



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 23/2011 DE LA CNE SOLICITADO
POR LA SEE SOBRE LA PROPUESTA DE
REE DE NUEVO PROCEDIMIENTO DE
OPERACIÓN P.O. 7.5 “SERVICIO
COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE
TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
ESPAÑOL APLICABLE AL RÉGIMEN
ESPECIAL” Y DE MODIFICACIÓN DEL P.O.
9 “INFORMACIÓN INTERCAMBIADA POR
EL OPERADOR DEL SISTEMA”**

7 de julio de 2011

INFORME 23/2011 DE LA CNE SOLICITADO POR LA SEE SOBRE LA PROPUESTA DE REE DE NUEVO PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN P.O. 7.5 “SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL APLICABLE AL RÉGIMEN ESPECIAL” Y DE MODIFICACIÓN DEL P.O. 9 “INFORMACIÓN INTERCAMBIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA”

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 7 de julio de 2011, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0. RESUMEN Y CONCLUSIONES

La Secretaría de Estado de Energía (SEE) ha solicitado a la Comisión Nacional de Energía (CNE) informe sobre la propuesta de Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su calidad de Operador del Sistema (OS), del nuevo *Procedimiento de Operación P.O.-7.5 “Servicio complementario de control de tensión en el sistema eléctrico español aplicable al régimen especial”* y de modificación del P.O.-9 *“Información intercambiada por el operador del sistema”*.

A lo largo del presente Informe se describen los citados P.O., se sintetizan los comentarios realizados por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, y se formulan una serie de consideraciones sobre la propuesta remitida, concluyéndose lo siguiente:

1. Aspectos económicos de la prestación del servicio.

Esta Comisión considera necesario que todos aquellos aspectos económicos necesarios para que los agentes a los que aplica la propuesta de Procedimiento de Operación 7.5 puedan acogerse a una u otra modalidad deben ser conocidos de

antemano de la forma más transparente posible, **concretándose los mismos en una norma de rango superior** al de un Procedimiento Operativo.

2. Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

En línea con lo anterior, esta Comisión considera que se debería modificar el Real Decreto 661/2007, de forma que se describan claramente en él las dos modalidades de prestación del servicio complementario de control de tensión (modalidad A y B) y se modifique su anexo V para concretar las bonificaciones y penalizaciones por incumplimiento del servicio para cada una de las dos modalidades.

3. Obligación de permanecer 3 años en la modalidad A.

Esta Comisión considera excesivo el periodo obligatorio de permanencia de 3 años en la modalidad A. El tiempo de permanencia mínimo en una modalidad debería ser de 1 año. Además, esta Comisión considera que se debe establecer un periodo de prueba de 6 meses para que las instalaciones puedan realizar hasta un máximo de dos cambios de modalidad.

4. Agentes que pueden enviar la teled medida.

Debería modificarse el apartado 7.1 de la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 9, para adaptarlo a lo dispuesto en el artículo 18 d), del RD 661/2007, donde se indica que las teled medidas serán remitidas por los titulares de las instalaciones o, en su caso, por sus representantes.

No obstante lo anterior, el proyecto de Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, contempla hasta tres posibilidades que podrían considerarse siempre y cuando este Real Decreto se aprobara con carácter previo: que la teled medida la remita el titular de la instalación, su representante o el centro de control del distribuidor de la zona.

5. Respecto de los parámetros del Anexo I para evaluar el cumplimiento del servicio.

Los parámetros utilizados para describir los errores y tolerancias respecto de las consignas del Operador del Sistema y, por lo tanto, evaluar el cumplimiento del seguimiento de las consignas, deben ser conocidos por los agentes a los que aplica el Procedimiento Operativo 7.5, para poder evaluar la capacidad de sus instalaciones de acogerse a una u otra modalidad.

6. Contradicción con el Procedimiento de Operación 12.2.

Esta Comisión considera que existe una contradicción entre lo establecido en la propuesta de Procedimiento de Operación 7.5 y lo establecido en el Procedimiento de Operación 12.2 respecto a la energía reactiva a inyectar por la instalación para el caso de un régimen de funcionamiento en el que la potencia activa sea inferior al 20% de la nominal.

