Con esa misma fecha, la CNE remitió a su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta para comentarios, mediante procedimiento escrito. En el Anexo 1 a este informe se incluyen los comentarios recibidos.

3 NORMATIVA APLICABLE

El *Real Decreto 1747/2003*, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Real Decreto 61/2006, de 31 de marzo, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes.

Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008.

Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

Orden ITC/4142/2004, de 30 de noviembre, por la que se efectúa la convocatoria de los programas nacionales de gestión de la demanda para 2004 y se determinan los requisitos y el procedimiento para su aprobación.

Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

4 ANTECEDENTES

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía aprobó con fecha de 30 de octubre de 2008 el *Informe sobre las propuestas de procedimientos de pruebas de rendimiento de grupos de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, (SEIE) previstos en el artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006.*

Por su parte, con fecha 13 de diciembre de 2005, la CNE aprobó su *Informe 23/2005 a las propuestas de órdenes ministeriales por las que se desarrolla el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

5 CONSIDERACIONES PREVIAS

En primer término, esta Comisión quiere poner de manifiesto, tal y como ha sido también señalado por alguno de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, su disconformidad con la aplicación del procedimiento de urgencia utilizado para la tramitación de la propuesta de Orden objeto de este informe.

Asimismo, se considera que una Orden Ministerial en la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, no es la disposición más adecuada para introducir modificaciones en la regulación ajenas a esta materia, y en aspectos tan relevantes como las penalizaciones a los consumidores por el incumplimiento de la instalación de los interruptores de control de potencia.

En relación con la regulación de los sistemas eléctricos insulares, esta Comisión quiere destacar al inicio de su informe, la necesidad de proceder a una revisión general de la regulación de los sistemas eléctricos de las islas Baleares, ante la próxima entrada en servicio de la conexión eléctrica con la Península, prevista según la Planificación, para finales de 2010.

Por último señalar que en el anexo II de este informe se incorpora información sobre los planes de inversión previstos por ENDESA para los territorios insulares y extrapeninsulares.

6 CONSIDERACIONES GENERALES

6.1 Sobre el establecimiento del precio de referencia de gas natural (Artículo 1 y DT 1ª)

La conexión de las Islas Baleares con la península mediante gasoducto implica la conversión a gas natural de varios grupos de generación eléctrica en régimen ordinario. Por otra parte está prevista la instalación de plantas regasificadoras en determinadas islas de Canarias.

El artículo 1 de la propuesta Orden tan sólo contempla que los ciclos combinados de las Islas Baleares podrían ser reconvertidos a gas natural. Sin embargo, es factible técnicamente y conveniente, desde el punto de vista de la eficiencia económica y ambiental, que se promueva el uso del gas natural en turbinas de gas en ciclo abierto y en grupos diesel, que hasta ahora han consumido gasoil o en su caso, fueloil, como combustible, tal y como se recoge en el Plan Director Sectorial Energético de las Islas Baleares o en Plan Energético de Canarias.

Por lo tanto, se propone que se modifique el texto de la propuesta de Orden para contemplar en el apartado 1 del artículo 1 no sólo al sistema eléctrico balear sino también al canario y no sólo a los ciclos combinados sino también a las turbinas de gas en ciclo abierto y a los grupos diesel.

En el apartado 2 de la propuesta se determina el procedimiento para el cálculo del precio del combustible gas natural, que se establece en función del coste medio mensual de aprovisionamiento del gas natural licuado (GNL) en el mes de consumo, publicado por la CNE en el “*Informe Mensual de supervisión del mercado mayorista del gas*” considerando las mermas de regasificación y transporte, el coste medio de los peajes necesarios para transportar el gas natural hasta el “AOC” y el coste de almacenamiento subterráneo. A este valor se le añadirá la cantidad efectivamente abonada en dicho mes por el comercializador que suministre el gas a la instalación en concepto de término de conducción (fijo y variable) del peaje de transporte y distribución.

A diferencia de otros mercados europeos, el mercado español carece en la actualidad de un precio de referencia del mercado mayorista fiable para el cálculo del coste del gas natural.

