



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 23/2005 DE 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**

13 de diciembre de 2005

INFORME 23/2005 DE 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

De conformidad con 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 el artículo 5 del 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 (CNE), en su sesión del día 13 de diciembre de 2005 ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 OBJETO

El objeto del presente documento es informar con un análisis valorativo las siguientes 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 (SEIE):

- Propuesta de Orden 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.
- Propuesta de Orden 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.

2 ANTECEDENTES

Con fecha 11 de noviembre de 2004, el Consejo de Administración de esta Comisión aprobó, con carácter consultivo, el *Informe sobre el borrador preliminar de Orden por la que se aprueba el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas*

eléctricos insulares y extrapeninsulares, remitido por el Secretario General de Energía el 29 de julio de 2004.

Con fecha 2 de diciembre de 2004, el Consejo de Administración de la CNE aprobó, con carácter consultivo, el *Informe sobre borrador preliminar de Orden 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*, remitido por el Secretario General de Energía el 12 de noviembre de 2004.

Con fecha 10 de Junio de 2005 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de Energía las propuestas de Órdenes Ministeriales mencionadas en el objeto. En ellas se incorporan determinadas observaciones realizadas por este Organismo en los referidos informes de 11 de noviembre y de 2 de diciembre de 2004. A continuación se relacionan las más relevantes:

- a) la especificación de los criterios mínimos del modelo de despacho
- b) la declaración explícita de la estructura de los costes estándares de generación, en costes fijos y costes variables
- c) la declaración de que el coste de arranque es alternativo al coste de reserva caliente
- d) la necesidad de revisar periódicamente los parámetros técnicos y económicos para la determinación de los costes de combustible y de operación y mantenimiento
- e) la especificación de los índices internacionales de referencia de los precios de los combustibles, para la determinación de este coste
- f) la imputación de costes de desvíos para las instalaciones de régimen especial que participan en el despacho de generación de los SEIE
- g) la utilización, a partir de un determinado año, de un único método de determinación de la anualidad de la inversión tanto para instalaciones nuevas como existentes, así como para el reconocimiento de los costes de extensión de vida
- h) la definición provisional de los índices de cobertura y su inclusión en un anexo

Con fecha 7 de julio de 2005, el Consejo de Administración de la CNE aprobó, su *Informe 10/2005 sobre 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*. En este informe se señaló que, dada la relevancia

económica de las disposiciones para las que se solicita informe, dado que no se aportaban junto a las propuestas los valores auditados de las instalaciones puestas en servicio durante el periodo 2002 y 2003, y dada la disparidad y en ocasiones contradictoria información recibida en el trámite de audiencia de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad respecto a los costes de generación extrapeninsular, cuyas aportaciones se incluyen como Anexo 2, no era posible emitir informe favorable, por lo que a fin de resolver lo más rápidamente posible la situación creada, se consideraba necesario iniciar un proceso de solicitud y captación rigurosa de toda la información necesaria para poder valorar de forma justificada los parámetros y datos que se han de emplear en la determinación de la retribución, posponiendo el informe valorativo de la CNE hasta el final del mes de octubre de 2005.

Una vez que se ha podido completar dicho proceso a partir de una contratación externa que ha aportado valores objetivos de inversión y costes de operación aplicables a las nuevas inversiones, y de la aportación de información auditada de las inversiones en generación habidas desde el año 2002, así como las auditorias de los costes operativos de todas las unidades existentes, todo lo cual se incluye como Anexos 3 y 4, la CNE puede emitir el presente informe valorativo de los parámetros técnicos y económicos que determinan los costes de generación en los SEIE, proponiendo en su caso, unos valores y formulaciones que se consideran más adecuados.

3 CONSIDERACIONES GENERALES

La Comisión Nacional de Energía, con el fin de eliminar la inseguridad regulatoria existente en la actualidad respecto a la retribución de la generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, de acuerdo con lo previsto en Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y después de dos años de vigencia del mismo sin haber sido desarrollado, considera necesario y urgente el establecimiento mediante Orden Ministerial, del método de cálculo del coste reconocido a la generación en régimen ordinario, así como del procedimiento de despacho y los criterios de liquidación de la energía en los SEIE.

La CNE, con el fin de aportar objetividad y transparencia a la regulación, considera que el mecanismo que se establezca para determinar esta retribución regulada ha de reconocer

unos costes fijos y variables de la actividad de generación, suficientes para obtener una rentabilidad adecuada de las inversiones.

Por ello, la CNE considera que los parámetros y formulaciones de retribución deberían diseñarse de la forma más sencilla y transparente posible, cosa que a veces no ocurre en las propuestas que se informan. Además, esta retribución debería descansar, en lo posible, sobre valores reales auditados, fundamentalmente en lo que se refiere al periodo de tiempo ya transcurrido respecto a las instalaciones existentes. Para el futuro de estas instalaciones, y para las instalaciones nuevas, puede ser recomendable incorporar formulaciones estándares, revisables periódicamente, para incentivar a los generadores a alcanzar ganancias de eficiencia. Sin embargo, en las propuestas de Orden que se informan no se siguen completamente estos criterios, como a continuación se pone de manifiesto.

En el artículo 6.4 del RD 1747/2003, en relación con el método de cálculo del coste fijo, denominado garantía de potencia, se determinan los criterios para fijar este estándar, que *“se establecerá diferenciando por tecnologías y por tamaño de los grupos”* generadores *“teniendo en cuenta las inversiones reales ... y los costes de operación y mantenimiento”*. Asimismo, en relación con las instalaciones existentes, en la DT 1ª del mencionado RD, se establece que valor inicial de la garantía de potencia corresponderá al año 2001, y *“se determinará para cada una de las instalaciones”*, *“sobre valores brutos auditados a 31 de diciembre de 2001”*. Consecuentemente con ello, en la DT 4ª del mismo RD se determina que los costes específicos destinados a la compensación de los SEIE establecidos con carácter provisional en los RR.DD. de tarifas de 2001, 2002, y 2003 se revisarán de acuerdo con el régimen retributivo establecido en este RD. Finalmente, en los RR.DD. de tarifas de 2004 y 2005, se han vuelto a establecer los correspondientes costes específicos provisionales.

Por su parte, en la propuesta de Orden sobre garantía de potencia se produce una diferenciación entre instalaciones existentes (con entrada en explotación antes del 1 de enero de 2002) y nuevas (el resto) dadas las diferencias expresadas en la determinación del valor bruto de inversión y en el método de cálculo de la retribución financiera. No obstante lo anterior, a partir del año 2004 se unifica la última metodología de cálculo de la retribución financiera.

- Instalaciones existentes en 2001 (para las que el valor bruto coincide con el auditado a 31.12.01 y la retribución financiera, se calcula a partir de dicho valor bruto durante el periodo 2001-2003, y con el valor neto a partir del año 2004)
- Instalaciones nuevas, con entrada en explotación a partir del año 2002 (cuyo valor bruto se determina considerando los valores reales de inversión y unos valores máximos por tecnologías, y la retribución financiera se calcula desde 2002 a partir del valor neto correspondiente).

Por otra parte, la DT 3ª de la propuesta de Orden sobre costes variables y procedimiento de despacho y liquidación de la energía, determina que esta Orden será de aplicación desde el 1 de enero de 2004, tanto en la determinación del coste variable de generación como en la liquidación horaria de la energía, definiendo como transitorio a “*los meses transcurridos*” desde el 1 de enero de 2004 hasta la entrada en vigor de la Orden, dando a entender que dicha Orden iba a entrar en vigor durante el año 2004.

Con todo ello, la CNE quiere realizar la siguiente reflexión, con el fin de tratar de que en las propuestas de Ordenes Ministeriales queden clarificados los límites del periodo transitorio, y queden definidos con transparencia los criterios a aplicar en la determinación de la retribución de instalaciones existentes, tanto a pasado como a futuro, y nuevas, así como la determinación del comienzo efectivo del despacho de costes variables y de la aplicación del sistema de liquidaciones que determina el RD:

La regulación contenida en dichas propuestas de Orden contiene formulaciones de reconocimiento de costes estándares que incluyen incentivos para que los productores traten de conseguir determinadas ganancias de eficiencia (por mejoras en los rendimientos energéticos o por reducciones de los valores de inversión o de los costes de operación, de combustible, etc) o incrementos en la disponibilidad anual de las centrales, y en particular, en los periodos de punta.

Se considera que todos estos incentivos tienen sentido hacia el futuro, que es cuando el productor tiene capacidad de gestión, y nunca hacia el pasado, donde se carece de ella. Por ello, la CNE entiende que sin perjuicio de que la entrada en vigor del RD 1747/2003, (conforme a su DF 2ª) corresponda al 1 de enero de 2004, la fecha efectiva de su aplicación, en cuanto a la determinación de los costes estándares de generación y a la

entrada en operación del despacho de costes variables será cuando se promulguen las Órdenes Ministeriales que se informan, que en principio pudiera ser el día 1 de enero de 2006.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con las mencionadas DT 1ª y DT 4ª del RD 1747/2003 se deben recalcular los costes específicos destinados a la compensación de los SEIE establecidos con carácter provisional en los RR.DD. de tarifas del periodo 2001, 2002, y 2003, así como los costes específicos de 2004 y 2005, establecidos en sus correspondientes RR.DD. de tarifas. Respecto a las disposiciones transitorias de las propuestas de Órdenes, se deben realizar las siguientes consideraciones:

- a) La liquidación de la energía adquirida por comercializadores, consumidores cualificados y distribuidores, se debe realizar retroactivamente desde la entrada en vigor del RD 1747/2003, esto es, para los años 2004 y 2005.** Por ello, la DT 3ª de la propuesta de Orden sobre costes variables, procedimiento de despacho y liquidación de la energía, se debería ampliar para que el periodo transitorio abarcara además del año 2004, al año 2005.

- b) La revisión del coste específico “compensación extrapeninsulares” se debe realizar desde el ejercicio 2001, de acuerdo a lo establecido en la DT 1ª del RD 1747/2003, con lo cual se revisaría el periodo 2001-2005.** Por ello, la propuesta de Orden sobre garantía de potencia debería adaptar su DT 2ª en relación a la revisión del coste específico durante el periodo 2001-2003, para que esta revisión se extendiera también a los años 2004 y 2005, añadiendo en su anexo VI los grupos que han entrado en explotación o han sido dados de baja en dichos años, e incorporando también en su anexo IV la retribución de la garantía de potencia en esos mismos años. Consecuentemente, se debería sustituir el anexo V para reflejar en él los valores provisionales de la garantía de potencia en 2006 y eliminar en la misma propuesta de Orden sus DT 3ª y DT 4ª, referidas respectivamente a las liquidaciones de 2004, y a los valores de IPC e IPRI en 2004 y 2005.

A estos efectos, en relación a la determinación de la retribución de la garantía de potencia que debe figurar en el mencionado anexo IV de la propuesta de Orden sobre garantía de potencia durante el periodo 2001-2005 y al resto de costes

(combustible y operación y mantenimiento variable) durante dicho periodo, la CNE considera que se deberían de aplicar los siguientes criterios:

- Durante el periodo 2001 a 2005 se debería dejar sin aplicación los incentivos de disponibilidad anual y en los periodos de punta. No tiene sentido reconocer a pasado ningún incentivo aparte de los costes reales de explotación, al no haber existido durante este periodo un despacho de costes variables gestionado por el operador del sistema, sino unos criterios de explotación propios de la empresa verticalmente integrada (y que no fueron establecidos por la regulación).
- Durante el periodo 2001 a 2005, se debería reconocer en todos los casos la amortización anual derivada de los valores reales de las inversiones en generación auditados y de la vida útil estándar. La CNE vuelve a considerar que no tiene sentido reconocer a pasado ningún incentivo a la reducción del valor bruto de inversión aparte del auditado, al no haber estado en vigor la regulación que se pretende establecer.
- Durante el periodo 2002 a 2005 se debería reconocer en todos los casos una retribución financiera determinada con el criterio general (es decir, a partir del valor neto correspondiente a los valores brutos auditados), según se justifica en el apartado 4.5 de este informe. Sin embargo, para las instalaciones existentes a 31 de diciembre de 2001, la retribución financiera en dicho año 2001 se debería calcular “*sobre los valores brutos auditados*”, conforme a la DT 1ª del RD 1747/2003
- En el resto de costes que proceda reconocer durante el periodo 2001 a 2005 (operación y mantenimiento, combustible, etc) se deberían considerar los costes reales auditados. Tampoco tiene sentido reconocer durante este periodo otros costes variables, como los de arranque o los de reserva caliente y banda de regulación (por no haber existido durante los años 2001 a 2005 un sistema de despacho económico como el que introduce el RD, y en todo caso, de producirse estos costes, ya han de estar contenidos en los auditados).

El reconocimiento de los costes reales en el pasado asegura la inexistencia de pérdidas o sobrerretribuciones, con lo que se cumple el objetivo de garantizar el suministro de energía

eléctrica con una calidad adecuada y con el menor coste posible. Se considera pues que los criterios anteriores aportan transparencia y equidad a la retribución, y son compatibles tanto con el espíritu como con la redacción dada a las mencionadas DT 1ª y DT 4ª del RD 1747/2003.

4 CONSIDERACIONES PARTICULARES A LA PROPUESTA DE OM SOBRE RETRIBUCIÓN DE LA GARANTÍA DE POTENCIA

El mecanismo de retribución a futuro de la garantía de potencia, o retribución del coste fijo, de una instalación de generación en régimen ordinario en los SEIE, conforme al RD 1747/2003 ha de estar basado en dos parámetros: la disponibilidad de la misma, medida como potencia neta disponible, y en un coste unitario reconocido, por MW disponible. Dicho coste unitario ha de corresponder a la suma de la anualidad de la inversión y de los costes fijos de operación y mantenimiento.

A continuación se realizan determinadas consideraciones con el fin de mejorar el mecanismo que figura en la propuesta de OM sobre garantía de potencia para la determinación de esta retribución. Asimismo se ha de señalar que de acuerdo con el mencionado RD, esta retribución se podrá devengar siempre y cuando las instalaciones de generación se encuentren dentro de la “*potencia necesaria*” que ha de definirse en cada uno de los SEIE. Con carácter previo a estas consideraciones, se realiza una reflexión sobre la definición de la potencia necesaria en cada SEIE, definida como potencia máxima.