1. ANTECEDENTES

Con fecha 14 de abril de 2011 ha tenido entrada en el registro general de la CNE oficio de la SEE, por el que se remite copia del escrito de REE, en su calidad de OS, mediante el que acompaña su propuesta de nuevo *Procedimiento de Operación P.O.-7.5 “Servicio complementario de control de tensión en el sistema eléctrico español aplicable al régimen especial”* y de modificación del *P.O.-9 “Información intercambiada por el operador del sistema”*.

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera del Real Decreto 485/2009, con fecha 29 de octubre de 2010, el OS puso a disposición de los representantes de los sujetos del sistema, las propuestas del nuevo P.O. 7.5 y de la consiguiente modificación del P.O. 9 para ajustar los intercambios de información al nuevo servicio, con objeto de recibir comentarios a su contenido como paso previo al envío oficial de las mismas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Resultado de lo anterior, junto con las propuestas del nuevo P.O. 7.5 y de modificación del P.O. 9, se han remitido los comentarios de los representantes de los sujetos del mercado definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, así como las correspondientes valoraciones del OS a los mismos. Adicionalmente, se ha remitido un informe

complementario elaborado por el OS con el análisis de las necesidades, justificación de las propuestas y las conclusiones derivadas de los principales comentarios recibidos, justificando los motivos de su aceptación o rechazo.

En su oficio, la SEE solicita a esta Comisión la emisión de informe sobre dicha propuesta, ello de acuerdo a lo establecido en el apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

A lo largo del presente informe se analizará principalmente el P.O. 7.5, puesto que en el P.O. 9 únicamente se realizan pequeñas modificaciones, permaneciendo prácticamente inalterado. Por este motivo, salvo indicación en contrario, siempre se hará referencia al P.O.7.5, en tanto que cuando se haga referencia al P.O. 9 se indicará de forma expresa.

2. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN P.O. 7.5

Tal y como se establece en el primer apartado de la propuesta, el objetivo de este P.O. es establecer el modo en que las unidades de producción del régimen especial del sistema eléctrico español prestarán el servicio complementario de control de la tensión en los sistemas eléctricos peninsular, así como en los insulares y extrapeninsulares (SEIE).

El segundo apartado hace referencia al ámbito de aplicación, indicando que aplica al OS, a los gestores de las redes de distribución y a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial inscritas en el RAIPRE (en adelante, unidades de régimen especial) que puedan ser proveedores del servicio complementario de control e tensión.

En el tercer apartado se establece que **las unidades de generación acogidas al régimen especial proveedoras del servicio complementario de control de tensión serán aquellas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW (o 1 MW en los SEIE).**

El apartado cuarto describe las **funciones del OS** en lo que se refiere al servicio complementario del control de tensión para instalaciones de producción del régimen especial. Entre las obligaciones más importantes destacan las de identificar las unidades

proveedoras del servicio, mantener actualizada la relación de altas, bajas y cambios de las unidades que prestan el servicio, medir y controlar la prestación del servicio y la de **facilitar a la CNE la información necesaria para el seguimiento y liquidación del servicio prestado.**

En el quinto apartado se establecen **dos modalidades (A y B)** a las que **con carácter obligatorio deben acogerse todas y cada una de las unidades de régimen especial proveedoras del servicio complementario de control de tensión**, indicando que el **tiempo mínimo de permanencia en la modalidad A será de 3 años.**

En la modalidad A las unidades **mantendrán la tensión siguiendo la consigna que reciban en tiempo real**, enviada por el OS a través del centro de control al que se encuentren adscritas. Para ello la instalación deberá inyectar/absorber potencia reactiva en barras de central en función del desvío unitario de la tensión respecto de la tensión consigna.

En el caso de la red de transporte cada generador estará asociado a un nudo, de forma que cuando se desee modificar la tensión de ese nudo se calculará la nueva consigna de tensión de cada unidad asociada a ese nudo. Mientras no se comunique una nueva consigna de tensión, seguirá estando vigente la última comunicada en tiempo real por el OS.

En el caso de las unidades conectadas a la red de distribución la consigna enviada estará siempre dentro de unos rangos de tensión admisibles acordados con el gestor de la red de distribución.

En la modalidad B las unidades deberán **cumplir con los rangos de factor de potencia establecidos en el artículo 29 y anexo V del Real Decreto 661/2007.** En igualdad del resto de criterios, las unidades de la modalidad B serán las primeras en ver limitada su producción en caso necesario, frente a las unidades de la modalidad A.