El coste medio mensual de aprovisionamiento del GNL en el mes de consumo, publicado por la CNE en el *"Informe Mensual de supervisión del mercado mayorista del gas"*, al que hace referencia la propuesta de Orden que se informa, es el resultado de procesar los datos de aduanas publicados por la Agencia Tributaria.

En la página *web* de la Agencia Tributaria se publican estadísticas de comercio exterior para todos los productos registrados en aduana. Entre estos productos se encuentran el gas natural y el gas natural licuado. Los datos disponibles en la Agencia Tributaria son el volumen, precio de las transacciones realizadas en la frontera, país de procedencia y provincia de entrada del gas. El histórico de datos comienza en enero de 2002.

La CNE ha elaborado un índice de coste de aprovisionamiento de gas natural a partir de los datos de aduanas publicados por la Agencia Tributaria¹, en la misma línea que otros reguladores europeos como por ejemplo: la CRE (Comisión Reguladora de la Energía, Francia), que publica en su informe *"Observatorio de los mercados de gas y electricidad"*, el índice de referencia de los contratos a largo plazo; o la Agencia de Aduanas Nacional Alemana (BAFA), que publica los precios fronterizos del gas natural mensualmente.

La utilización de este índice para la determinación del precio del gas natural a reconocer a las instalaciones de generación en Baleares ha sido objeto de fuertes controversias entre los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, cuyos comentarios varían entre la necesidad de establecer una referencia a las cotizaciones en los mercados internacionales, en línea con lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1747/2003, y la posibilidad de determinar este precio de forma competitiva, mediante una subasta del aprovisionamiento de gas natural abierta a todos los comercializadores.

¹ Los precios del gas en punto frontera se elaboran a partir de la Declaración de despacho en Aduana (DUA o Documento Único Administrativo). Desde el año 1993, dado que no existen fronteras entre los países que integran la Unión Europea y, por lo tanto, formalidades aduaneras, para el comercio intracomunitario se utiliza la estadística Intrastat. Cabe señalar que, se ha establecido la obligación por parte de los operadores económicos de formalizar la Declaración estadística Intrastat, que recoge las correspondientes operaciones intracomunitarias.

La conexión por gasoducto de las Islas Baleares con el resto del sistema gasista nacional permite que el aprovisionamiento de gas a las instalaciones de generación en régimen ordinario, al igual que al resto de consumidores de baleares, pueda ser realizado en un régimen de libre competencia. En este sentido, existe un número importante de comercializadores de gas natural que pueden realizar este suministro.

Ante la dificultad práctica que supone el cálculo del coste de suministro de gas natural por parte del regulador, a los efectos de retribuir una actividad libre pero con costes regulados, como es la generación insular, la CNE propone que se realice la compra de gas mediante un procedimiento de mercado, para obtener el coste real del suministro de gas en condiciones competitivas.

Para ello, se propone que se incluya en el apartado 2 de la propuesta de orden la necesidad de realización de subastas periódicas para determinar el precio del gas natural en los SEIE, y que estas subastas tengan unas características similares a las que se vienen realizando para otros conceptos de coste regulado, como son el aprovisionamiento del gas de operación y llenado de instalaciones de transporte y el aprovisionamiento del gas para el suministro de último recurso.

En relación con los peajes y cánones a incluir en la fórmula de determinación del coste del gas natural de centrales de generación de los SEIE, se hacen las siguientes consideraciones:

- En primer lugar, se debería haber incluido una memoria justificativa con el detalle de las hipótesis consideradas en el cálculo de los citados peajes, como porcentaje de GNL, nº de días de almacenamiento de GNL, tamaño medio de los buques, nº de días de almacenamiento subterráneo considerados, entre otros.
- En segundo lugar, el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, establece en cada uno de los SEIE un despacho por costes variables. Si bien a efectos de calcular la retribución de los grupos de generación se deben considerar la totalidad de los peajes soportados, en el orden de mérito únicamente se deberían tener en cuenta los términos variables o dependientes del gas consumido, esto es, excluyendo la facturación en concepto de reserva de capacidad, la facturación fija por el término

de conducción y la facturación fija de regasificación. Sin embargo, esta posibilidad no se encuentra contemplada en la Orden ITC/913/2006.