4.1 Sobre la definición de la potencia máxima en cada SEIE

En el artículo 2 del RD 1747/2003 se establece la definición de la “*potencia necesaria*” que es la máxima que podrá devengar retribución en concepto de garantía de potencia en cada sistema, de forma que resulte “*un valor mensual de probabilidad de pérdida de carga, fijado en menos, un día en 10 años*”. De esta forma, el citado RD 1747/2003

estable un valor máximo mensual del concepto LOLE (Loss of load expectation, ó pérdida de carga esperada) en cada SEIE, cuya potencia estimada debe determinarse, en condiciones normales, en el ejercicio de la planificación energética.

En este sentido, en el apartado Segundo de la propuesta de Orden objeto de informe, se establece como límite de su ámbito de aplicación, la potencia en régimen ordinario existente en los sistemas que conforman los SEIE a la entrada en vigor de la misma, así como la nueva potencia que pudiera instalarse siempre que *“no supere los límites máximos (de potencia) establecidos en cada uno de ellos”*. Sin embargo, en la propuesta de Orden no se establecen dichos límites, limitándose a señalar que anualmente, o cuando las circunstancias lo aconsejen, la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM), *“podrá revisar dichos límites”*. Adicionalmente, en su DT 1ª se hace referencia al anexo I, en el que se incluyen los valores de unos índices de cobertura mínimos, por SEIE, que en general resultan superiores a los que contenía el borrador preliminar de Orden informado por la CNE con fecha 2 de diciembre de 2004.

La CNE comparte la propuesta que se informa, en el sentido de utilizar en una primera etapa, un mecanismo determinista en la fijación de los límites máximos (de potencia), en lugar de utilizar un mecanismo probabilista como el establecido en el Real Decreto. La razón de ello no es otra que la ausencia de información fiable a disposición del operador del sistema, en relación a los valores de las probabilidades de fallo de los grupos de generación, bajo los nuevos criterios de operación que ha de aplicar este operador, valores que son necesarios para poder determinar la potencia compatible con el máximo LOLE definido en el artículo 2 del RD 1747/2003.

Sin embargo, la CNE considera que se debería mejorar el texto de la propuesta de Orden, para lo que realiza las siguientes observaciones:

- a) Se debería especificar en la DT 1ª de la propuesta de Orden que las instalaciones de generación que figuran en los anexos III y VI (incluyendo asimismo en ellos las instalaciones puestas en marcha en los años 2004 y 2005), se encuentran dentro de la “potencia necesaria” definida en los respectivos SEIE, por lo que éstas pueden devengar retribución por garantía de potencia, en su caso, desde el año 2001.
- b) Dado, por una parte, el elevado incremento de la demanda que se produce en los sistemas extrapeninsulares, y por otra, la posibilidad de que en alguna circunstancia pudiera existir más potencia instalada que la necesaria (que no

devengaría por el momento retribución por garantía de potencia), y dados los elevados valores de los índices de cobertura propuestos, la CNE considera que se debería establecer en el apartado Segundo de la propuesta de Orden, con carácter obligatorio en lugar de potestativo, la revisión anual de la “potencia necesaria” siguiendo un determinado procedimiento de operación, previamente informado por la CNE, así como en la DT 1ª, la obligación del operador del sistema de contrastar en cada SEIE, y en el mismo ejercicio de revisión, la equivalencia entre el máximo LOLE establecido en el RD y y los mínimos índices de cobertura determinados en la propuesta de Orden.

- c) Se debería fijar, asimismo en el apartado Segundo, el criterio para que se pueda considerar a una nueva instalación incluida en el concepto de “potencia necesaria”. Se propone, a estos efectos, que se considere el criterio de la obtención de la autorización administrativa correspondiente con unos requisitos concretos de fecha de entrada en servicio. En el caso de incumplimiento, salvo la existencia de causas verdaderamente justificadas, se revocaría esta autorización.

4.2 Sobre la potencia disponible (P_d) y sobre las horas anuales de funcionamiento estándar (H)

En el apartado Tercero de la propuesta de Orden, se señala que para cada grupo generador, la potencia disponible (P_d) será determinada horariamente (h) por el operador del sistema. Asimismo, el coste fijo anual de generación (G_{pot}), referido a valores unitarios (de potencia), se ha de referir también a una base horaria para su liquidación económica en los momentos en que la instalación esté disponible. Para ello, se ha de dividir (G_{pot}) por unas horas estándar (H) que indirectamente definen una disponibilidad estándar anual. En la propuesta se ha optado por una disponibilidad estándar del 85% en términos anuales, al fijarse $H = 7.446$ horas, idénticas para todas las tecnologías, y definiendo el resto, hasta completar las 8.765 horas del año, como el periodo estándar “de fallo y mantenimiento del grupo”. Adicionalmente, se afecta (G_{pot}) de un factor de

estacionalidad mensual (f), con el fin de incentivar la disponibilidad en los meses de punta de cada sistema.

$$RG_{pot} = \sum_h Pd * G_{pot} * f / H$$

Por último, se establece que la DGPEyM podrá revisar los periodos horarios del factor de estacionalidad (f), así como las horas anuales de funcionamiento estándar (H) “de cada grupo”.

En primer lugar, la CNE considera que se debería mejorar la redacción del apartado Tercero para desarrollar con mayor precisión la función asignada al operador del sistema de determinar la potencia disponible (Pd), especificando que dicho operador la ha de determinar en base a las declaraciones de disponibilidad de los agentes, aunque como consecuencia de sus comprobaciones la podrá corregir. Todo ello, se debería realizar conforme a un procedimiento de operación, previamente informado por la CNE, donde se consideren los criterios para determinar la potencia realmente disponible en cada SEIE. Este procedimiento debería estar vigente lo antes posible, por lo que se debería establecer en el texto del mismo apartado Tercero de la propuesta de Orden, o en su caso, en una DT, la obligación del operador del sistema de proponer a la DGPEyM dicho procedimiento en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la Orden. Dicho procedimiento se debería establecer con los mismos criterios que los que se emplean en las centrales ubicadas en la península, según la Orden de 17 de diciembre de 1998, que modifica la Orden de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del RD 2019/1997, de 26 de diciembre.

En segundo lugar, por lo que respecta al incentivo de disponibilidad previsto en la propuesta, la CNE valorando positivamente el mecanismo, al igual que algunos miembros del Consejo Consultivo, considera que su definición actual es mejorable, ya que de lo contrario podría resultar ineficiente. En este sentido se realizan las siguientes observaciones:

- a) El establecimiento de las horas estándares de funcionamiento anual (H) de 7.446 horas (ó disponibilidad estándar del 85%), relativamente reducidas es poco exigente, debido a la mayor disponibilidad real de las distintas tecnologías de generación. Además, es asimétrico, debido a la gran variabilidad de la disponibilidad real por tipo de tecnología, al no valorarse por igual el esfuerzo de las distintas tecnologías en la mejora de su disponibilidad. Con ello se podría

producir fácilmente un exceso de retribución en el coste fijo que no redundaría en una mejora sustancial de la garantía de suministro. En el estudio elaborado con ocasión de la contratación externa realizada por la CNE para la determinación de los valores de inversión y de costes de operación de las instalaciones de generación extrapeninsulares, figuran las siguientes disponibilidades anuales que resultan habituales en cada tecnología:

Turbinas de gas:	95%
Ciclos combinados:	95%
Motores diesel:	92%
Grupos de vapor con carbón:	90%
Grupos de vapor con fuel oil:	90%

Evidentemente el establecimiento de una disponibilidad única del 85%, supone simétricamente admitir unos periodos de fallo y de mantenimiento preventivo bastante superiores a los que se producen en la realidad (casi dos meses en la propuesta de Orden frente a los 18 y 29 días que resultan en el caso de las turbinas y ciclos, y de los motores, respectivamente), lo que se traduce inmediatamente en una sobreretribución del coste fijo y sin que por ello se garanticen incrementos importantes en la seguridad de los SEIE (que en los casos anteriores suponen un exceso retributivo anual del coste fijo en torno al 12% y al 8%, respectivamente). Por ello, la CNE, propone que se fijen en el apartado Tercero de la propuesta de Orden unas disponibilidades objetivo más acordes con la realidad y diferentes para cada tipo de tecnología, por lo que las horas anuales de funcionamiento estándar H, podrían determinarse a partir de las disponibilidades habituales menos dos puntos, para tener en cuenta posibles indisponibilidades fortuitas adicionales. Se propone establecer H con los valores siguientes:

Turbinas de gas:	8.147 horas<> 93%
Ciclos combinados:	8.147 horas<> 93%
Motores diesel:	7.884 horas<> 90%
Grupos de vapor con carbón:	7.709 horas<> 88%
Grupos de vapor con fuel oil:	7.709 horas<> 88%

b) Adicionalmente, en el mismo apartado Tercero de la propuesta de Orden se deberían prever las horas aplicables en los años bisiestos, que deberían ser las

anteriores más 24, con el fin de esta circunstancia no provoque una sobre retribución del coste fijo, valorada en un 0,3%.

- c) Los periodos temporales considerados en la definición del factor de estacionalidad (f), aunque se denominen “*horarios*”, realmente no lo son, ya que se han definido separando el año en cuatro meses de punta, cuatro de llano y otros cuatro de valle, pero sin discriminar la disponibilidad en las horas de punta del SEIE. A juicio de la CNE este criterio puede provocar alguna dificultad, al incentivar a las empresas a concentrar la revisión anual de todas sus instalaciones de generación durante el cuatrimestre de valle, en lugar de repartirlas más a lo largo del año, lo que podría tener consecuencias negativas en la garantía del suministro. En este sentido, se considera conveniente añadir en el apartado Tercero de la propuesta de Orden que el operador del sistema controlará, mediante la aprobación de los planes de indisponibilidad programada, que no se produzca un exceso de revisiones programadas en un determinado periodo estacional. Otra mejora adicional sería incentivar la disponibilidad en las horas de punta, de forma análoga a como se hacía con el factor de tipo horario que contenía el borrador preliminar de Orden que la CNE informó con fecha 2 de diciembre de 2004. Se ha de recordar que se trataba de unos coeficientes similares a los del factor (f), pero definidos en función de los periodos horarios de cada día, según sea éste laborable, sábado, domingo o festivo.

4.3 Sobre el valor de la inversión (VI) reconocida a instalaciones existentes y nuevas

El artículo 6.4 del RD1747/2003 determina que la retribución por garantía de potencia o coste fijo de generación “*se establecerá diferenciando por tecnologías y por tamaño los grupos, teniendo en cuenta las inversiones reales y un tipo de interés representativo del coste de los recursos...*”. Asimismo, en la Disposición Transitoria primera, de dicho RD, se establece el valor inicial de la garantía de potencia en 2001, “*considerando un tipo de interés equivalente al de los bonos del Estado a 10 años más 1,5 puntos sobre valores brutos auditados a 31 de diciembre de 2001*”.

En este sentido, en la propuesta de Orden se define el coste fijo anual de generación (Gpot), referido a valores unitarios (de potencia) corresponde a la suma de la anualidad de la inversión (CIT) más los costes fijos de operación y mantenimiento (COMT), ambos en valores unitarios. La anualidad de la inversión (CIT) se determina como suma de la amortización (A) y retribución financiera (R) de la inversión neta (VNI). La amortización se obtiene como cociente entre la inversión bruta (VI) y la vida útil (VU).

$$\mathbf{Gpot = CIT + COMT = (A+R) + COMT}$$

Específicamente, en el apartado Quinto de la propuesta de Orden se establece la metodología estándar para la determinación de (VI) en instalaciones nuevas. Se define el “valor de la inversión reconocida al grupo *i*”, en el caso de las instalaciones nuevas, como la suma del “valor real de la inversión realizada debidamente auditada” más “el 50% de la diferencia entre los límites máximos ... del anexo II de la presente Orden y dicho valor real”. Por su parte, en la DA 2ª se hace referencia al anexo III, en donde se incluyen los valores de inversión determinados, para las instalaciones existentes en 2001, como valor bruto de inversión auditado a 31 de diciembre de 2001 (VI, pero ahora denominado VBA), y también para las puestas en explotación a partir de 2002, que se definen como nuevas, determinándose (VI) como valor estándar.

La CNE debe hacer los siguientes comentarios respecto al contenido del apartado Quinto y el anexo III de la propuesta de Orden:

- a) El valor de la inversión a reconocer a las instalaciones existentes a 31 de diciembre de 2001, conforme a la DT 1ª del RD 1747/2003, debe ser el valor bruto auditado a 31 de diciembre de 2001, lo que es compatible con lo reflejado en la tabla 1 del mencionado anexo III de la propuesta de Orden. No obstante, sería aconsejable sustituir en esta tabla la columna del Valor Neto a 31/12/2003, por el Valor Neto a 31/12/2001, como referencia de la parte aún pendiente de amortizar en esa fecha.
- b) En la tabla 2 del mencionado anexo III se debería recoger el valor de la inversión a reconocer a las instalaciones existentes a 31 de diciembre de 2005, y que hayan entrado en explotación entre el día 1 de enero de 2002 y el 31 de diciembre de 2005. Para ellas, y de forma análoga a lo anterior, se debería reconocer el valor bruto auditado, como consecuencia de la imposibilidad de aplicar retroactivamente

los incentivos de reducción de costes contenidos en la propuesta de Orden, por no haber estado en vigor la misma durante el periodo 2002 a 2005. Por el contrario, en la propuesta de Orden se considera a las instalaciones con entrada en explotación en el periodo 2002 y 2003 como nuevas, fijándose un valor estándar derivado la mencionada formulación establecida en su apartado Quinto, lo que no tiene sentido.