El apartado sexto de la propuesta se refiere a la información que deberán facilitar los proveedores del servicio al OS. Esta información será tenida en cuenta por el OS para controlar la prestación del servicio y valorar en todo momento los recursos de reactiva existentes en situaciones de emergencia.

En el séptimo apartado se establece la manera en la que se validará el seguimiento de las consignas de tensión enviadas por el OS y la forma en la que se comprobará que las telemidas enviadas al OS son correctas.

Mediante gráficos, sus correspondientes ecuaciones matemáticas y una serie de parámetros de control, se concretan los rangos de trabajo de las unidades y los errores máximos permitidos para dar por válida la prestación del servicio.

Se establecen dos estados (M1 y M2) para discriminar si las telemidas recibidas son válidas o no y otros dos estados (S1 y S2) para describir si la unidad cumple el servicio o no lo cumple.

Finalmente, en el anexo I se describen los parámetros utilizados para evaluar el seguimiento de la consigna de tensión y en el anexo II se describe el protocolo de pruebas para determinar si una instalación cumple los requisitos para prestar el servicio de seguimiento de consigna de tensión (modalidad A).

3. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Resolución de 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.
- Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

4. CONSEJO CONSULTIVO

Las citadas propuestas de nuevo P.O. 7.5 y de modificación del P.O. 9 fueron remitidas a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad con fecha 15 de abril de 2011, solicitando la remisión de los comentarios que entendiesen oportunos. Al respecto, se han recibido comentarios de los siguientes miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector, por orden cronológico de entrada en la CNE:

- ACIE - Asociación de comercializadores independientes de Energía.
- COMUNIDAD DE MADRID.
- GENERALITAT DE CATALUNYA.
- REGIÓN DE MURCIA.
- ACOGEN - Asociación española de cogeneración.
- AEE - Asociación empresarial eólica.
- APPA - Asociación de productores de energías renovables.

- AEF - Asociación empresarial fotovoltaica.
- UNESA - Asociación española de la industria eléctrica/ENDESA/ E.ON/ IBERDROLA
- ACCIONA ENERGÍA
- HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO S.A.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.
- ENDESA.

Entre los comentarios recibidos de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (CCE) y demás agentes del Sector, cabe destacar las siguientes:

- ***Respecto a la remuneración de la modalidad A.***

Los miembros del CCE coinciden unánimemente en señalar la retribución de la modalidad A (seguimiento de una consigna de tensión) como el punto más controvertido de la propuesta del nuevo P.O.

Según manifiestan, la introducción de dicha modalidad A y su correspondiente bonificación/penalización tiene efectos económicos sobre su actividad y consideran que para hacer un análisis de la conveniencia de acogerse a una u otra modalidad es indispensable conocer a priori las condiciones económicas por las que se registrarán las mismas.

Además, según su criterio, las bonificaciones de la modalidad A deberían ser superiores a las de la modalidad B, dada la dificultad técnica de aquélla, y también que debería ser una norma de rango superior a este P.O. la que fijase dichas cantidades por no ser objeto de los P.O. la fijación de preceptos económicos.

- ***Respecto de la idoneidad del sistema de penalizaciones.***

Varios miembros del CCE solicitan que para aquellas unidades de generación ya conectadas, capaces de acogerse a la modalidad A, se suprima el sistema de penalizaciones por un único sistema de bonificaciones y en ningún caso penalizar las instalaciones acogidas a la modalidad B.

Otros aceptan el que se apliquen penalizaciones, pero entienden que deberían ser aplicables sólo a las nuevas instalaciones que se pongan en marcha tras la publicación de este P.O., y no a aquellas instalaciones de tecnología antigua que ya estuvieran en funcionamiento.

- ***Respecto de la limitación de producción de las unidades de la modalidad B.***

Uno de los miembros del CCE considera que una posible limitación de producción a las instalaciones acogidas a la modalidad B supone una minoración del derecho de acceso a red para estas instalaciones, y que no es coherente con la prioridad de acceso establecida en los P.O. 3.2 y P.O. 3.7 para la generación renovable no gestionable ni con el concepto de prestación voluntaria de servicios complementarios al OS. Alega que esta limitación ha sido incluida con posterioridad al envío del documento para comentarios y que se trata de una modificación sustancial.