- En tercer lugar, se observa que la propuesta de Orden considera implícitamente que el abastecimiento se realiza en su totalidad mediante GNL y a través de la planta de Cartagena. Sin embargo, se considera más adecuado emplear la relación GN/GNL media del comercializadores que abastezcan a las instalaciones eléctricas de los SEIE. No obstante, hasta que se conozca dicha relación, se podría aplicar, con carácter provisional, la relación GN/GNL media del sistema.
- En cuarto lugar, en el cálculo del canon de AA.SS se debe tener en cuenta que el nº de días dependerá de si el suministro de los ciclos tiene la consideración de firme o de interrumpible, por lo que se propone establecer una fórmula con carácter general.

Respecto a las fórmulas que determinan el importe de los peajes y cánones a aplicar, se señalan las siguientes diferencias con respecto al procedimiento del Informe 15/2009 justificadas por la disponibilidad de información: 1) se dispone de la capacidad contratada en el punto final, por lo que no es necesario su estimación, 2) no son de aplicación mermas de distribución y 3) los importes se han calculado mensualmente.

Peaje / Canon	Componente Fijo / Variable	Propuesta CNE
Reserva de Capacidad	Término fijo (€ por mes)	$= \frac{Tf_e}{100} \times \frac{Q_e}{1 - m_T}$
Canon de AA.SS	Término variable (c€/kWh)	$= \frac{Tf}{100} \times \frac{n_1}{30} + \frac{n_2}{30} \times \left(\frac{T_{vi}}{100} + \frac{T_{ve}}{100} \times (1 - m_a) \right)$
Peaje de Regasificación	Término fijo (€ por mes)	$= \frac{Tf_R}{100} \times \left[\frac{Q_f \times \%GNL}{1 - m_T} \right]$
	Término variable (c€/kWh)	$= \frac{Tv_R}{100} \times \left(\frac{\%GNL}{1 - m_T} + \frac{n_2 \times m_a}{30} \right)$
Peaje de descarga de buques	Término variable (c€/kWh)	$= \left(\frac{T_{f_D}}{Tm_{buque} \times fconve_{m^3}^{kWh}} + \frac{T_{V_D}}{100} \right) \times \left(\frac{\%GNL}{(1 - m_R) \times (1 - m_T)} + \frac{n_2 \times m_a}{30 \times (1 - m_R)} \right)$
Canon GNL	Término variable (c€/kWh)	$\left[\frac{T_v}{10^3} \times Tm_{buque} \times fconve_{m^3}^{kWh} \times (1 - m_R) \times \frac{30}{2} \right] \times \frac{1}{C_f}$
Término de Conducción	Término fijo (€ por mes)	El realmente soportado por el ciclo
	Término variable (c€/kWh)	El realmente soportado por el ciclo

Por otra parte, es necesario que el precio del gas que se establezca en el artículo 1 apartado 2 de la propuesta de Orden, se obtenga en las unidades apropiadas y compatibles con las fórmulas de cálculo del coste de combustible en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, donde el precio del combustible se define en €/termia. Una alternativa podría ser la obtención del precio del gas en €/MWh junto a su poder calorífico inferior.

Asimismo, el apartado 3 determina que la actualización del coste variable de generación (a partir de los valores del precio del gas natural y el término de conducción del peaje) se realizará trimestralmente con los valores disponibles al último mes. Sin embargo, según el artículo 7.3 de la Orden ITC/913/2006, la Dirección General de Política Energética y Minas ha de determinar semestralmente en los meses de enero y de julio los precios de los combustibles, como media de las cotizaciones mensuales correspondientes al semestre inmediatamente anterior, para ser utilizados en las liquidaciones y en el despacho del semestre siguiente, sin perjuicio de que una vez concluido el semestre se proceda regularizar los costes reconocidos provisionalmente con los precios reales. Por lo tanto, se propone mantener la misma metodología que para el resto de combustibles, y que exista una actualización semestral del precio del gas natural en los meses de enero y de julio.