Se ha de señalar que ENDESA ha proporcionado a la CNE las auditorías de costes de inversión de las instalaciones que entraron en explotación entre el día 1 de enero de 2002 y el 3 de octubre de 2005, que deberían ser utilizadas en la tabla 2 del anexo III de la propuesta de Orden para reflejar los valores auditados correspondientes a inversiones en las instalaciones que entraron en explotación entre los años 2002 y 2005, sin perjuicio de que se habilitara en la propuesta de Orden a la DGPEyM para modificar dicha tabla, con las instalaciones que finalmente hubieran entrado en explotación como consecuencia de la inspección correspondiente que debe realizar la CNE. A continuación se incluye la tabla 2 con los valores auditados informados por ENDESA a la CNE, que debería sustituir a la que figura en el mismo anexo II de la propuesta:

Con entrada en explotación en 2002

Denominación	Denominación Registro	Tipo	Potencia Nominal MW	Potencia Efectiva MW	Mes y año de puesta en servicio	VI Millones €
Baleares						
Son Reus 1 CCGT8	1	CC3x1	232,80	214,72	01-jun-02	
Canarias						
Granadilla 6	GAS 2	TGHD	42,00	39,20	01-ene-02	
Punta Grande 15	DIESEL 7	D 4T	18,40	17,24	01-feb-02	
Punta Grande 16	DIESEL 8	D 4T	18,40	17,24	01-ene-02	
Ceuta y Melilla						
Melilla 11	G-10	D 4T	12,30	11,80	01-oct-02	
Total 2002			323,90	300,20		

Con entrada en explotación en 2003

Denominación	Denominación Registro	Tipo	Potencia Nominal MW	Potencia Efectiva MW	Mes y año de puesta en servicio	VI Millones €
Baleares						
Son Reus 9 CCGT2	Son Reus 9-2º CCGT	TGHD	75,00	58,40	01-jun-03	
Son Reus 10 CCGT2	Son Reus 10-2º CCGT	TGHD	75,00	58,40	01-jun-03	
Canarias						
Arona 1	Arona 1	TGAD	25,00	21,56	01-may-03	
Arona 2	Arona 2	TGAD	25,00	21,56	01-jun-03	
Bco. Tirajana 5	Bco. Tirajana 6-CCGT	TGHD	75,00	68,70	01-jul-03	
Bco. Tirajana 6	Bco. Tirajana 7-CCGT	TGHD	75,00	68,70	01-ago-03	
Granadilla 7	Granadilla 7- CCGT	TGHD	75,00	68,70	01-sep-03	
Los Guinchos 14	Los Guinchos 14	D 4T	12,30	11,22	01-nov-03	
Ceuta y Melilla						
Melilla 12	Melilla 12	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 13	Melilla 13	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 14	Melilla 14	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 15	Melilla 15	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 16	Melilla 16	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 17	Melilla 17	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 18	Melilla 18	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 19	Melilla 19	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 20	Melilla 20	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 21	Melilla 21	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 22	Melilla 22	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Melilla 23	Melilla 23	D 4T	1,00	0,80	01-ene-03	
Total 2003			449,30	386,84		

Con entrada en explotación en 2004

Denominación	Denominación Registro	Tipo	Potencia Nominal MW	Potencia Efectiva MW	Mes y año de puesta en servicio	VI Millones €
Baleares						
Mahón 14	Mahón 14	TGAD	45,00	39,39	01-jun-04	
Canarias						
Bco. Tirajana CCGT	CICLO COMBINADO	CC2x1	225,00	206,00	01-nov-04	
Granadilla 8	Granadilla 8- CCGT	TGHD	75,00	68,70	01-abr-04	
Las Salinas 10	Las Salinas 10	D 4T	18,40	17,24	01-jul-04	
Los Guinchos 15	Los Guinchos 15	TGAD	24,35	21,00	01-dic-04	
El Palmar 19	El Palmar 19	D 4T	3,50	3,08	01-dic-04	
Total 2004			391,25	355,41		

Con entrada en explotación en 2005

Denominación	Denominación Registro	Tipo	Potencia Nominal MW	Potencia Efectiva MW	Mes y año de puesta en servicio	VI Millones €
Baleares						
Son Reus 2 CCGT9	CICLO COMBINADO 2	CC2x1	206,01	190,00	01-jun-05	
Ibiza 19	Ibiza 20	TGHD	25,00	20,00	01-jun-05	
Ibiza 20	Ibiza 21	D 4T	1,00	0,80	01-jun-05	
Formentera 2	Formentera 2	D 4T	1,00	0,80	01-jun-05	
Canarias						
Granadilla CCGT	CICLO COMBINADO	CC2x1	225,00	206,00	01-jun-05	
Las Salinas 11	Las Salinas 11	D 4T	18,00	17,24	25-jul-05	
Total 2005			476,01	434,84		

Por último, señalar en este punto que la CNE hubiera deseado que las auditorias de los valores de inversión se hubieran realizado mediante un procedimiento reglado, en base a unos criterios de imputación y de reparto transparentes y objetivos. En este sentido, dado que será necesario conocer en el futuro el valor de la inversión de las instalaciones nuevas, y que el año 2005 aún no ha finalizado, y pudiera aún entrar en operación algún nuevo grupo, la CNE propone que en el apartado Quinto de la propuesta de Orden se determine que la DGPEyM, previo informe de la CNE, debe establecer por Resolución los criterios generales de imputación de costes a efectos de la realización de las auditorias de los valores de inversión. Asimismo, se debe establecer la obligación de todas las instalaciones que tuvieran su entrada en explotación a partir del 1 de enero de 2005 de aportar a la DGPEyM y a la CNE sus correspondientes auditorias, conformes a dichos criterios. Por último, se ha de habilitar a dicha DGPEyM para modificar los valores e instalaciones que figuran en el anexo III, como consecuencia de la aportación de nuevas auditorias o como resultado de la inspección de la CNE.

- c) El valor de la inversión a reconocer a las instalaciones nuevas, con entrada en explotación a partir del 1 de enero de 2006, se podría derivar de la mencionada metodología estándar establecida en el apartado Quinto de la propuesta de Orden, una vez que ésta hubiera entrado previamente en vigor.

En relación a esta metodología estándar y a los valores máximos que se proponen en la Orden, la CNE debe realizar los comentarios siguientes:

1. Sobre la metodología de determinación del valor estándar de la inversión.

En el apartado Quinto de la propuesta de Orden se define el valor de la inversión a reconocer como suma del valor real de la inversión auditada más el 50% de la diferencia entre el límite máximo del anexo II y el valor real. No se ha justificado esta metodología para la determinación del valor a reconocer. Parece que con ello se trata de conciliar dos intereses: retribuir las inversiones por debajo de un valor máximo, y al mismo tiempo, incentivar al titular para la reducción del valor real de su inversión. No obstante lo anterior, la CNE entiende que esta metodología, podría llevar a un resultado contrario al que se pretende, esto es, a encarecer la inversión real reconocida. Un productor al tratar de maximizar su beneficio, tendría un fuerte incentivo a construir una central cara (aunque sin sobrepasar la inversión máxima), ya que con ello conseguiría que fuera más robusta y fiable, sobredotándola de equipos y redundancias que eviten en lo posible indisponibilidades en el futuro, con lo que maximizaría su margen de explotación anual, al percibir la retribución por garantía de potencia durante un mayor número de horas, con una disminución simultánea de sus gastos de mantenimiento.

Por otra parte, la metodología desincentiva que se realicen inversiones con un coste superior al estándar, pero tampoco incentiva que se realice el tipo de inversiones que más convengan al sistema, sino las que mayor margen puedan otorgar a la empresa generadora (salvo que las inversiones sean promovidas por las administraciones mediante concurso, aunque en ese caso el valor reconocido ha de ser el de la oferta más ventajosa).

Por último, en el caso poco probable de que los productores trataran de maximizar el margen resultante de la diferencia entre la inversión estándar reconocida y la inversión real, pueden existir grandes riesgos de que la ganancia de eficiencia que se pueda obtener respecto al límite máximo, no sea trasladada al consumidor, si en el establecimiento del límite máximo se han utilizado valores muy elevados y poco ajustados a la realidad.

Por todo lo anterior, la CNE entiende que cabrían dos posibilidades:

- a) Eliminar la metodología de la propuesta Orden, para reconocer en las inversiones de las instalaciones futuras sus valores reales auditados, y en el momento en que existiesen nuevos entrantes, reconocer el valor medio unitario de todos los valores reales auditados de las instalaciones de la misma tecnología puestas en marcha en los SEIE durante un periodo determinado, y debidamente homogeneizados por los impuestos no recuperables vigentes en Canarias, Ceuta y Melilla. Durante dicho periodo, la retribución podría considerarse provisional a cuenta del valor medio.
- b) Mantener la metodología de determinación de valores estándar de inversión recogida en el apartado Quinto de la propuesta de Orden, aunque revisando los límites máximos establecidos en el anexo II, hasta unos valores más razonables (como los que se proponen en el punto siguiente) para que el consumidor no tenga que cargar con el exceso de retribución.

2. Respecto a los valores máximos de inversión.

Se ha de señalar que junto al borrador de Orden que informó la CNE con fecha 2 de diciembre de 2004, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio adjuntaba una auditoria realizada por Arthur & Andersen para los sistemas extrapeninsulares, en los que se proporcionaba el inmovilizado bruto, por grupos de generación eléctrica, a 1 de enero de 2000, y a 31 de diciembre de 2000 y 2001, así como los gastos de operación y mantenimiento, también por grupos, en los años 2000 y 2001. Asimismo, el Ministerio adjuntaba un Estudio Técnico-Económico elaborado por INITEC, con los valores máximos de las instalaciones de generación que se puedan establecer en estos territorios a partir del 1 de enero de 2002, y que finalmente recogió la propuesta de Orden disminuidos en un 12,5%, para su aplicación a las instalaciones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2004. Por último, durante el trámite de audiencia de la propuesta de Orden seguido en el Consejo Consultivo de Electricidad de la CNE se aportó información dispar y contradictoria de los valores de inversión de las instalaciones de generación.

Por ello, ante la disparidad de valores, y dado que no se habían aportado junto a la propuesta de Orden los valores auditados de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2002, la CNE consideró necesario abrir un proceso de solicitud y captación de información específica que le permitiera conocer la información individualizada y auditada de las inversiones habidas en dichos años, así como un estudio sobre los valores más

adecuados y objetivos de las futuras inversiones en las instalaciones de generación en los SEIE.

Derivado de este estudio, que se aporta junto a este Informe, la CNE está en disposición de proporcionar unos valores máximos más razonables que pudieran ser aplicables en la determinación de los valores estándares en las nuevas inversiones que entren en explotación a partir del 1 de enero de 2006, y que tendrían que sustituir los que se reflejan en la tabla 1 del anexo II.

Se ha de advertir que se trata de valores de inversión razonables, que contemplan los elementos diferenciadores de la generación en los SEIE (sobrecostes de transporte y del terreno, necesidad de mayor almacenamiento de combustible, uso de combustibles líquidos en lugar de gas natural, condiciones medioambientales exigentes, predominio de la fiabilidad, motores robustos para regulación de frecuencia, y una situación para el desenvolvimiento de la actividad de generación en ausencia de competencia). Sin embargo, aún en estas circunstancias, estos valores de inversión resultan inferiores a los propuestos por la Orden, en tasas que oscilan entre un 14% en el caso de las turbinas de gas industriales, hasta un 38% en el caso de los motores de dos tiempos.

Costes de inversión específica en 2004 en plantas de sólo generación de electricidad en términos de k€/MW¹ (no incluye impuestos especiales, IVA u otros).

Potencia Neta		< 5 MW	14 MW	24 MW	50 MW	100 MW	200 MW
Tipo de planta							
Diesel 4T ³	I.A. ²	1522,5	1205,9	1067,4	904,0	na	na
	I.T. ²	1610,7	1292,2	1151,4	984,0	na	na
	(O.M.)	(2189,1)	(1925,5)	(1440,0)	(na)	(na)	(na)
Diesel 2T	I.A.	na	na	1046,7	887,9	na	na
	I.T.	na	na	1121,6	957,3	na	na
	(O.M.)	(na)	(na)	(1685,9)	(1685,9)	(1685,9)	(na)
Turbinas de gas aeroderivadas	I.A.	968,0	785,6	710,4	614,7	536,2	467,7
	I.T.	1060,9	848,4	754,7	643,5	553,6	476,3
	(O.M.)	(na)	(na)	(844,8)	(844,8)	(na)	(na)
Turbinas de gas industriales	I.A.	na	725,3	670,9	595,8	532,4	475,9
	I.T.	na	796,2	719,3	626,2	549,3	481,8
	(O.M.)	(na)	(na)	(749,6)	(749,6)	(637,2)	(637,2)
Ciclo combinado 1TG+1TV	I.A.	na	1046,2	984,2	899,9	806,2	740,8
	I.T.	na	1112,1	1033,1	934,5	828,7	753,8
	(O.M.)	(na)	(na)	(na)	(na)	(na)	(na)
Ciclo combinado 2TG+1TV	I.A.	na	na	na	na	814,3	790,8
	I.T.	na	na	na	na	830,9	811,0
	(O.M.)	(na)	(na)	(na)	(na)	(na)	(1005,4)
Ciclo combinado 3TG+1TV	I.A.	na	na	na	na	833,8	793,1
	I.T.	na	na	na	na	850,8	813,4
	(O.M.)	(na)	(na)	(na)	(na)	(na)	(1078)
Rankine Carbón	I.A.	na	na	1623,5	1392,6	1204,8	na
	I.T.	na	na	1708,9	1465,9	1268,2	na
	(O.M.)	(na)	(na)	(na)	(na)	(na)	(na)

1 Se refiere a MW neto, después de consumos propios

2 I.A. Inversión amortizable (no incluye terrenos ni capital circulante), I.T. inversión total, (O.M.) Propuesta Orden Ministerial. Son valores de inversión sobre potencia neta en 2004 aplicables a Baleares. Para el resto de SEIE, se deben corregir multiplicándolos por 1,15 en el caso de Canarias, y por 1,1 en los casos de Ceuta y Melilla.