- ***Respecto de la posibilidad de establecer un periodo transitorio de prueba para cambiar de modalidad.***

Varios de los comentarios recibidos hacen referencia a la necesidad de adaptar el software y la maquinaria a los nuevos requerimientos de forma que durante el periodo de adaptación de la instalación a la modalidad en la que han sido inscritos, se les conceda un periodo de prueba durante el cual puedan desistir y cambiar de modalidad sin penalización alguna.

- ***Respecto de los parámetros esenciales del Anexo I del P.O 7.5.***

También coinciden varios miembros del CCE en indicar que en el Anexo I del nuevo P.O. 7.5 los parámetros utilizados para la evaluación del seguimiento del servicio, rango de validación o bandas de cumplimiento, continúan sin ser cumplimentados, señalando que se trata de una segunda versión en la que ya han tenido en cuenta los comentarios de los agentes a la primera versión, resaltando que algunos agentes ya habían señalado esta cuestión.

- ***Respecto a la obligación de permanecer 3 años en la modalidad A.***

Otro de los puntos en los que coinciden varios miembros del CCE en sus comentarios es en considerar excesivo un periodo de permanencia obligatorio de 3 años bajo la modalidad A. Además de un periodo transitorio de pruebas en el que se permita a los productores cambiar de modalidad, ya mencionado anteriormente, éstos coinciden en solicitar que el tiempo de permanencia mínima sea de 1 año, equiparándolo al tiempo requerido para realizar un cambio de tarifa en el sector eléctrico.

- ***Respecto al tiempo de respuesta a la consigna.***

Uno de los miembros del CCE señala que la propuesta de P.O. 7.5 no explicita el tiempo de respuesta exigible a las centrales en la modalidad A tras cada modificación de consigna por parte del OS.

Además, respecto de los muestreos horarios para validar la desviación respecto de la consigna, se solicita que se programen las horas de muestreo para que no coincidan con un cambio de consigna.

- ***Agentes que pueden enviar telemedidas.***

El P.O. 9 en su artículo 7.1 establece que aquellas unidades de producción de potencia mayor de 1 MW deberán enviar la telemedida de su producción neta en tiempo real al OS a través del centro de control del distribuidor de la zona.

Varios miembros del CCE coinciden en señalar que esta redacción es contraria a lo establecido en el artículo 18.d) del Real Decreto 661/2007, modificado por el Real Decreto 1565/2010, en el que se establece que las medidas serán enviadas por el titular de la instalación o su representante.

- ***Penalización por incumplimiento del envío de telemedidas.***

Uno de los miembros del CCEE quiere llamar la atención sobre el hecho de que el artículo 18 del Real Decreto 661/2007 no concreta si el incumplimiento de la obligación de enviar las telemedidas supone la pérdida de dichas primas o tarifas de forma temporal (por

ejemplo, en las horas en las que dicho incumplimiento se ha producido) o por el contrario, por periodos completos de liquidación.

- ***Penalización diaria por muestreo horario.***

Varios miembros del CCE coinciden en considerar poco razonable que en caso de producirse un incumplimiento horario del seguimiento de las consignas en la modalidad A, se aplique la correspondiente penalización al día completo. Así, según el artículo 29 del Real Decreto 661/2007:

“Las instalaciones deberán mantenerse, de forma horaria, dentro del rango obligatorio de factor de potencia que se indica en el anexo V. El incumplimiento de dicha obligación conllevará el pago de la máxima penalización contemplada en el mismo anexo para las horas en que se incurra en incumplimiento”.

Consideran que en este caso se estaría ante instalaciones de la modalidad B y que, a su parecer, sería discriminatorio que en caso de escoger la modalidad A dicha penalización fuera sobre el día completo.

- ***Contradicción con el PO 12.2***

Finalmente dos miembros del CCE señalan que no queda clara la exención de generación de energía reactiva cuando la instalación se encuentre por debajo del 20% de la potencia nominal. Según consideran podría existir una contradicción entre lo establecido para este caso en el P.O. 7.5 y el P.O. 12.2.

5. CONSIDERACIONES

5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

PRIMERA.- Esta Comisión informa la propuesta de creación del P.O.7.5, que introduce a las unidades de producción del régimen especial en la prestación del servicio complementario de control de la tensión en los sistemas eléctricos nacionales, facilitando la integración en el sistema de las futuras instalaciones de generación y contribuyendo a la seguridad de suministro.