Por último, la Disposición transitoria primera de la propuesta de Orden garantiza el pago por capacidad, definido en el artículo 3 de la Orden ITC/914/2006, a los grupos de generación afectados por la reconversión del combustible a gas natural. Al mismo tiempo, condiciona dicho pago a la entrega del titular de los grupos al Operador del Sistema (OS) de un plan de adaptación que contenga los detalles “*de los plazos de realización de los trabajos*” y de su aceptación al respecto. El plazo máximo establecido para la realización de los trabajos de conversión es de dos meses en cada grupo. Sin embargo, en el texto no se acota el plazo máximo para entregar la citada la propuesta ni tampoco el plazo para la finalización de los trabajos de conversión. La CNE considera que el sobre coste que representa el gas oil y el fuel oil sobre el gas natural justifica que se establezcan unos plazos exigentes, por lo que propone que se establezca el 31 de agosto de 2010 como plazo máximo para la entrega del plan y el 31 de diciembre de 2010 como plazo máximo de la reconversión de todas las plantas al uso de gas natural.

6.2 Sobre las pruebas de rendimiento (DT 2ª y DF 1ª Dos)

La propuesta de Orden incluye criterios adicionales sobre las pruebas de rendimiento que deben realizarse en los grupos nuevos, antes de los 6 meses de su puesta en marcha, y

en todos los grupos, cada cuatro años, según se establece el artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006. Mediante dichas pruebas se pretenden obtener los parámetros técnicos individuales de cada grupo que son necesarios aplicar a los precios de los combustibles para determinar sus costes variables (combustible, arranque, reserva caliente, operación y mantenimiento, y banda de regulación).

Mediante la Disposición final primera Dos, se añade un nuevo artículo 6 bis a la Orden ITC/913/2006, para establecer la diferenciación entre los parámetros reales de los grupos, que han de servir para que el OS al realizar el despacho económico optimice la eficiencia energética y económica de la generación, y los parámetros estándares, que deben emplearse para determinar la retribución de los grupos, con el fin de incentivar al generador a la disminución progresiva de sus costes, de forma que las ganancias de eficiencia que se obtenga en cada periodo regulatorio serán trasladadas parcialmente al consumidor.

Los parámetros reales se han de obtener de las pruebas de rendimiento, mientras que los parámetros estándares se han de establecer a partir de los parámetros reales por tecnologías y tamaños (es decir, por familias²), de todos los grupos existentes que dispongan de pruebas en una familia, independientemente del SEIE donde se encuentren ubicados.

Ambos conceptos fueron propuestos por la CNE con ocasión del referido informe de 30 de octubre de 2008: *Informe sobre las propuestas de procedimientos de pruebas de rendimiento de grupos de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, (SEIE) previstos en el artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006.*

La CNE argumentó varias posibilidades para la fijación de los parámetros estándares por familias, proponiendo la aplicación del método de la envolvente de los parámetros reales de los grupos pertenecientes a una familia, con una limitación máxima respecto a los valores medios, para no reconocer todo el consumo específico de los grupos más ineficientes cuando se presenten desviaciones importantes respecto al consumo medio.

² Como las familias que figuran en los Anexos II, IV, VI de la Orden ITC/913/2006 y en el Anexo II de la Orden ITC/914/2006

La separación entre parámetros reales y estándares ha sido también objeto de fuertes controversias entre los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (tanto de la empresa productora como de otras empresas). La CNE sin embargo considera que la separación de parámetros es una regulación que incentiva la eficiencia económica, energética y medioambiental, y de la que se tiene una buena experiencia con el anterior marco regulatorio, por lo que apoya su mantenimiento en la propuesta de Orden, con la inclusión del criterio propuesto sobre la determinación de los parámetros estándares.

La Comisión también propuso, por razones de economías de medios y de garantía de suministro³, no realizar las pruebas a todas las instalaciones, sino únicamente a una muestra representativa de los grupos, sin perjuicio de que en determinados grupos se considere conveniente realizarlas con los dos combustibles principales existentes. No obstante lo anterior, la CNE también propuso el establecimiento de unos criterios para la selección de los grupos en los que realizar las pruebas, que ahora se deberían incluir en la propuesta de Orden:

- Que en cada SEIE, se realicen pruebas en al menos en el 50% de las instalaciones de generación.
- Que entre todos los SEIE se realicen pruebas en al menos en el 50% de las instalaciones de una familia.
- Que en cada sistema aislado, se realicen pruebas en al menos una instalación de generación perteneciente a las familias existentes.
- Que las pruebas se realicen en un estado de mantenimiento intermedio de los grupos, es decir, que no se realicen inmediatamente ni muy lejos de una revisión anual/multianual en profundidad, ya que lo que se busca es obtener unos parámetros reales situados lo más próximo posible a los habituales. Se propone que se realicen las pruebas en grupos que se encuentren preferentemente en un

³ Disposición temporal de medios materiales (instrumentación) y humanos (personal especializado), la enorme cantidad de grupos existentes (muchos de ellos de características similares) y la necesidad de coordinación previa entre el propietario y el OS para mantener la seguridad del sistema.

periodo situado entre los tres y los seis meses después de una revisión anual/multianual profunda, y nunca más allá de los nueve meses.

La realización de las pruebas de rendimiento en un grupo exige unos periodos de tiempo en los que el grupo no puede ser gestionado por el OS, por lo que encontraría indisponible a efectos de la operación del sistema. La propuesta de Orden recoge la propuesta de la CNE de reconocer en este tiempo la garantía de potencia correspondiente a las instalaciones afectadas.

El plazo para la realización de las pruebas de rendimiento para las instalaciones existentes se fija en la Disposición transitoria segunda en dos años contados a partir de la entrada en vigor de la resolución por la que se aprueben los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros. Además, según el apartado 3.4 del punto dos de la Disposición final primera, la revisión de los parámetros se podrán efectuar por la DGPEyM cada 4 años con el objetivo de reflejar la evolución de las tecnologías. La CNE considera que para poder repercutir parcialmente las ganancias de eficiencia a los consumidores se debería establecer en este punto de la Orden la obligación de revisar los parámetros cada cuatro años, a partir de una campaña de pruebas que iniciada el año anterior.

Por último, se considera que se podrían mejorar algunos aspectos adicionales del nuevo Artículo 6 bis incluido en la Disposición final primera:

- Apartado 2.- Si bien los parámetros a'', b'' y d son de índole económico y deben quedar fuera de las pruebas, la información técnica sobre la que se basan debería recopilarse en las pruebas (consumibles, fungibles, nº de arranques, horas de funcionamiento, etc).
- Apartado 3 a).- El titular de las instalaciones debe proporcionar al OS el histórico de consumos específicos de todos los grupos. Se debería indicar que esta información debería ser a su carga media mensual y anual, y en el caso de estar disponible, proporcionar esta información a plena carga, al 75% de la misma, y al mínimo técnico.

7 CONSIDERACIONES PARTICULARES

7.1 Ampliación de la exposición de motivos

La exposición de motivos de la propuesta de Orden parte del marco regulatorio de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (en adelante SEIE) y contextualiza los asuntos que regula en la parte dispositiva de la propuesta de Orden en dos artículos, dos disposiciones adicionales, dos disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y tres disposiciones finales. Se ha de señalar que la exposición de motivos enumera 15 asuntos diferentes, todos ellos relacionados con los SEIE, mientras que en la parte dispositiva trata en total de 19 asuntos, 3 de ellos no relacionados con los SEIE.

Parece pues conveniente ampliar la parte expositiva para introducir todos los aspectos regulados en la parte dispositiva, especialmente, los relativos al cierre de los saldos excedentarios de cuentas de la CNE, al incumplimiento de instalación de Interruptores de Control de Potencia y el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

7.1 Disposición adicional primera. Cierre de los saldos excedentarios de determinadas cuentas abiertas en régimen de depósitos por la Comisión Nacional de Energía

La Disposición adicional primera de la propuesta de Orden establece que los saldos de los planes de mejora de calidad con cargo a la tarifa 2008, que no estén comprometidos antes del 30 de junio de 2010, pasarán a incorporarse como ingresos liquidables del ejercicio 2009.

Análogamente, los saldos de los programas nacionales de gestión de la demanda que resulten de aprobar las cantidades definitivas para 2004, pasarán a incorporarse como ingresos liquidables del ejercicio 2009.