3 Se han incrementado los valores inicialmente propuestos por la empresa consultora contratada por la CNE en un 12,5%, para tener en cuenta su comentario acerca del coste de los motores con velocidad de giro de 400 rpm (más caros que los de 750 rpm)

Dichos valores se obtienen conforme a los resultados de la propuesta técnica de la colaboración contratada por la CNE, de una expresión matemática de tipo exponencial, que se debería establecer en el anexo II de la propuesta de Orden para sustituir a su tabla 1, con el fin de determinar de forma continua el valor unitario máximo de inversión en una

determinada tecnología, en función de su potencia neta, resultando de ella valores decrecientes al reflejar las economías de escala que se producen.

$$y = a * x^b$$

Donde y es la inversión específica en €/kW (referido a 31 de diciembre de 2006) y x la potencia neta. En la tabla siguiente se muestran los valores de los parámetros a y b de dicha expresión (para que puedan ser recogidos en la mencionada tabla 1) respecto a la inversión total y para la inversión amortizable (que deja fuera de la misma a los terrenos y al capital circulante).

Inversión específica ¹ (por kW neto) Tipo de planta	Expresión inversión total (amortizable + no amortizable)		Expresión inversión amortizable	
	a	b	a	b
Parámetros	€/kW ¹		€/kW ¹	
Turbina de gas ciclo simple. Aeroderivada	1587,8	-0,2171	1471,4	-0,2099
Turbina de gas ciclo simple. Heavy Duty	1356,5	-0,1890	1247,1	-0,1774
Ciclo combinado 1TG+1TV	1649,9	-0,1367	1583,4	-0,1337
Ciclo combinado 2TG+1TV	1056,1	-0,0447	945,9	-0,0204
Ciclo combinado 3TG+1TV	1187,3	-0,0650	1048,3	-0,0428
Motores diesel 4T	2350,9	-0,2140	2266,9	-0,2264
Motores diesel 2T	2302,4	-0,2157	2209,1	-0,2244
Vapor Carbón	3434,2	-0,209	3262,5	-0,209

¹ Se refiere a kW neto. De los parámetros de la tabla resultan valores unitarios de inversión en 2006 aplicables a Baleares. Para el resto de SEIE, el parámetro "a" debe multiplicarse por 1,15 en el caso de Canarias, y por 1,1 en los casos de Ceuta y Melilla.

Los valores de estas inversiones unitarias corresponden al primer grupo de generación de una tecnología concreta que se instala en un determinado emplazamiento. Para reflejar las economías de alcance que se producen con la instalación de un segundo grupo (y los posteriores), como consecuencia del uso compartido de determinados elementos o infraestructuras comunes, se propone que se incluya también en el anexo II que la determinación de la inversión unitaria de un segundo grupo (o la del posterior) se realizará con el valor resultante de la expresión anterior, aplicada a la suma de la potencia del primero mas el segundo (o en su caso, del primero más el posterior).

4.4 Sobre la metodología de determinación de la anualidad de la inversión

En el artículo 6.4 del RD 1747/2003 en relación con el método de cálculo de la garantía de potencia se determina lo siguiente: “*se establecerá diferenciando por tecnologías y por tamaño de los grupos, teniendo en cuenta las inversiones reales*” y las tasas de retribución “*representativas del coste de los recursos*”. Asimismo, en relación al periodo transitorio se establece que el valor bruto de inversión en 2001, o valor inicial, debe determinarse según la DT 1ª del mencionado RD “*para cada una de las instalaciones*”, “*sobre valores brutos auditados a 31 de diciembre de 2001*”, para aplicarles “*un tipo de interés equivalente al de los bonos*” y obligaciones “*del Estado a 10 años más 1,5 puntos*”.

Como ya se ha señalado, en la propuesta de Orden, la anualidad de la inversión (CIT) se determina como suma de la amortización (A) y retribución financiera (R) de la inversión neta (VNI). La amortización se obtiene como cociente entre la inversión bruta (VI) y la vida útil (VU).

$$\mathbf{Gpot = CIT + COMT = (A+R) + COMT = (VI/VU + VNI.Tr) + COMT}$$

La inversión neta (VNI) se determina deduciendo de la inversión bruta la parte ya amortizada. La retribución financiera (R) se calcula con una tasa de retribución (Tr) equivalente a los bonos y obligaciones del Estado a 10 años más 3 puntos. Como ya se ha señalado también este mecanismo presenta una excepción para las instalaciones

existentes en 2001, donde los valores unitarios (VI) de las inversiones corresponden a los valores auditados a 31 de diciembre de 2001 y la retribución financiera se calcula a partir del valor bruto auditado (en lugar de la inversión neta), aplicando un tipo de interés equivalente al de los bonos y obligaciones del Estado a 10 años más 1,5, puntos, todo ello según la interpretación dada a la DT 1ª del RD 1747/2003:

Interesa resaltar que en la propuesta de Orden se aplica este mecanismo no sólo en el año 2001, como cabía esperar, sino también a los años 2002 y 2003, para las centrales con entrada en explotación antes de 31 de diciembre de 2001. Sin embargo, a las centrales con entrada en explotación a partir del 1 de enero de 2002 se les aplica el procedimiento general.

Por tanto, en la propuesta de Orden, durante los años 2002 y 2003, se aplican dos sistemas diferentes de retribución financiera, lo que bajo el punto de vista regulatorio puede ser arbitrario (pues en el RD no se señala esta diferenciación) y discriminatorio (ya que dos instalaciones iguales percibirían diferente retribución financiera, por el hecho de que su entrada en explotación se produjera antes o después del 1 de enero de 2002).

La redacción dada a la DT 1ª del RD 1747/2003 se refiere a que el valor de la garantía de potencia ha de ser reconocido desde el año 2001, estableciéndose además la metodología de determinación de la retribución financiera, que debe calcularse sobre valor de la inversión bruta. No se señala nada, en dicha DT, sobre la metodología a aplicar para la determinación de la retribución financiera en el resto de los años.

Como se trata de una metodología de retribución posible pero poco ortodoxa (ya que calcula la retribución financiera del valor bruto, sin descontar las partidas ya amortizadas), la CNE considera que ante esta eventualidad, debería calcularse la retribución financiera en los años 2002 y 2003 con el procedimiento general aplicado a partir de 2004, esto es, a partir del valor neto.

Por todo ello, la CNE propone que en la DT 2ª y en el anexo IV de la propuesta de Orden se establezca que la metodología de cálculo de la retribución financiera determinada por la DT 1ª del RD 1747/2003 es aplicable únicamente en 2001 a las instalaciones existentes a 31 de diciembre de dicho año.

A partir del año 2002, y para todas las instalaciones, se debería aplicar el procedimiento general que determina la retribución financiera a partir del valor neto de inversión.

4.5 Sobre la tasa financiera de retribución

Ya se ha señalado que de acuerdo con el RD 1747/2003 es necesario establecer dos procedimientos para determinar la retribución financiera del coste de inversión:

- a) Procedimiento general: aplicando sobre al valor de la inversión neta un tipo de interés equivalente al de los bonos y obligaciones del Estado a 10 años, más 3 puntos.
- b) Excepcionalmente en 2001: aplicando al valor de la inversión bruta un tipo de interés equivalente al de los bonos y obligaciones del Estado a 10 años, más 1,5 puntos.

La CNE considera adecuado aplicar a un valor neto un tipo de interés equivalente al de los bonos y obligaciones del Estado a 10 años más 3 puntos, ya que con ello se está retribuyendo una actividad regulada (sin riesgo) con tipo de interés tal que obtiene una rentabilidad después de impuestos igual o superior al coste de los recursos o coste del capital (WACC) medio del Sector Eléctrico, sin perjuicio de que derivado de la DT 1ª del RD, en el año 2001 se deba retribuir el valor bruto auditado con un tipo de interés equivalente a los bonos y obligaciones del Estado a 10 años más 1,5 puntos, resultando en este caso retribuciones superiores a las del procedimiento general. Se ha de señalar que en 2004, la rentabilidad media de las empresas eléctricas, según UNESA, fue del 5,0%, pudiéndose desglosar en el 5,6% para las actividades liberalizadas y en el 4,1% para las reguladas.

Con el establecimiento de este tipo de rentabilidad en una actividad regulada, se obtienen dos ventajas importantes: a) se incentiva la instalación de potencia adicional en unos sistemas con elevados crecimientos de la demanda, y b) se incentiva la entrada de nuevos agentes, lo que puede posibilitar la comparación de costes (“benchmarking”). En todo caso, se debe señalar que cuando la potencia instalada no alcance la “potencia necesaria” se deberán promover los concursos previstos en el apartado Cuarto de la propuesta de Orden.

4.6 Sobre la metodología para determinar los costes fijos de operación y mantenimiento en el pasado

El artículo 6.4 del RD 1747/2003 determina que la retribución por garantía de potencia “se establecerá diferenciando por tecnologías y por tamaño de los grupos, teniendo en cuenta las inversiones reales y un tipo de interés representativo del coste de los recursos, así como los costes de operación y mantenimiento”. De la misma forma, en la DT 1ª de dicho RD, se establece que para 2001, los costes de operación y mantenimiento serán los que determine el actual Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, diferenciando por tecnologías. Por tanto, el Real Decreto deja para un desarrollo posterior la forma de determinar los costes a reconocer en concepto de operación y mantenimiento.

Por su parte, en el apartado Quinto de la propuesta de Orden Ministerial se determinan con carácter general los valores unitarios estándares correspondientes a los costes fijos de operación y mantenimiento a 31 de diciembre de 2004, de acuerdo con lo establecido en su anexo II, actualizables anualmente con el IPC-1 y revisables cada cuatro años en base a los resultados de auditorias anuales. Asimismo, de acuerdo con su DT 2ª, en el anexo IV, figuran los costes fijos de operación y mantenimiento para el periodo 2001-2003 resultantes de aplicar en dicho periodo los referidos valores unitarios del anexo II. De la misma forma, en la DT 3ª del anexo V, figuran los costes fijos de operación y mantenimiento aplicables al periodo 2004 y 2005.

La CNE, en primer lugar y con carácter general, considera adecuada la determinación de unos costes de operación y mantenimiento estándares, diferenciados por tecnologías y tamaños de los grupos, es decir, por familias, que estén fijados teniendo en cuenta los costes reales auditados. Con ello, se fomenta la eficiencia, ya que las empresas tratarán de reducir sus costes operativos respecto al estándar. Las ganancias de eficiencia obtenidas pueden ser repartidas entre las empresas y los consumidores en las revisiones de los costes estándares a realizar cada cierto número de años, sin perjuicio de que los estándares puedan actualizarse anualmente mediante el índice IPC-X.

En segundo lugar, y en coherencia con lo anterior, la CNE considera que el reconocimiento de los costes estándares en las instalaciones existentes, para periodos de tiempo ya concluidos, carece de sentido puesto que el productor ya no tiene capacidad de gestión para reducir sus costes reales. La aplicación de estándares holgados a periodos ya

concluidos se traduciría en el reconocimiento de márgenes de explotación ciertos que incrementarían el beneficio de los productores, sin ninguna ventaja para los consumidores. Estos márgenes serían acumulables a la retribución financiera de las inversiones, incrementando su rentabilidad real, que podría alejarse de la considerada como razonable.

El reconocimiento de los costes reales auditados en el pasado asegura la inexistencia de pérdidas o sobrerembargos, con lo que se cumple el objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica con una calidad adecuada y con el menor coste posible.

Por otra parte, la CNE hubiera deseado que las referidas auditorías de los costes individuales de operación y mantenimiento, se hubieran realizado mediante un procedimiento regulado en base a unos criterios de imputación objetivos y transparentes, que hubieran permitido separar los costes fijos de los variables. En particular, el procedimiento debería definir los costes que deben ser considerados y los criterios de reparto de los costes compartidos con otras actividades de la misma empresa, como son los costes de estructura, los de gestión de compras, etc.

En las auditorías proporcionadas por Endesa se imputan costes diferentes en función de los años. Así por ejemplo, en la auditoría de 2001 se reflejan, pero no se consideran, unas partidas de gastos de otras empresas (Endesa Generación) en actividades de dirección, planificación y gestión de recursos humanos, así como los gastos de reestructuración de la plantilla, mientras que en las auditorías de 2002, 2003 y 2004, se incluyen todos ellos. Igualmente, en la auditoría de 2001 se incluyen los gastos por “variación de existencias de otros aprovisionamientos”, mientras que en ninguno de los años se consideran los “costes derivados de inversiones de mantenimiento”. En un anexo a este informe se acompañan las auditorías aportadas por ENDESA a la CNE con los costes totales de operación y mantenimiento reales del periodo 2001-2004.

Por ello, se propone en primer lugar, que en el anexo II de la propuesta de Orden se determine que la DGPEyM ha de establecer por Resolución, previo informe de la CNE, los criterios generales de imputación de costes, a efectos de la realización de las auditorías previstas en la misma propuesta de Orden.

En segundo lugar, se considera que en el anexo IV de la propuesta de Orden, deben figurar los costes de operación y mantenimiento reales auditados totales durante el periodo 2001-2005, con los ajustes siguientes:

- a) Las partidas descritas en los apartados anteriores referidas a gastos de otras empresas (Endesa Generación) en actividades de dirección, planificación y gestión de recursos humanos, así como los gastos de reestructuración de la plantilla.
- b) Las inversiones recurrentes, no incluidas en los importes auditados. Dichas inversiones, son las denominadas contablemente “costes derivados de inversiones de mantenimiento”, mientras que en el marco regulatorio anterior correspondían a las “inversiones adicionales”. Como no se ha informado de los importes de estas inversiones, se propone utilizar en el ajuste, de forma excepcional, la metodología general que utilizaba el marco anterior, donde las inversiones adicionales anuales correspondían al 1,5% de la inversión material de las centrales de carbón y de fuel oil denominadas “base” (incorporando además, el contexto actual, a los ciclos combinados)¹.

En tercer lugar, como los costes auditados no se encuentran desglosados entre fijos y variables, y se dispone de los costes totales, se debe señalar esta circunstancia en la DT 2ª de la propuesta de Orden de garantía de potencia, así como en la DT 3ª de la propuesta de Orden sobre costes variables, procedimiento de despacho y liquidación de la energía. Adicionalmente, en esta última propuesta de Orden, se debe anular su anexo V, ya que los costes totales de operación y mantenimiento durante el periodo 2001-2005 han de figurar en el anexo IV de la propuesta de Orden sobre garantía de potencia.