Al respecto, tanto la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, como el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020, ponen de manifiesto la presencia cada vez más relevante de las fuentes de energía renovables en el “mix” de generación, lo que hace necesaria una normativa que facilite una integración óptima y segura de este tipo de instalaciones en el sistema eléctrico. A juicio de esta Comisión, esta propuesta de P.O. contribuye a afrontar el reto de la integración de las nuevas instalaciones de generación de régimen especial previstas, con las condiciones de seguridad necesarias, contribuyendo igualmente al cumplimiento de los objetivos establecidos a nivel europeo.

Cabe señalar que la necesidad de establecer requisitos técnicos para este tipo de generación ya había sido indicada en el documento de Planificación 2008-2016 y en el PANER 2011-2010, justificados por la necesidad de evitar riesgos en la seguridad del sistema y asegurar una adecuada calidad de suministro eléctrico. Estos requisitos están en línea con los objetivos establecidos a nivel europeo, así como con la normativa ya implantada en otros países, teniendo en cuenta que, en cualquier caso, las necesidades del sistema eléctrico son independientes de la tecnología de producción utilizada, y que los requisitos exigidos son equivalentes para las distintas formas de generación en cuanto a la necesidad de asegurar el correcto funcionamiento del sistema.

SEGUNDA.- Los miembros del CCE coinciden unánimemente en solicitar que se definan claramente las condiciones económicas de la prestación del servicio en la modalidad A. Si bien es cierto que el Real Decreto 661/2007, en su artículo 29, apartado segundo, cuya redacción fue modificada por el Real Decreto 1565/2010, ya contempla la posibilidad de esta modalidad, en los siguientes términos:

“las instrucciones del operador del sistema podrán ser relativas a seguimiento de consignas de tensión en un determinado nudo del sistema, una vez sean establecidas en el correspondiente procedimiento de operación”

y que también en ese mismo apartado se hace referencia a su retribución:

“En caso de cumplimiento de estas instrucciones, se aplicará la máxima bonificación contemplada en el anexo V y en caso de incumplimiento de las mismas, se aplicará la máxima penalización contemplada en el mismo anexo”

no menos cierto es que la modalidad A constituye una forma de prestación del servicio complementario del control de tensión mucho más exigente que la modalidad B, que es la que se describe actualmente en el Real Decreto 661/2007.

Por todo ello, esta Comisión considera que con anterioridad a la publicación de este nuevo P.O. se debería modificar la norma de rango superior a la que complementa, es decir, el Real Decreto 661/2007, de forma que, por un lado, se recoja la nueva denominación de las dos modalidades de prestación del servicio complementario de control de tensión y, por otro lado, se establezcan bonificaciones/penalizaciones independientes para cada una de las modalidades, sin perjuicio de que la bonificación retributiva de la modalidad A pudiera ser superior al ser mucho más exigente que la modalidad B, para las instalaciones prestatarias de este servicio.

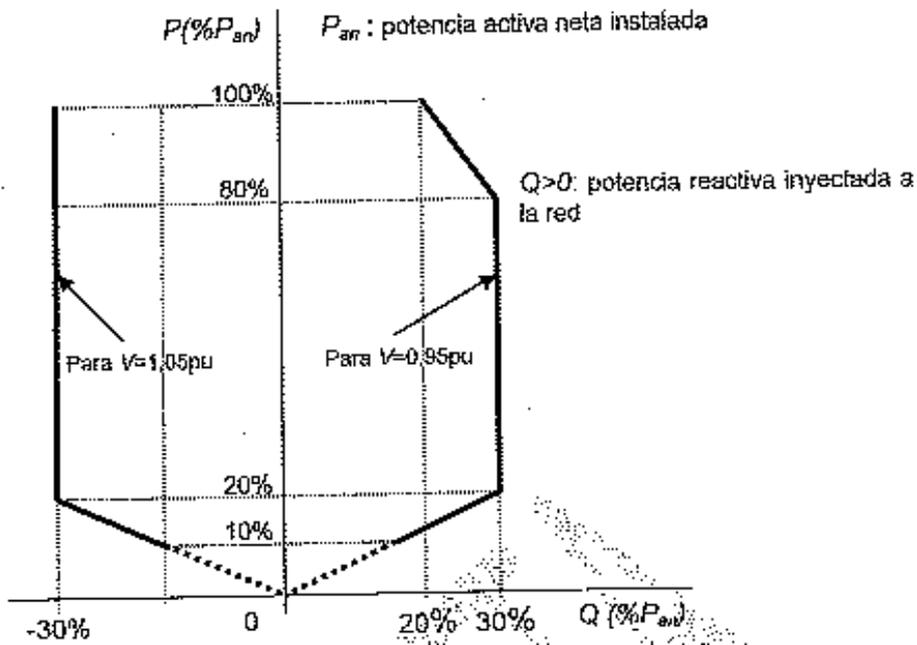
En definitiva, se deberían concretar a través de un Real Decreto todos aquellos aspectos económicos necesarios para que los agentes a los que aplica el P.O. 7.5 puedan conocer de antemano, de la forma más transparente posible, la retribución que percibirían por la prestación del servicio complementario de control de tensión.