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico, reconoce para 2009 un déficit de 3.500 M€ y establece que “cualquier diferencia que pueda surgir entre el importe de las catorce

liquidaciones y el importe resultante de la liquidación definitiva correspondiente a 2009 se considerará ingreso o coste liquidable del ejercicio en curso”.

A la fecha del presente informe ya ha tenido lugar la Liquidación 14/2009, por lo que los ingresos resultantes de los saldos anteriormente citados se computarán en la Liquidación definitiva de 2009, de acuerdo con el Real Decreto 437/2009, y en consecuencia, pasarán a considerarse ingresos liquidables del ejercicio en que se realice dicha Liquidación definitiva.

En consecuencia, dado que en 2010 existe un déficit ex ante de actividades reguladas, se propone cambiar a 2010 el ejercicio en que deben considerarse ingresos liquidables en la Disposición adicional primera de la propuesta de Orden. En concreto, se propone substituir *“ingresos liquidables del ejercicio 2009”* por *“ingresos liquidables del ejercicio 2010”*.

7.2 Sobre las penalizaciones por incumplimiento de la instalación de interruptores de control de potencia de la DA 2ª

La CNE considera que es preciso establecer que los distribuidores deban poner a disposición de los comercializadores la relación de los titulares que se ven afectados por la medida.

Para la aplicación efectiva de esta medida debería incluirse en el texto de la Orden Ministerial una mención al desarrollo normativo necesario para establecer los cauces adecuados de comunicación y transferencia de información entre distribuidor y comercializador.

Así mismo, la CNE considera necesario que en la factura se indique de forma expresa la cuantía resultante y el concepto al que corresponde dicho recargo, señalando que se debe al hecho de no tener instalado el ICP.

Adicionalmente, se advierte que con la redacción propuesta se produce un cambio, respecto a la norma vigente, no sólo en la potencia a considerar a estos efectos penalizadores, sino también en el concepto a facturar. A partir de ahora habrá dos

potencias a considerar: la potencia de “penalización” sobre el término de facturación de la tarifa de acceso, y la potencia “contratada” sobre el resto de facturación de potencia del CUR. Ello obligará al distribuidor a pasar al CUR dos potencias diferentes y a éste a realizar una facturación desglosada por partida doble, con indicación expresa de la cuantía resultante y del concepto al que corresponde. En aras a no hacer incurrir a distribuidores y CUR en unos costes adicionales, de carácter transitorio, se propone eliminar de los puntos 1 y 2 la frase: “... a efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda”. Asimismo, para mayor claridad en la redacción, se propone incluir en la redacción en estos dos puntos la siguiente expresión “...se aplicará **a estos únicos efectos** una potencia contratada de...”.

Con independencia de todo lo anterior, la CNE entiende, como ya ha tenido ocasión de manifestar en anteriores expedientes, que la instalación de ICP debe coordinarse con el Plan de sustitución de los actuales equipos de medida electromecánicos por los nuevos equipos de medida electrónicos, toda vez que estos últimos ya llevan incorporados la funcionalidad del ICP.

7.3 Sobre la modificación de un título de un apartado (DF 1ª Uno)

En el título del punto Uno de la Disposición final primera hace falta referirse al artículo al que hace referencia. Por tanto, se propone modificar el título del apartado de la siguiente manera:

“Uno. Se modifican los apartados 3.3 y 3.4 del artículo 7 que quedan redactados del siguiente modo:”

7.4 Sobre la liquidación provisional en ausencia de medidas (DF 1ª Seis Art. 11.1)

La CNE considera que se debe eliminar del punto Seis de la Disposición final Primera, en relación con la nueva redacción del artículo 11.1, la siguiente expresión,

~~*En caso de ausencia de medidas la energía a liquidar será cero.*~~

dado que con ello se causa un gran perjuicio a las instalaciones generadoras en régimen ordinario y especial en los SEIE, y se las discrimina al no considerarse la posibilidad de la estimación de la medida, contemplada en la normativa vigente.

Se propone asimismo la inclusión de un apartado 3 a este mismo artículo 11, de la siguiente manera:

“3. Sistema de medidas

Los datos de medidas utilizados en las distintas liquidaciones serán obtenidos de acuerdo a los plazos y procedimientos establecidos en la legislación específica del sistema de medidas.”