En el Anexo 1 a este informe figuran los valores auditados, por instalaciones, de los costes de operación y mantenimiento, y de los costes de combustible.

En todo caso, se debería habilitar a la DGPEyM, conforme al resultado de inspección de la CNE, para modificar o completar las instalaciones que finalmente se hubieran puesto

¹ Con posterioridad a la recepción oficial de las auditorías, Endesa remitió a la CNE unos valores de inversiones recurrentes que había comunicado a al DGPEyM. Dichos valores se condicionaban a la finalización de su auditoría correspondiente. Al no haber sido confirmada dicha auditoría, la CNE no los ha tenido en cuenta y ha considerado los valores estándares arriba señalados.

en operación durante dicho periodo 2001-2005, y asignar a las mismas los costes auditados que les correspondan.

Por otra parte, como ya se ha señalado es recomendable el reconocimiento de costes operativos estándares en el futuro, tanto en instalaciones existentes como en nuevas, por la componente de eficiencia que llevan asociados.

4.7 Sobre la metodología para la determinación de los costes fijos de operación y mantenimiento en el futuro

La propuesta de Orden sobre garantía de potencia determina en su anexo II unos costes fijos unitarios de operación y mantenimiento, por familias y tamaños, que pueden ser considerados como estándares. Sin embargo, dichos costes obtienen como resultado una retribución que se considera excesiva, lo que debilita su efecto incentivador y afecta de manera muy negativa a la tarifa eléctrica que pagan los consumidores. La CNE ha comprobado el resultado de esta retribución excesiva cuando se comparan los costes estándares con los costes reales auditados habidos en el periodo 2001 a 2004, resultando excesivos, tal y como se detalla en el análisis del apartado Séptimo de este informe, sobre la valoración de la retribución de las propuestas de Órdenes.

En definitiva, según el análisis realizado por la CNE los parámetros que figuran en ambas propuestas de Ordenes para determinar los costes fijos y variables estándares de operación y mantenimiento totales, al aplicarlos al periodo 2001-2004, determinan una retribución media superior a los costes reales auditados, incluyendo los ajustes mencionados, en valores del 26% en Baleares y del 38% en Canarias, Ceuta y Melilla.

La CNE considera que los estándares de operación y mantenimiento que se establezcan por familias para ser aplicables en el futuro, deberán ser determinados a partir de los costes reales de las instalaciones. Para ello, se podrían seguir varios criterios, como pueden ser, el establecimiento para cada familia, del coste medio de las centrales pertenecientes a la misma habido en el pasado, o incluso, el coste medio más un determinado margen, o también el coste máximo habido en los últimos años (envolvente de la familia), etc.

Se considera que el criterio de la envolvente podría producir alguna distorsión, al reflejar determinadas circunstancias específicas o anómalas habidas en el pasado en algún grupo de la familia. Por su parte, el criterio del coste medio podría resultar insuficiente, dada la

gran variabilidad de circunstancias que anualmente pueden modificar estos costes, a parte de que con el valor medio no se cubrirían los costes reales de todas las instalaciones, como son las de mayor coste.

Con respecto a la información contenida en el estudio técnico contratado por la CNE se ha de señalar que en los costes aportados *“se ha considerado una plantilla exclusiva para cada planta. Es decir, cada una cuenta con una plantilla de personas que deben realizar todas las operaciones de gestión y mantenimiento”*, sin haber podido entrar a analizar, por la premura de tiempo en que se ha tenido que realizar el estudio, las *“posibilidades de simplificar las operaciones a través de despachos centralizados en cada territorio y un equipo común de mantenimiento”*. Por este motivo, en el estudio se obtienen *“costes operacionales (aparte del combustible) que en general se asemejan a los de las propuestas de Órdenes Ministeriales”*. En definitiva, no parece que en caso de los costes de operación y mantenimiento se deban proponer los estándares resultantes del estudio, ya que no consideran las economías de alcance que en realidad se producen en las diferentes centrales de los SEIE, como consecuencia del mantenimiento de unos servicios comunes, como pueden ser la gestión de compras de combustible, las brigadas de mantenimiento o los despachos centralizados.

Valorando todo lo anterior, conociendo por una parte, que los estándares propuestos por las Órdenes corresponden a unos valores máximos en los que no se tienen en cuenta las posibles economías de alcance, y por otra, que los costes reales habidos en el pasado corresponden a unos valores mínimos que podrían incrementarse en el futuro (como consecuencia del deterioro de las instalaciones), se propone por razones de objetividad, transparencia y prudencia, que se fijen para el futuro unos costes de operación y mantenimiento estándares, para cada familia, que se sitúen en el valor medio entre los dos extremos anteriores. Para ello, se propone utilizar los parámetros y formulaciones propuestos por las Órdenes, pero con ajustes tales que determinen unos costes fijos y variables más reducidos, y se sitúen en el 50% de la diferencia media entre los valores máximos y mínimos descritos anteriormente.

Por otra parte, conviene recordar que ante una eventualidad particular en un determinado grupo, según la propuesta de Orden, el productor tendría la opción de solicitar el reconocimiento de costes por inversiones adicionales, o incluso, por inversiones extraordinarias. Estos reconocimientos extraordinarios de costes se deberían autorizar

por la DGPEyM previo informe de la CNE, circunstancia que se debería reflejar en la DA 1ª de la propuesta de Orden.

Las auditorias han proporcionado para cada grupo los costes reales de operación y mantenimiento, pero sin desglose entre fijos y variables. Para determinar los costes medios reales de cada familia, tanto fijos y como variables, es preciso desglosar los reales, utilizando algún procedimiento objetivo. Una posibilidad es utilizar la misma proporción resultante entre costes estándares fijos y variables de la aplicación de las formulaciones de las propuestas de Orden para el periodo 2001 a 2004. Si todos estos valores se llevan a moneda de 2006, se realiza la media del coste fijo y variable real en cada instalación y se comparan con los correspondientes estándares resultantes de las propuestas de Órdenes Ministeriales, se obtienen unas diferencias del 26% en Baleares y del 38% en Canarias, Ceuta y Melilla. En este punto, se deben reducir los valores estándares derivados de las propuestas de Órdenes para situarlos en el 50% de la referida diferencia. Con ello, se obtienen directamente los nuevos costes estándares fijos unitarios de operación y mantenimiento. En el caso de los costes variables habría que determinar, además, los parámetros a'' y b'' de su expresión matemática, condicionados al cumplimiento de la regla anterior.

Por lo tanto, la CNE propone que se modifique los costes fijos de operación y mantenimiento de la tabla 2 del anexo II de la propuesta de Orden de garantía de potencia, por los que se relacionan por tecnologías en el cuadro siguiente, para que puedan ser aplicados a partir del año 2006, convenientemente actualizados, tanto para instalaciones nuevas como existentes.

		Valores unitarios de operación y mantenimiento de naturaleza fija Euros/MW a 31/12/2004		
Tecnología	Potencia (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
D 2T	0 - 5	71.392		81.839
D 2T	5 - 14	50.080	57.407	
D 2T	14 - 24	42.298	48.487	
D 2T	>24	50.238	57.588	
D 4T	0 - 5		128.830	128.830
D 4T	5 - 14		105.739	105.739
D 4T	14 - 24	60.667	69.544	69.544
TGA	0 - 50	19.569	22.433	22.433
TGHD	0 - 20	32.882	37.694	37.694
TGHD	20 - 50	17.327	19.863	
TGHD	>50	11.826	13.557	
FO TV	0 - 40	19.712	22.597	
FO TV	40 - 60		21.021	
FO TV	60 - 80		19.933	
CC2x1	200 - 250	29.723	34.071	
CC3x1	200 - 250	29.723	34.071	
C TV		41.849		
HI			117.973	

Adicionalmente, en la propuesta de Orden sobre costes variables, procedimiento de despacho y liquidación de la energía, se debe modificar su anexo VI para incluir los nuevos parámetros a" y b" de cálculo de los costes variables de operación y mantenimiento aplicables a partir del año 2006, convenientemente actualizados, tanto para instalaciones nuevas como existentes.

Costes de Operación y Mantenimiento por funcionamiento a 31/12/2004							
Tecnología	Potencia (MW)	Baleares a" (Euros/h)	Baleares b" (%)	Canarias a" (Euros/h)	Canarias b" (%)	Ceuta y Melilla a" (Euros/h)	Ceuta y Melilla b" (%)
D 2T	0 - 5	95,01	5,12			108,92	4,75
D 2T	5 - 14	95,01	5,12	54,46	4,52		
D 2T	14 - 24	47,51	5,12	54,46	4,52		
D 2T	>24	76,07	4,81	84,82	4,24		
D 4T	0 - 5			29,37	8,82	29,37	9,45
D 4T	5 - 14			65,25	8,82	65,25	9,45
D 4T	14 - 24	76,58	10,05	83,48	8,82	83,48	9,45
TGA	0 - 50	128,73	1,35	135,12	1,30	135,12	1,30
TGHD	0 - 20	201,43	1,35	207,30	1,30	207,30	1,30
TGHD	20 - 50	201,43	1,35	207,30	1,30		
TGHD	>50	628,35	1,35	717,84	1,30		
FO TV	0 - 40	96,64	1,65	89,80	1,59		
FO TV	40 - 60			106,00	1,59		
FO TV	60 - 80			124,44	1,59		
CC2x1	200 - 250	1570,88	2,27	1800,72	2,05		
CC3x1	200 - 250	1357,68	2,27	1556,34	2,05		
C TV		165,35	6,34				
HI							

5 CONSIDERACIONES PARTICULARES A LA PROPUESTA DE OM SOBRE DETERMINACIÓN DE LOS COSTES VARIABLES, EL PROCEDIMIENTO DE DESPACHO Y LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA

En el artículo 4 del RD 1747/2003 se establece el sistema de despacho de la generación, según orden de mérito económico, considerando la suficiente reserva de potencia rodante que minimice el efecto de las incidencias de generación en la calidad del servicio. En el artículo 5.2 a) se establece que el operador del sistema realizará el despacho económico en cada sistema sobre la base de los costes variables de las instalaciones de generación. Por su parte, en el artículo 6 se determinan los criterios para calcular los costes de operación y mantenimiento y los costes previstos de combustible. En los artículos 9 y 11 se fijan las condiciones de participación de los productores en régimen especial, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados en el despacho económico.

Por último, en todo el RD y en particular, en su artículo 18, se establecen los criterios básicos para la realización de la liquidación de la energía a todos los agentes que operan en los SEIE.

Todos estos aspectos son los que trata de desarrollar la segunda de las propuestas de Orden que se informa.

5.1 Sobre el procedimiento de despacho de la generación

Como se ha señalado, el artículo 4 del RD 1747/2003 establece el sistema de despacho de la generación, según orden de mérito económico, considerando la suficiente reserva de potencia rodante que minimice el efecto de las incidencias de generación en la calidad del servicio.

En este sentido, en el apartado Cuarto de la propuesta de Orden sobre determinación de costes variables, procedimiento de despacho y liquidación de la energía, se establece un proceso de despacho semanal y diario que consta de dos etapas: un despacho inicial, con criterio exclusivamente económico, y una segunda etapa, en la que se analizan las restricciones impuestas en la operación de los SEIE. Además, se determina un mecanismo de resolución de desvíos generación-consumo con horizonte intradiario y en tiempo real, que determinará, respectivamente, reajustes en la programación bajo los criterios anteriores o el uso de las asignaciones de reserva del sistema.

La CNE debe señalar, en primer lugar, que al no establecerse en la propuesta de Orden incentivos o criterios de operación que traten de minimizar los costes de las restricciones o de la reserva de potencia, o bien mejorar la calidad del servicio debida a la generación (disminuyendo los tiempos de interrupción anual, TIEPI), no quedan acotadas ni tasadas las actuaciones del operador del sistema respecto a la consecución de sus dos objetivos básicos: la realización de una explotación a mínimo coste y el mantenimiento de una mínima seguridad en la operación. Por ello, en el extremo, el operador del sistema podría potenciar uno de ellos, por ejemplo el de la seguridad a costa de incrementar el coste de la operación, dejando sin efecto el criterio de despacho en función del orden de mérito económico, lo que no sería conforme con el Real Decreto. También en el otro extremo

podría, minimizar el coste global de la generación, pero perjudicando la garantía de suministro.

Por ello, la CNE propone que se incluya en el apartado Cuarto de la propuesta de Orden el mandato a la Dirección General de Política Energética y Minas para que determine anualmente, con carácter previo y a propuesta de la CNE, los objetivos mínimos de eficiencia y calidad en cada SEIE, tratando de que éstos sean mejorados año tras año. Dichos objetivos, materializados en un consumo específico global y un TIEPI de la generación máximos en cada SEIE, deben constituir dos referencias en la explotación real para el operador del sistema, que trataría de no sobrepasar salvo por circunstancias excepcionales y sobrevenidas. Las desviaciones relativas derivadas de la explotación real respecto a los objetivos fijados en un determinado SEIE, deberían afectar, en positivo o en negativo, a una parte de la retribución del operador del sistema (para que actúe en una primera etapa, a modo de señal de eficiencia). Por ejemplo, en caso de sobrepasarse uno de estos valores en un 6%, se podría afectar negativamente un 10% de la retribución de dicho operador en un SEIE, con lo que se produciría una reducción de su retribución del 0,6% que sería muy pequeña, pero que actuaría como señal regulatoria respecto al desempeño de su actividad. En este mismo sentido, se ha de recordar que en la regulación extrapeninsular anterior, la establecida en Orden Ministerial de 20 de junio de 1986, ya se determinaba la necesidad de fijar, con carácter anual y *ex ante*, un incentivo de eficiencia, entonces dirigido a la empresa verticalmente integrada que explotaba los SEIE.