A este respecto, esta Comisión entiende oportuno recordar el carácter limitado que los P.O. tienen como complemento normativo de las disposiciones legales y reglamentarias vigentes. Los P.O. son **“procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para la adecuada gestión técnica del sistema...”** tal y como se definen en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, en el que se apoyan las propuestas del OS, y como se encarga de recordar el texto de las Resoluciones de la SEE mediante las que se han aprobado los P.O. hasta ahora vigentes. Su finalidad, por tanto, no es la de sustituir a las disposiciones reglamentarias de desarrollo de las normas legales, sino la de aportar la definición de los aspectos técnicos y operativos que sean precisos para la aplicación de aquellas

disposiciones normativas, sin que puedan llevarse a cabo a través de estos P.O. innovaciones normativas ni en materia de derechos esenciales para el funcionamiento del sistema eléctrico, ni en materia de reasignación de potestades o funciones a los distintos sujetos públicos y privados que operan en el sector eléctrico.

5.2 CONSIDERACIONES SOBRE EL CONTENIDO

PRIMERA.- La propuesta de modificación del P.O. 12.2 sobre requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de las instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador, en su apartado 8 sobre requisitos técnicos de las instalaciones de producción, y concretamente en su apartado 8.3.2.1 sobre control de tensión durante el régimen permanente, indica que las instalaciones de producción que participen en el control de la tensión del sistema eléctrico tendrán una capacidad de inyección/absorción de energía reactiva en función de la potencia activa producida de acuerdo a la siguiente figura:



Como puede observarse, para una $P < 20\%$ de la potencia nominal el P.O. 12.2 especifica el valor de Q mediante una ecuación lineal hasta el valor de $P=10\%$.

Por el contrario la propuesta de P.O. 7.5 en su apartado 7.1.1 de explicación de las características técnicas exigidas, indica para el caso de generadores no síncronos o no conectados directamente a la red (eólica, fotovoltaica, etc.) que:

“... para regímenes de funcionamiento por debajo del 20% de la potencia activa neta instalada, la instalación queda exenta de cumplir una capacidad mínima como la descrita en la figura 1” -del P.O. 7.5- “no obstante proveerá toda la capacidad que le sea posible. En todo caso, en tales circunstancias se aceptará que la instalación pueda inyectar o absorber potencia reactiva en el sentido contrario a lo que exige el control siempre que sea inferior al 3% de la potencia activa neta instalada.”

Esta Comisión considera que existe una contradicción entre lo señalado en la propuesta de P.O. 7.5 a este respecto y lo establecido en el P.O. 12.2 mediante la figura del apartado 8.3.2.1 arriba mostrada, puesto que se concreta linealmente la energía reactiva a inyectar/consumir en función de la potencia activa generada hasta un valor de $P=10\%$.

Es por ello que deberían aunarse los criterios de ambos P.O. para el caso de una potencia activa inferior al 20% de la nominal, con el fin de clarificar a los agentes del sistema los requisitos que se deben cumplir en la prestación del servicio.

SEGUNDA.- El punto 5 sobre prestación del servicio describe las dos modalidades a las que pueden acogerse las instalaciones de generación a las que aplica el P.O. 7.5. Respecto de la modalidad B se indica que con el fin de conseguir el mayor control de tensión posible, las unidades de generación de régimen especial de la modalidad B serán las primeras en ver limitada su producción en caso necesario frente a las unidades de la modalidad A, en igualdad del resto de criterios.