7.5 Sobre el coste de los desvíos de los CUR en los SEIE (DF 1ª Siete Art. 12.5)

La introducción de la señal de coste de los desvíos a las empresas comercializadoras y consumidores directos en los SEIE es eficiente. Este coste será el medio horario en la península de las empresas comercializadoras y consumidores directos.

Sin embargo, el sentido del desvío no tiene que coincidir en la península y en los SEIE, por lo que pueden producirse distorsiones con efecto no deseados. Por ello, la CNE recomienda modificar el procedimiento de operación que establece la exención de pagos de los desvíos de un agente, cuando su desvío coincide con el medio del sistema.

Por su parte, los Comercializadores de Ultimo Recurso tienen unas obligaciones de pago que están previstas en el RD 485/2009, de 3 de abril. En el artículo 6 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, que desarrolla dicho RD, se establece el coste de adquisición de energía que ya contempla el sobre coste de los servicios de ajuste del sistema, por lo que ya están pagando el coste de los desvíos que pudieran ocasionar.

Se propone, para no hacer incurrir a estos agentes en una doble imputación de costes, eximir a los CUR en los SEIE del pago del coste de los desvíos contemplado en la DF 1ª Siete por la que se modifica el artículo 12.5 de la Orden ITC/913/2006.

7.6 Sobre el precio de adquisición del consumo de servicios auxiliares (DF 1ª Siete Art. 12.6)

En los SEIE se retribuye la energía neta producida por los grupos de acuerdo con las curvas de rendimiento de los mismos y el precio de los combustibles según establece la Orden ITC/913/2006, esto implica considerar en el coste reconocido los consumos de servicios auxiliares. El considerar el precio del consumo de los servicios auxiliares del régimen ordinario el precio del mercado diario peninsular o el precio medio de la demanda peninsular es un incentivo para que el titular de las instalaciones trate de adquirir todos sus servicios auxiliares de la red a un precio muy inferior al que el sistema le reconoce cuando le retribuye la producida a partir del consumo específico neto. Sin embargo, en los momentos en que una central está parada no queda otra opción que consumir de la red los servicios auxiliares.

Es importante que en las pruebas de rendimiento se determine exactamente la procedencia y origen de los servicios auxiliares a efectos de considerar el porcentaje habitual de energía neta en la determinación del consumo específico neto de cada grupo.

Por todo lo anterior, la CNE no considera necesaria incluir esta modificación en la propuesta de Orden.

7.7 Sobre la reducción del plazo de alegaciones en el procedimiento de revocación de autorizaciones de los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (DF 2ª)

Atendiendo a la naturaleza del procedimiento de revocación de autorizaciones de los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y al plazo general de cumplimiento de trámites señalado en el artículo 76.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, esta Comisión considera que la reducción del plazo de alegaciones de un mes establecido en el artículo 14.2 de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, debería quedar al menos en un plazo de quince días, con el fin de garantizar la audiencia del interesado en el procedimiento de revocación.

7.8 Sobre el precio de referencia para la liquidación de las producción en régimen especial en los SEIE

El artículo 12.2 de la ITC/913/2006 vigente establece que la producción de régimen especial se liquida al precio medio final resultante para el conjunto de instalaciones de régimen especial que participan en el mercado de producción peninsular de la misma categoría y opción de venta, sin considerar el coste imputado por sus desvíos. El precio medio final peninsular del régimen especial una vez descontado el coste de los desvíos, es el resultado de sumar al precio del mercado diario el cociente entre las ganancias o pérdidas en el mercado intradiario del conjunto de instalaciones de cada categoría y opción de venta y su producción medida.

Este mecanismo tiene dos inconvenientes: el primero es la volatilidad de precio cuando en la península participan un número reducido de instalaciones en una categoría y opción como es el caso de la categoría c). En este caso la participación puntual de una instalación en el mercado intradiario produce una variación significativa del precio final llegando a ser incluso negativo. El segundo inconveniente es que la componente intradiaria solamente se conoce con precisión cuando se produce el cierre definitivo de las medidas peninsulares, 10 meses después de cada mes. Este retraso implica que las instalaciones deben reliquidar su medida con el operador del sistema y con la CNE para reflejar cambios insignificantes en el precio final ya que la componente intradiaria es prácticamente cero cuando el número de instalaciones peninsulares en una categoría y opción es muy elevado como es el caso de las categorías a) y b).