Por otra parte, en relación al procedimiento de despacho de la generación, la CNE considera que es muy relevante la información referente a la diferencia de costes de generación que resulte diariamente entre las dos etapas descritas, sin y con restricciones, y asimismo, la información de los costes reales de la reserva de potencia. Dicha diferencia, junto a los índices de calidad del servicio derivados de la generación y a los costes de reserva, permitirían realizar un seguimiento de la explotación y conocer cómo concilia el operador del sistema los dos objetivos anteriores, pudiendo resultar de ello, entre otros, la justificación para el impulso de nuevas inversiones, en generación, transporte o distribución, así como determinados alquileres o traslados de grupos de generación.

Por estas razones, la CNE considera necesario que se establezca en el apartado Cuarto de la propuesta de Orden, que el operador del sistema, con carácter mensual, informe de las diferencias de costes de despacho en cada SEIE, con y sin restricciones, junto a los costes mensuales de reserva y los índices de calidad del servicio derivados de la generación, a la Dirección General de Política Energética y de Minas, a las Comunidades Autónomas correspondientes y a la propia CNE.

5.2 Sobre el consumo específico y el coste del combustible

El artículo 6 del RD 1747/2003 establece que *“Mediante una orden ministerial, de acuerdo con las Comunidades Autónomas o las ciudades de Ceuta y Melilla afectadas, y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, se establecerá el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados en los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares”*.

El coste del combustible consumido, de acuerdo con el apartado Sexto de la propuesta de Orden se determina a partir del precio medio de la termia consumida y de una expresión cuadrática del consumo de combustible horario, determinado en función de la potencia neta. Dicha expresión debe ser además utilizada para la realización de una explotación unificada de mínimo coste en los SEIE. El consumo de combustible reconocido resulta horariamente del funcionamiento de cada grupo, cuando éste se encuentra acoplado, y en principio, no incluye el coste de los combustibles utilizados durante los arranques, ni los posibles incrementos de coste inducidos por variaciones de carga (banda de regulación), ni en los periodos de reserva caliente.

Los parámetros de la expresión cuadrática para las instalaciones individuales puestas en servicio antes del 1 de enero de 2002 figuran en el anexo I de la propuesta de Orden, y para el resto de instalaciones, por familias o tecnologías, en el anexo II. Estos últimos parámetros, así como otros que determinan los costes de arranque, de operación y mantenimiento variable, de reserva o de banda, de acuerdo con el apartado Sexto.2 deberán ser establecidos con carácter definitivo por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE, para lo cual los productores deberán realizar las pruebas de rendimiento correspondientes, en presencia del operador del

sistema, y siguiendo un procedimiento previamente aprobado. Se debería mejorar la DT 2ª de la propuesta de Orden para establecer con claridad que los costes variables definitivos en las distintas instalaciones a partir de la entrada en vigor de la Orden, deben determinarse con los parámetros resultantes de las pruebas.

Asimismo, se debería modificar la DT 1ª de la propuesta de Orden para señalar que el coste de combustible de las instalaciones de generación existentes durante el periodo 2001 a 2005 corresponderá con los valores auditados, recogidos en las auditorias de costes proporcionadas por ENDESA a la CNE, los cuales se deberían de recoger en un anexo nuevo. Por su parte, los costes de combustible del año 2005, al no disponerse aún de sus correspondientes auditorias, y las de todos los años, como consecuencia de la inspección de la CNE, podrán ser modificados por la DGPEyM.

En el Anexo a este informe figuran los valores auditados, por instalaciones, de los costes de operación y de los costes de combustible, según la información recibida.

En el estudio elaborado con ocasión de la contratación externa realizada por la CNE para la determinación de los valores de inversión y de costes de operación de las instalaciones de generación extrapeninsulares, figura un apartado dedicado a la eficiencia de las plantas de generación (o simétricamente, consumos específicos operacionales). Se señala que las instalaciones de generación en los SEIE alcanzan menores eficiencias que las equivalentes en la península, como consecuencia de su menor tamaño general y al uso de combustibles líquidos en turbinas de gas. En el estudio, al analizar los parámetros del anexo II, señala la incongruencia en los valores de ciertos parámetros, especialmente los correspondientes a la tecnología D-4T entre 5 y 14 MW, y advierte en su tabla comparativa el especial tratamiento dado a las turbinas heavy-duty 20-50 MW (industriales) y ciclos combinados, donde se fijan unos consumos estándar más elevados, en márgenes próximos al 10% (con lo que resulta un reconocimiento de costes provisionales de combustible a partir de 2006, superiores en dicha proporción). Esta conclusión refuerza la necesidad de realizar pruebas de rendimiento en las instalaciones existentes en el menor plazo posible, tal y como prevé la DT 2ª de la propuesta de Orden.

Por su parte, los precios de los combustibles consumidos, según el apartado Séptimo de la propuesta de Orden, se determinan a partir de su cotización de corto plazo en los mercados internacionales, a los que se les suma unos costes de logística (transporte

hasta puerto extrapeninsular, descarga, servicios portuarios, almacenamientos intermedios, transporte hasta la central y los costes de comercialización).

La CNE ha valorado los costes estándares de logística con la información propia que dispone respecto al mercado de productos petrolíferos, encontrando que los mismos resultan, en general, superiores a los habituales, y que pudieran considerarse como razonables, por lo que procede realizar en ellos el ajuste que se describe a continuación.

La CNE considera que los costes de logística deben establecerse por islas, y no por archipiélagos, ya que las características de estos costes en las primeras son muy diferentes, aún encontrándose dentro del mismo archipiélago. De esta forma, en el cuadro siguiente se muestran los costes de logística que la CNE considera como razonables por corresponder a los habitualmente aplicados, proponiéndose que sustituyan a los que figuran en el apartado Séptimo de la propuesta de Orden, para ser aplicados a partir de 2006. Estos costes son en general inferiores a los propuestos por la Orden, en tasas que oscilan, en Baleares, entre un 26% en el caso del FO hasta un 36% en el caso del GO, en Canarias, entre un 32% en el caso del FO 0,3% S hasta un 39% en el caso del DO, y en Ceuta, entre un 23% en el caso del FO hasta un 55% en el caso del GO, mientras que en Melilla son similares. No obstante, en un caso la CNE propone costes algo superiores a los de la Orden, como es el FO en las islas más pequeñas de Canarias. Por otra parte, estos costes propuestos por la CNE resultan superiores a los realmente habidos en el año 2004, al aplicarlos a dicho año.

	Hulla	Fuel Oil BIA 1%	Fuel Oil BIA 0,3%	Fuel Oil nº 1	Fuel Oil 1250"	Diesel Oil	Gasoil
BALEARES							
Mallorca	12,00	36,57		36,57			39,57
Menorca		29,97		29,97			37,75
Ibiza-Formentera		31,59		31,59			39,37
CANARIAS							
Tenerife		18,83	29,18			18,83	18,83
Gran Canaria		22,82	38,92			28,57	28,57
Fuerteventura		22,82	38,92			34,32	34,32
Lanzarote		22,82	38,92			32,02	32,02
La Palma, Hierro y Gomera		34,32	50,42			50,45	32,02
CEUTA Y MELILLA							
Ceuta		30,06		30,06		33,36	33,36
Melilla		53,87		53,87			59,13

En el mismo apartado Séptimo se establecen las referencias para determinar los precios de los combustibles en base a las cotizaciones mensuales de los distintos productos, bien según el índice API de la publicación del “*Coal Daily de Energy Aarhus*”, para la hulla importada, o bien como “cotización alta” del mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicada por “*Platts European Marketscan*”, para los combustibles líquidos. Se considera adecuada esta regulación ya que con ello se incentiva la buena gestión de compra del combustible, al tomarse como referencia un mercado de corto plazo, cuando la mayor parte de las adquisiciones de combustible, normalmente, se realiza con contratos de largo plazo.

Por último, en el mismo apartado Séptimo se establecen los valores del poder calorífico inferior del combustible utilizado por un grupo *i* del sistema eléctrico *j* ($pci(i,h,j)$), valorado en te/tm. Dichos valores se establecen como valores fijos, sin tener en cuenta la calidad real del combustible consumido, habilitándose tan solo a la DGPEyM para su revisión, cuando las características de los combustibles dieran lugar a valores significativamente distintos.

A continuación, se comparan los datos reflejados en la propuesta de Orden con los obtenidos de la información declarada en los SEIE a la CNE según datos reales del ejercicio 2004:

	Propuesta de Orden	Declarado a CNE Datos 2004
	PCI (i,h,j), te/tm	
Carbón	6.000	6.011
Fuel Oil BIA	9.000	9.850
Fuel Oil nº 1	9.750	9.869
Fuel Oil 1250”	9.750	N/A
Gasoil	10.150	10.373
Diesel Oil	10.000	10.140

La consecuencia de la comparación anterior, es que con el sistema elegido se produce una sobrevaloración del coste reconocido para la termia de combustible consumido, a igualdad de precio de la tonelada de este combustible. De esta forma, si por ejemplo, la cotización internacional de un fueloelo BIA, con un PCI de 9.850 te/tm, fuera de 150 €/tm,

el coste de la termia consumida sería de 1,52 c€/te. Si se aplicara la propuesta de Orden, el coste se elevaría a 1,67 c€/te, lo que supone una sobrevaloración de un 10%. Además, esta sobrevaloración se extendería también a los costes de logística (que han de convertirse a c€/te).

Por lo tanto, la CNE considera que, en el apartado Séptimo la propuesta de Orden se debería establecer que sin perjuicio de que el despacho de las unidades de generación en un SEIE se realice mediante precios y PCI de los combustibles provisionales, en la retribución final del coste de combustible se han de emplear los poderes caloríficos inferiores reales, que deberían ser obtenidos de los análisis mensuales de los combustibles consumidos en cada instalación, y que han de ser declarados e inspeccionados por la CNE, de la misma forma a como se viene realizando hasta el momento.

Por último, señalar que en 2005 se ha establecido un mecanismo de comercio de emisiones de CO₂ en nuestro país, y que se han asignado gratuitamente unos determinados derechos de emisión, en particular para las centrales extrapeninsulares, con el criterio de dotar a éstas de los suficientes derechos gratuitos necesarios, con el fin de no incrementar en lo posible, el coste para el consumidor eléctrico. Se ha de recordar que en estos sistemas se ha realizado una asignación de derechos asimilable al criterio de la “burbuja” o “pool de emisiones”, pues la explotación ha de llevarla a cabo el operador del sistema, sin que intervenga la decisión directa de los agentes.

En este sentido, la CNE considera que se debería introducir en el apartado Séptimo de la regulación que se informa la obligación de revisar el coste de combustible en relación al coste o ingreso neto que resulte al final de cada año, tanto positivo como negativo, como consecuencia de la desviación que pudiera producirse entre los derechos de emisión asignados gratuitamente, y los necesitados realmente por las centrales como consecuencia de la explotación real.

5.3 Sobre el coste de reserva caliente

El consumo horario reconocido en el apartado Sexto.1 de la propuesta de Orden es el derivado del funcionamiento de cada grupo cuando se encuentra acoplado, sin incluir en él los combustibles utilizados durante los arranques, ni los posibles incrementos inducidos por variaciones de carga (banda de regulación), ni en los periodos de reserva caliente. A fin de evitar determinados ciclos de parada-arranque, en los grupos de vapor (con ciclo Rankine), se “embotella la caldera” y se realiza un by-pass del vapor de turbina, definiendo al grupo en situación de reserva caliente.

En el apartado Sexto.2 de la propuesta de Orden se determina el coste de combustible en esta situación a partir del precio de la termina de los combustibles consumidos y de un parámetro “ cc_{rc} ” medido en te/h. Dicho parámetro, definido en el anexo VII no es coincidente (sino que resulta ligeramente superior) al parámetro “a” (te/h) definido para las curvas cuadráticas del consumo de combustible en el anexo I. Dichos parámetros deberían coincidir ya que determinan el mismo concepto físico, como es el mínimo consumo horario de combustible necesario para acoplar el grupo.

A estos efectos, se propone eliminar el anexo VII y señalar en el apartado Sexto.2 que el parámetro “ cc_{rc} ” debe tomar provisionalmente el valor del parámetro “a” definido en el anexo I, hasta que en la realización de las pruebas de rendimiento en las instalaciones existentes se determine su valor definitivo.

5.4 Sobre el coste de arranque

En el apartado Sexto.2 de la propuesta de Orden se establece también el coste de arranque que es en cierta forma alternativo al de reserva caliente. El coste de arranque ha de retribuir el consumo de combustible que tiene lugar en la parada de un grupo, el coste de combustible que se produce en la fase propiamente dicha de arranque, y el sobrecoste de operación y mantenimiento estimado para cada arranque. En la formulación propuesta para la determinación de este coste figura el tiempo “t” como “*tiempo transcurrido desde la última parada, en horas*”.

La CNE considera que dicho tiempo “t” debe estar acotado, al igual a como se hacía en la regulación del Marco Legal Estable (MLE) anterior, ya que de otra forma se produciría un

coste de arranque reconocido creciente en función del tiempo transcurrido desde la última parada, cuando el coste real no es superior (sino igual) a partir de un determinado intervalo de tiempo, por ejemplo de 14 horas (tiempo máximo reconocido en un ciclo parada-arranque en el MLE). Por todo ello, se propone que se modifique la definición de “t”, para que se establezca de la siguiente manera: “tiempo transcurrido desde la última parada, en horas, hasta un máximo de 14”.

5.5 Sobre el coste de banda de regulación

En el apartado Sexto.4 de la propuesta de Orden se determina otro componente del coste variable de generación, como es el concepto de banda de regulación. La CNE, en su informe de 11 de noviembre de 2004, consideraba que debería eliminarse este concepto en el coste de generación, ya que en la regulación tradicional este coste se considera asumido dentro del consumo específico estándar, por lo que no tendría sentido una vez que se ha retribuido el coste de combustible. Sin embargo, se ha de reconocer este concepto ya que la expresión del coste de combustible parece que se ha establecido para carga base, y se producen incrementos de coste como consecuencia de pérdidas de rendimiento por variaciones de carga que tienen que realizar determinados grupos para seguir la evolución de la demanda.

De esta forma, las instalaciones de generación, cuando sean requeridas por el operador del sistema, no se opondrán a variar su carga, lo que redundará en una explotación más flexible y segura. Por este motivo, el valor unitario del parámetro a''' deberá responder al incremento de combustible consumido sobre el consumo específico a carga base. No obstante, en la DT 2ª de la propuesta de Orden se determina dicho valor unitario como un 5% del coste unitario de la garantía de potencia de cada grupo.

En el estudio de costes encargado por la CNE figura una estimación porcentual de la pérdida de eficiencia de cada tecnología en función de las horas de utilización anuales que contempla conjuntamente arranques y paradas, y variaciones de carga. No se ha podido aportar en el estudio el efecto separado de las variaciones de carga. Así, para una instalación con régimen de funcionamiento en punta (3.000 – 1.000 horas), se considera una pérdida de rendimiento por arranques y variaciones de carga del 6,5%. Para un

funcionamiento cíclico (6.000-3.000 horas), un 3,8%. Y para un funcionamiento en base (7.500-6.000 horas), un 0,8%. Por otra parte, ya se ha señalado que los parámetros del anexo II de la propuesta de Orden, llevan en general a unos rendimientos estándares más reducidos que los reales, y en determinadas tecnologías (turbinas industriales y ciclos combinados) con márgenes próximos al 10% (lo que supone el reconocimiento de unos consumos específicos y unos costes de combustible superiores en dicha proporción).

Por todo lo anterior, la CNE propone que sin perjuicio de que la retribución de coste por banda de regulación deba materializarse en función de la potencia asignada de banda por parte del operador del sistema, el valor unitario del MW sometido a banda de regulación deberá ser determinado en función del mayor coste de combustible consumido (dependiente de la pérdida de rendimiento por las variaciones de carga y del precio del mismo) y nunca, a partir de los costes de inversión o de operación y mantenimiento.

En tanto no se pueda determinar la pérdida de rendimiento real en base a las pruebas, y dada la holgura existente en los rendimientos estándares de la Orden, se propone fijar provisionalmente un parámetro a''' relativamente reducido, equivalente al 1% del coste horario de combustible a plena carga, referido a la potencia neta total de la instalación.

5.6 Sobre los costes variables de operación y mantenimiento

En el apartado Sexto.3 de la propuesta de Orden se determinan los costes variables de operación y mantenimiento como un componente más del coste variable de generación. Dichos costes se establecen en función de un coste fijo asociado a los gastos de mantenimiento programado, y a un coste variable ligado al consumo de materiales fungibles y al capital circulante de un grupo en funcionamiento continuo.

Los costes fijos de operación y mantenimiento ya han sido analizados en el punto 4.6 de este informe, con menciones a los costes estándares variables.

La CNE considera que para el periodo 2001 a 2005 se deben reconocer los costes de operación y mantenimiento reales auditados recogidos en la propuesta de Orden sobre garantía de potencia, ya que estos costes no se desglosan en costes fijos y variables.

Para el futuro, se deberían adoptar los valores de costes estándares variables determinados en el punto 4.6 de este informe, aplicados a la expresión definida en el

apartado Sexto.3. de la propuesta de Orden. Por ello, se deberá eliminar el anexo V de la propuesta de Orden y modificar los valores que se fijan por familias en el anexo VI de la misma propuesta.

5.7 Sobre el procedimiento de liquidación definitiva

En el apartado 10.3 de la propuesta de Orden se establece que una vez informada por la CNE la liquidación definitiva, y realizadas en su caso las inspecciones correspondientes, los agentes pertenecientes al régimen ordinario y al régimen especial que operen en los SEIE *“podrán solicitar, de acuerdo con el punto 4 del artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, a la Dirección General de Política Energética y Minas la liquidación definitiva de las cuantías establecida en los puntos 2 y 3 del artículo 18 del citado”*.

En este sentido la CNE considera que dado que las cuantías derivadas de las liquidaciones definitivas pueden resultar positivas o negativas, la solicitud de la misma no deberá ser potestativa sino obligatoria.

5.8 Sobre la asignación de pérdidas de energía de los Distribuidores acogidos a la DT 11ª de la Ley 54/1997 pertenecientes a Ceuta y Melilla

En el apartado 11.2 de la propuesta de Orden se establece los criterios para la determinación de las pérdidas de energía en las redes de transporte y distribución.

En la Orden de 14 de junio e 1999 y en las Resoluciones de la DGPEyM de 22 de marzo de 2002 y de 27 de marzo de 2003 se establece el mecanismo de compensación por pérdidas de ingresos por consumidores cualificados conectados a las redes de distribuidores acogidos a la DT 11ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. En las mismas también se determina el procedimiento para calcular la facturación a tarifa D así como la imputación de pérdidas de energía correspondientes a estos distribuidores.

Se propone que se incluya en el apartado 11.2 de la propuesta de Orden una referencia al mecanismo anterior para la determinación de las pérdidas de energía imputables a los distribuidores acogidos a la DT 11ª de la Ley 54/1997.

Por otra parte, estos distribuidores cuando están acoplados a los generadores deben quedar exonerados de la responsabilidad que se deriva del incumplimiento de los índices de calidad por causas imputables a la generación, lo cual debería establecerse para puntualizar lo dispuesto en la Orden ECO/797/2002.

5.9 Sobre la liquidación de la energía a los productores en régimen especial que participen voluntariamente en el despacho

En el apartado 11.4.2. de la propuesta de Orden aparece una errata en las fórmulas que determinan la energía a liquidar a cada generador en régimen especial que participa voluntariamente en el despacho de un SEIE, ya que el término EA debe aparecer con signo negativo, al tratarse de una penalización por desvíos en la energía prevista entregar, que puede verse reforzada por el efecto financiero de la energía programada y no entregada. Es decir, se deberían sustituir las mencionadas fórmulas por las expresiones siguientes:

Instalaciones conectadas a Transporte: $e_{tliq}(e,h,j) = e_{tm}(e,h,j) - EA(e,h,j)$

Instalaciones conectadas a Distribución: $e_{tliq}(e,h,j,d) = e_m(e,h,j,d) - EA(e,h,j,d)$

Consecuentemente con ello, en la definición de EA del apartado 13 de la propuesta de Orden, se debe cambiar el sentido del signo del parámetro p, para que adopte un valor negativo cuando la energía medida sea mayor que la programada, y un valor positivo, en caso contrario.

Adicionalmente, en el apartado 12.2. se determinan los derechos de cobro de los grupos de producción de régimen especial. En este sentido hay que señalar que se debe especificar que este derecho de cobro se refiere a las instalaciones que participen en el despacho de costes variables. Asimismo, al haberse establecido una penalización por los desvíos incurridos (y por su efecto financiero) por las instalaciones de régimen especial que acuden al despacho, EA, de acuerdo con la consideración anterior, se deberán eliminar del precio medio final de referencia de las instalaciones que participen en el

mercado de producción peninsular PREP(h), los costes correspondientes a los desvíos de estas instalaciones de régimen especial.

Finalmente se debe incluir expresamente en la propuesta de Orden que las instalaciones de régimen especial que participen en el despacho, tendrán derecho a cobro de los complementos establecidos en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que en su caso les puedan corresponder.

6 DETERMINACIÓN DE LOS COSTES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y GESTIÓN COMERCIAL

El RD 1747/2003 determina que las actividades de transporte, distribución y gestión comercial en los SEIE se regirán por las disposiciones generales establecidas en desarrollos de la Ley 54/1997. Asimismo, en su artículo 12 a) se establece que se considerará que son de transporte las interconexiones entre islas, las instalaciones de tensión igual o superior a 220 kV, y las de tensión inferior que determinen las Comunidades o Ciudades Autónomas cuando ejerzan la función de transporte. En este sentido, por Resolución de 7 de diciembre de 2004 el Director General de Energía del Govern de les Illes Balears determinó los criterios que definen la red de transporte (que incorpora a las instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV), así como el inventario de instalaciones de transporte en Baleares. Sin embargo, en el archipiélago canario aún no se ha resuelto la definición de la red de transporte.

La determinación de las retribuciones de las actividades de transporte, distribución y gestión comercial se basa en lo dispuesto en el RD 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Las retribuciones al transporte y a la distribución, en la península, tienen un punto de partida común, como es el coste acreditado en 1998, que se actualiza año a año mediante la aplicación de determinados índices, y en el caso del transporte, además, incluyendo el coste de las nuevas inversiones. A estos efectos, las empresas transportistas han de presentar las correspondientes auditorias.

Por su parte, la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 establece el mecanismo de transición entre la asignación por el anterior marco regulatorio de los costes acreditados

para realizar la actividad de distribución a 31 de diciembre de 1997, de los sujetos a los que les era de aplicación el Real Decreto 1538/1987, y la asignación de dicho importe aplicando los porcentajes de reparto que se derivan del modelo que caracteriza la red de referencia de distribución según las zonas. La CNE ha señalado en numerosos informes que en la actualidad continúa siendo necesaria la justificación de la base retributiva reconocida a la actividad de distribución.

Por lo que se refiere a la retribución de las actividades de transporte y distribución en los SEIE se debe señalar que por el momento no existe ninguna disposición en la que se establezca de forma definitiva las cantidades de partida, en este caso, para 2001, si bien, en los Reales Decretos que anualmente han establecido la actualización de la tarifa eléctrica desde el año 2003, se han fijado las siguientes retribuciones para las actividades reguladas de los SEIE:

ACTIVIDADES REGULADAS	2002 (*)		2003		2004		2005	
	M€	Δ%	M€	Δ%	M€	Δ%	M€	Δ%
TRANSPORTE	55,03	-	56,68	3,6%	67,31	18,8%	70,67	5,0%
DISTRIBUCIÓN	232,21	-	236,93	2,2%	242,76	2,5%	253,01	4,2%
GESTIÓN COMERCIAL	17,34	-	17,69	2,3%	18,13	2,3%	18,56	2,3%
TOTALCOSTE (M€)	304,58	-	311,30	2,2%	328,20	5,4%	342,24	4,3%

(*) En la documentación proporcionada por el Ministerio para la revisión de la tarifa de 2002, se proporcionaba esta información "según auditorías del año 2000".

Por todo lo anterior, la CNE considera, a efectos del cálculo de la compensación definitiva o coste específico definitivo "compensación Extrapeninsulares" de los años 2001-2005, y a efectos de la determinación de las retribuciones futuras de las actividades de transporte, distribución y gestión comercial, lo siguiente:

- a) Se deben fijar las cantidades correspondientes a las retribuciones de las actividades de transporte, distribución y gestión comercial en los SEIE para los años 2001 y 2002.
- b) Como en los sucesivos Reales Decretos de tarifas desde 2003 se han fijado las cantidades correspondientes a la retribución de la distribución, quedan por

determinar los valores definitivos correspondientes a las retribuciones del transporte y la gestión comercial para los años 2003, 2004 y 2005.

- c) Adicionalmente, para considerar el valor de los nuevos activos de transporte con entrada en explotación a partir de 2001, resulta necesario determinar los costes unitarios reconocidos a las instalaciones de tensión inferior a 220 kV.

7 VALORACIÓN ECONÓMICA DE LAS PROPUESTAS DE ORDEN Y DE LAS MODIFICACIONES SUGERIDAS POR LA CNE

7.1 Valoración de los costes de generación resultantes de los estándares previstos en las propuestas de Órdenes, para los años 2001 a 2004

A continuación se realiza una valoración de los costes de generación estándares previstos en las propuestas de Orden para los años 2001 a 2004, junto a las posibles desviaciones en la compensación en esos mismos años, que se deberían imputar, en su caso, en la tarifa de electricidad.

Calculo Compensación de extrapeninsularidad Millones de Euros	2001	2002	2003	2004
Coste de Generación	877	893	1.001	1.361
Garantía de Potencia	317	347	380	406
Combustible	491	468	522	804
O&M Variable	70	78	99	117
Arranque				35
Retribución al Transporte y Distribución	298	305	311	328
Coste de Transporte	53	55	57	67
Coste de Distribución	228	232	237	243
Coste de Gestión Comercial	17	17	18	18
Régimen Especial	44	47	44	44
Total Costes	1.220	1.245	1.356	1.733
Ingresos Netos por venta de Energía	854	890	985	998
Compensación Necesaria	366	355	372	735
Recaudación por Cuotas	115	202	211	224
Déficit extrapeninsular			20	21
Ingresos de comercializadores y clientes cualificados por energía a precio medio peninsular				41
Revisión Coste Extrapeninsular a Tarifa 2006 (Déficit)	- 252	- 153	- 141	- 450
				- 995

7.2 Valoración de los costes de generación resultantes de las propuestas formuladas por la CNE años 2001 a 2004

En este epígrafe se realiza una valoración de la propuesta de la CNE, en base a los costes de generación reales auditados para los años 2001 a 2004. Asimismo, se señalan las desviaciones en la compensación de los años 2001 a 2004, a imputar, en su caso, en la tarifa de 2006.

Calculo Compensación de extrapeninsularidad Millones de Euros	2001	2002	2003	2004
Coste de Generación	824	822	896	1.034
Retribución de la Inversión	223	211	224	234
Baleares	88	89	96	96
Canarias	127	114	116	129
Ceuta y Melilla	8	8	12	9
Combustible	491	468	522	626
Baleares	155	146	163	182
Canarias	322	308	345	428
Ceuta y Melilla	14	14	14	16
O&M	111	143	149	174
Baleares	43	62	58	65
Canarias	57	70	82	98
Ceuta y Melilla	11	12	10	11
Retribución al Transporte y Distribución	298	305	311	328
Coste de Transporte	53	55	57	67
Coste de Distribución	228	232	237	243
Coste de Gestión Comercial	17	17	18	18
Régimen Especial	44	47	44	44
Total Costes	1.167	1.174	1.251	1.406
Ingresos Netos por venta de Energía	854	890	985	998
Compensación Necesaria	313	284	267	408
Recaudación por Cuotas	115	202	211	224
Déficit extrapeninsular			20	21
Ingresos de comercializadores y clientes cualificados por energía a precio medio peninsular				41
Revisión Coste Extrapeninsular a Tarifa 2006 (Déficit)	- 198	- 82	- 36	- 123
				- 439

7.3 Valoración en términos de rentabilidad

A continuación se realiza una valoración en términos de rentabilidad (TIR) de las inversiones de determinadas instalaciones de generación, en dos casos: a) aplicación de la retribución contenida en las propuestas de Orden, y b) con las modificaciones introducidas por la CNE. Cada valoración se realiza además en dos supuestos: considerando la coincidencia entre la finalización de la actividad de generación y la vida económica estándar, y por otra parte, considerando que se mantienen la actividad de generación 10 años (más después de la finalización de la vida económica), suponiendo en este caso una retribución de extensión de vida como la prevista en las Ordenes.