Por estos motivos se propone simplificar la liquidación de la producción de régimen especial medida, sustituyendo el precio final por el precio del mercado diario en la definición del término PREP(h) del artículo 12.2. de la ITC/913/2006. Se propone sustituir la actual redacción vigente del término PREP(h)⁴, por la siguiente redacción:

PREP(h): Precio del mercado diario en la hora h

⁴ PREP (h): Precio medio final en la hora h resultante para el conjunto de instalaciones de régimen especial que participan en el mercado de producción peninsular de la misma categoría y opción de venta, sin considerar el coste imputado por sus desvíos en la hora h

7.9 Sobre la disposición adicional segunda de la Orden ITC/913/2006

El artículo 12.10 de la ITC/913/2006 vigente establece que el déficit/superávit entre costes de generación y de adquisición de todos los sistemas aislados de un SEIE se distribuya en la liquidación entre el régimen ordinario de cada SEIE en proporción a su coste de generación. Esto significa que el equilibrio de cobros y pagos se alcanza por el conjunto de cada SEIE no por sistema aislado. Por este motivo la Regla 11ª.1 del sistema de liquidación y garantías de pago de los SEIE establece que “El Operador del Sistema realizará facturas separadas para cada uno de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares calculadas con los datos de transacciones habidas dentro de cada sistema eléctrico aislado.”

A propuesta del OS, se propone corregir el tercer párrafo de la disposición adicional segunda de la ITC/913/2006, de la siguiente manera:

“Los cobros y pagos de los sistemas peninsulares, extrapeninsulares e insulares podrán realizarse conjuntamente, sin perjuicio de que en los SEIE la facturación se calcule para cada sistema eléctrico aislado de forma independiente.”

7.10 Sobre la disposición transitoria cuarta de la Orden ITC/913/2006

La disposición transitoria cuarta de la orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, permitía que no fuese necesaria la instalación de equipos de medida en puntos frontera de distribución con transporte.

De acuerdo con la evolución del sistema eléctrico y los nuevos requisitos del mismo, mantener dicha salvedad impedirá calcular individualizadas las pérdidas de los distribuidores y transportistas en los distintos sistemas eléctricos insulares.

Por tanto, se propone que se derogue la disposición transitoria cuarta de la Orden ITC/913/2006.

8 CONCLUSIONES

La Comisión Nacional de Energía informa favorablemente la propuesta de Orden objeto de informe, una vez sean tenidas en cuenta las consideraciones generales y particulares incluidas en este informe, en especial, en relación a los siguientes aspectos:

1.- Se propone que se realice la compra de gas natural en los SEIE mediante un procedimiento de mercado, mediante subastas periódicas que determinen el precio del gas natural en los SEIE que tengan unas características similares a las que se vienen realizando para otros conceptos de coste regulado, como son el aprovisionamiento del gas de operación y llenado de instalaciones de transporte y el aprovisionamiento del gas para el suministro de último recurso.

2.- Se considera positivo establecer la diferenciación entre los parámetros reales de los grupos, que han de servir para que el OS al realizar el despacho económico optimice la eficiencia energética y económica de la generación, y los parámetros estándares, que deben emplearse para determinar la retribución de los grupos, con el fin de incentivar al generador a la disminución progresiva de sus costes, de forma que las ganancias de eficiencia que se obtenga en cada periodo regulatorio serán trasladadas parcialmente al consumidor.

Los parámetros reales se han de obtener de las pruebas de rendimiento, mientras que los parámetros estándares se han de establecer a partir de los parámetros reales por tecnologías y tamaños (es decir, por familias), y en ambos casos, con los criterios que la CNE propone se incluyan en el texto de la Orden, según se recogen en las consideraciones anteriores.

ANEXO I: COMENTARIOS ENVIADOS POR LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO Y DE OTROS AGENTES QUE FUERON REMITIDOS POR ESCRITO