Como se puede observar, con las propuestas de Orden, se obtienen rentabilidades enormemente elevadas, mientras que con las modificaciones propuestas por la CNE, se

obtienen rentabilidades ligeramente superiores a las medias del sector, en instalaciones que no han alcanzado aún la mitad de su vida económica, y superiores, en las que la han alcanzado. Se ha de recordar que según UNESA en el año 2004, la rentabilidad media de las empresas eléctricas fue del 5,0%, pudiéndose desglosar ésta en el 5,6% para las actividades liberalizadas y en el 4,1% para las reguladas.

CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA MW	Puesta en Marcha	Propuesta de Orden		Propuesta CNE	
				Sin extensión vida útil	Con extensión de vida útil	Sin extensión vida útil	Con extensión de vida útil
Alcudia 1	C	113,6	1-dic-81	25,8%	34,9%	11,1%	14,3%
Ibiza 9	D 2T	14,2	1-jul-82	39,7%	44,9%	10,5%	13,1%
Alcudia 2	C	113,6	1-ago-82	26,4%	32,8%	10,4%	13,0%
Ibiza 10	D 2T	14,2	1-sep-82	39,4%	44,9%	10,2%	12,8%
Ibiza 11	D 2T	14,2	1-jun-86	25,4%	27,7%	7,7%	8,8%
Mahón 11	D 2T	13,6	1-mar-91	16,5%	17,7%	5,8%	6,1%
Mahón 10	D 2T	13,6	1-abr-91	17,0%	18,1%	5,8%	6,1%
Mahón 9	D 2T	13,6	1-jun-91	16,4%	17,6%	5,8%	6,1%
Ibiza 13	D 2T	14,5	1-oct-93	15,4%	16,4%	5,8%	6,1%
Ibiza 14	D 2T	14,5	1-dic-93	16,6%	17,5%	5,8%	6,1%
Alcudia 5	C	120,6	1-ago-97	8,5%	9,3%	5,6%	5,8%
Alcudia 6	C	120,6	1-dic-97	8,3%	9,1%	5,6%	5,8%
Mahón 13	TGHD	33,7	1-jul-99	14,2%	14,7%	6,3%	6,6%
Son Reus 1	TGHD	33,7	1-jul-00	12,4%	12,8%	5,7%	5,8%
Ibiza 16	D 4T	17,4	1-jul-01	15,3%	15,6%	5,1%	5,3%
Ibiza 17	D 4T	17,4	1-ago-01	14,9%	15,2%	5,1%	5,2%
Son Reus CC	CC3x1	214,72	1-jul-02	14,1%	14,4%	5,1%	5,2%
Mahón 14	TGHD	38	1-ene-04	8,7%	9,1%	5,3%	5,4%

CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA MW	Propuesta de Orden			Propuesta CNE	
			Puesta en Marcha	Sin extensión vida útil	Con extensión de vida útil	Sin extensión vida útil	Con extensión de vida útil
Las Salinas 5	D 4T	6,21	1-oct-81	104,8%	107,5%	13,0%	18,2%
Las Salinas 4	D 4T	6,21	1-nov-81	109,6%	112,3%	13,2%	18,8%
Jinamar 8	TV	55,56	1-ago-82	25,2%	32,3%	11,0%	14,2%
Los Guinchos 10	D 4T	6,69	1-mar-83	91,5%	92,3%	11,4%	14,6%
Candelaria 10	TV	37,28	1-oct-85	17,1%	20,7%	8,1%	9,6%
Jinamar 9	TV	55,56	1-nov-85	16,7%	20,5%	8,3%	9,8%
Llanos Blancos 11	D 4T	0,88	1-mar-86	72,0%	72,3%	11,9%	14,2%
Punta Grande 2	D 4T	6,49	1-jun-86	42,0%	43,2%	7,8%	9,0%
Punta Grande 3	D 4T	6,49	1-dic-86	37,3%	38,8%	7,6%	8,7%
El Palmar 14	D 4T	1,4	1-ene-87	37,2%	38,3%	9,8%	11,8%
Llanos Blancos 1	D 4T	1,07	1-jun-87	53,6%	54,4%	6,0%	6,3%
El Palmar 15	D 4T	1,84	1-ago-87	35,1%	36,3%	8,7%	10,2%
Punta Grande 7	D 4T	6,49	1-oct-87	39,0%	39,8%	7,9%	9,2%
El Palmar 12	D 4T	1,06	1-oct-87	18,5%	20,9%	12,1%	14,2%
El Palmar 13	D 4T	1,4	1-mar-88	36,6%	37,4%	9,6%	11,0%
El Palmar 16	D 4T	1,84	1-jun-88	34,6%	35,5%	8,5%	9,8%
Candelaria 11	TGHD	32,34	1-nov-88	13,5%	15,9%	10,4%	12,0%
Jinamar 10	TGHD	32,34	1-feb-89	6,7%	8,6%	10,0%	11,4%
Punta Grande 12	D 2T	12,85	1-may-89	17,0%	18,5%	6,9%	7,6%
Jinamar 11	TGHD	32,34	1-may-89	12,2%	14,0%	9,9%	11,3%
Punta Grande 11	D 2T	12,85	1-jul-89	17,3%	18,9%	6,8%	7,6%
Candelaria 12	TGHD	32,34	1-jul-89	19,5%	21,1%	9,9%	11,2%
Jinamar 12	D 2T	20,51	1-jun-90	17,7%	19,0%	6,1%	6,6%
Las Salinas 6	D 2T	20,51	1-jun-90	11,6%	13,0%	6,5%	7,1%
Jinamar 13	D 2T	20,51	1-ago-90	16,1%	17,5%	6,1%	6,5%
Granadilla 1	TGHD	32,34	1-ago-90	20,1%	21,5%	8,0%	9,0%
Granadilla 2	D 2T	20,51	1-jun-91	20,3%	21,3%	6,1%	6,5%
Granadilla 3	D 2T	20,51	1-ago-91	19,2%	20,2%	6,0%	6,4%
Bco. Tirajana 1	TGHD	32,34	1-jul-92	19,0%	20,0%	7,8%	8,5%
Punta Grande 13	D 2T	20,51	1-sep-92	13,9%	15,0%	6,1%	6,5%
Llanos Blancos 14	D 4T	1,26	1-feb-95	38,9%	38,9%	8,6%	9,3%
Los Guinchos 12	D 4T	6,69	1-mar-95	22,6%	23,0%	6,1%	6,4%
Bco. Tirajana 2	TGHD	32,34	1-may-95	21,1%	21,6%	7,0%	7,4%
Granadilla 4	TV	74,24	1-sep-95	7,5%	8,5%	5,7%	5,9%
Granadilla 5	TV	74,24	1-dic-95	8,2%	9,2%	5,7%	5,9%
Bco. Tirajana 3	TV	74,24	1-ene-96	8,1%	8,9%	5,6%	5,9%
El Palmar 17	D 4T	2,51	1-mar-96	24,1%	24,4%	7,2%	7,7%
Bco. Tirajana 4	TV	74,24	1-jun-96	8,3%	9,1%	5,7%	5,9%
Punta Grande 14	TGHD	32,34	1-ene-98	34,0%	34,0%	7,4%	7,9%
Llanos Blancos 15	D 4T	1,36	1-mar-00	30,6%	30,7%	7,5%	7,9%
El Palmar 18	D 4T	2,51	1-may-00	21,2%	21,4%	6,8%	7,1%
Las Salinas 8	TGHD	29,4	1-jul-00	9,7%	10,2%	7,4%	7,8%
Los Guinchos 13	D 4T	11,5	1-feb-01	17,3%	17,5%	5,7%	5,9%
Las Salinas 10	D 4T	17,24	1-jul-04	9,1%	9,6%	4,9%	4,9%

8 OTRAS CONSIDERACIONES

A continuación se enumeran otras consideraciones de carácter formal o de menor nivel, en relación con las propuestas de Orden que se informan:

- a) Actualización anual de costes fijos de operación y mantenimiento y de los valores máximos de inversión. En los anexos IV y V de la Orden sobre garantía de potencia se ha utilizado un procedimiento atípico para actualizar anualmente estos valores. Así, para llevar un valor del año n al año $n+1$ se utiliza el índice del año n , en lugar de emplear índice correspondiente al año $n+1$.
- b) En el apartado 4.1. de la propuesta de Orden sobre coste variable, procedimiento de despacho y liquidación de la energía se establece que *“El despacho económico se iniciará en una programación semanal para todos los sistemas eléctricos que componen los SEIE, redefinida en programaciones diarias con las excepciones que se puedan establecer en los procedimientos de operación (PO), y serán debidamente comunicadas a los agentes implicados”*. Esta Comisión considera que, si bien dichas excepciones serán objeto de un desarrollo posterior en los correspondientes procedimientos de operación, en la propuesta de Orden sería necesaria también su enumeración. Por último, se debería especificar que se trata de PO para los SEIE, no para la península.
- c) En relación con el apartado 6.1 de la misma propuesta de Orden, aparecen erratas en las unidades de los siguientes parámetros:

Parámetro	Borrador de Orden	Unidad Correcta
$a(i)$	te/h	te_{PCI} / h
$b(i)$	te/h.MW	$te_{PCI} / (h.MW)$
$c(i)$	te/h.MW ²	$te_{PCI} / (h.MW)^2$

- d) Respecto de las obligaciones de pago por la energía adquirida por las empresas comercializadoras (apartado 12.4) o por los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho (apartado 12.5.), podría pensarse en

eliminar el coste de los desvíos de cada colectivo en el precio de referencia en el mercado peninsular, ya que luego a estos comercializadores y consumidores se les va a afectar del efecto financiero del error entre la energía programada y medida, si bien ambos conceptos no son del todo equivalentes.

Por otra parte, se ha de señalar que al ser único el precio para las referidas obligaciones de pago, y por incluirse en ella el valor medio de la garantía de potencia peninsular, los comercializadores podrían arbitrar sobre los suministros del SEIE. Esto se subsanaría si se considerara únicamente el precio medio de la energía de estos segmentos en el mercado de producción peninsular (sin la retribución de la garantía de potencia), al que se añadiría el cargo pagado por los consumidores de los SEIE por garantía de potencia, desglosado por nivel de tensión y tarifa de acceso, conforme al RD 1164/2001.

- e) En los apartados 12.6. y 12.7. se establecen las obligaciones de pago por la energía adquirida en su caso, por los generadores de régimen ordinario y de régimen especial que acudan al despacho, respectivamente. A este respecto, la CNE considera que para que este coste sea similar al que pagan los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de los SEIE, se debería sustituir el precio horario final de generación (PFG(h)) que imputa la propuesta de Orden a los generadores por sus consumos auxiliares por el PMP previsto en la península, o bien el precio real medio horario existente en el mercado peninsular.

9 CONCLUSIÓN

La Comisión Nacional de Energía, una vez concluido el proceso de captación de información real de los costes de generación en los SEIE, abierto con ocasión de su *Informe 10/2005 sobre 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*, de 7 de julio de 2005, está en condiciones de informar y valorar las propuestas de Ordenes Ministeriales descritas en el objeto de este informe.

En este sentido la CNE, conforme a los epígrafes anteriores, considera que las mencionadas propuestas deben incluir específicamente las siguientes observaciones:

- a) Se debe establecer con claridad que el sistema de liquidaciones previsto en el artículo 18 del RD 1747/2003 por la energía adquirida por comercializadores, consumidores cualificados y distribuidores se deberá realizar desde el 1 de enero de 2004, según se establece en el mismo RD.
- b) Asimismo, la revisión del coste específico “compensación extrapeninsular” se ha producir desde el 1 de enero de 2001, según las Disposiciones Transitorias 1 y 4 del RD 147/2003, y ha de abarcar transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2005.
- c) Se considera que todos los costes estándares y los incentivos previstos en las propuestas de Ordenes tienen sentido hacia el futuro, que es cuando el productor tiene capacidad de gestión, y nunca hacia el pasado, donde se carece de ella. Por ello, la fecha efectiva de aplicación de los costes estándares de generación y de la entrada en operación del despacho de costes variables será cuando se promulguen las Órdenes Ministeriales que se informan, que en principio se considera que pudiera ser el día 1 de enero de 2006.
- d) En consecuencia con lo anterior, los costes reconocidos a la generación en régimen ordinario durante el periodo 2001-2005 deberán corresponder con los valores auditados, tanto para el establecimiento de los valores brutos de inversión como para el reconocimiento de los costes operativos (incluido el combustible). Estos valores y costes deberían ser recogidos en los anexos de las correspondientes propuestas de Orden. No obstante, se debería habilitar a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar la relación de instalaciones de los anexos, y sus valores, como consecuencia de la aportación de nuevas auditorias (por ejemplo, las correspondientes a 2005) o como resultado de la inspección de la CNE.
- e) Se debería recoger en las propuestas de Orden que a partir de 2006 se deben realizar las auditorias de los valores de inversión, de los costes de operación y mantenimiento y de los costes de combustible siguiendo los criterios generales de imputación de costes que la DGEyM establezca por Resolución.
- f) Se propone el establecimiento de una expresión matemática de tipo exponencial, para determinar de forma continua, a partir de 2006, el valor unitario máximo de inversión de las nuevas instalaciones, por tecnologías, en función de su potencia

neta, resultando de ella valores decrecientes al reflejar las economías de escala que se producen. Se propone ajustar la disponibilidad estándar a cada tecnología.

- g) Se proponen unos nuevos parámetros para determinar, a partir de 2006, los costes fijos y variables de operación y mantenimiento, tanto para instalaciones nuevas como para existentes. Se proponen, asimismo, unos nuevos costes de logística, aplicables desde el año 2006.