Esta Comisión considera que la gestión de la desconexión de unidades de generación debe hacerse siguiendo criterios de seguridad para la red y, en todo caso, considerando la prelación recogida en el Real Decreto 661/2007 por lo que únicamente podría mantenerse la discriminación propuesta “*en igualdad del resto de criterios*”, incluidos los recogidos en el mencionado Real Decreto 661/2007.

TERCERA.- El P.O. 9 en su artículo 7.1 establece que aquellas unidades de producción de potencia mayor de 1 MW deberán enviar la telemida de su producción neta en tiempo real al OS a través del centro de control del distribuidor de la zona.

Esta Comisión coincide plenamente a este respecto con varios miembros del CCE y considera que se debe modificar el citado apartado del P.O. 9 para adaptarlo a la normativa vigente. Así, el artículo 18.d) del Real Decreto 661/2007, modificado por el Real Decreto 1565/2010, establece textualmente que:

“Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. Estas telemidas serán remitidas por los titulares de las instalaciones o, en su caso, por sus representantes”.

No obstante lo anterior, la redacción podría ser la contenida en el proyecto de Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, en su disposición final segunda, apartado noveno, siempre que éste fuera aprobado con carácter previo, donde se contemplan hasta tres posibilidades (que la telemida la remita el titular, su representante o el centro de control del distribuidor de la zona).

CUARTA.- El punto 5 sobre prestación del servicio establece que el OS pondrá a disposición de los sujetos el procedimiento para materializar el acceso a cada una de las dos modalidades, el cambio de una modalidad a otra, y los requisitos administrativos necesarios para ello y que, en cualquier caso, el tiempo mínimo de permanencia en la modalidad A será de 3 años.

Nuevamente esta Comisión coincide con los miembros del CCE que en sus comentarios consideraban excesivo este periodo de permanencia de 3 años. Además, también parece

razonable que se establezca un periodo transitorio de pruebas en el que se permita a los productores cambiar de modalidad. Por todo ello, esta Comisión considera necesaria la modificación del tiempo de permanencia pasando a ser de 1 año y que se debe establecer un periodo de prueba de 6 meses a contar desde la entrada en vigor del P.O. para que las instalaciones de generación a las que aplica puedan realizar hasta un máximo de dos cambios de modalidad y, una vez terminado el periodo de prueba, se compute la permanencia en la modalidad elegida desde el momento en que se realizó el último cambio.

QUINTA.- Respecto a los parámetros utilizados para describir los errores y tolerancias respecto de las consignas del OS y, por lo tanto, evaluar el cumplimiento del seguimiento de las consignas, esta Comisión considera que los agentes a los que aplica el P.O. deberían conocer dichos valores antes de su publicación, a fin de que los agentes puedan evaluar la capacidad de sus instalaciones de acogerse a una u otra modalidad.

SEXTA.- Esta Comisión entiende que no se debería penalizar por un día completo a las instalaciones prestatarias del servicio por un incumplimiento en base a un muestreo horario, sino que dicha penalización debería limitarse a las horas concretas del incumplimiento.

De igual modo, se considera indispensable que los agentes a los que aplica el presente P.O. tengan conocimiento del monto de las citadas penalizaciones y las condiciones en las que se efectuarán las mismas, antes de que se cree la obligación de acogerse a una de las dos modalidades establecidas por el presente P.O.

Asimismo se considera que debería recogerse en una norma de rango superior las penalizaciones que se les aplicarían a los agentes por el incumplimiento de la obligación del envío de telemidas para poder evaluar el seguimiento de las consignas de tensión enviadas por el OS.

SÉPTIMA.- Respecto al tiempo de respuesta a las consignas del OS, uno de los miembros del CCE subraya que la propuesta de P.O. 7.5 no explicita el tiempo de respuesta exigible a las centrales en la modalidad A tras cada modificación de consigna.

Al respecto, esta Comisión considera que dichos tiempos de respuesta ya han sido determinados en el P.O. 12.2 y que, por lo tanto, no es necesario volver a definirlos en el presente P.O. Sin embargo, se considera conveniente que se haga referencia expresa en este P.O. a que los tiempos de respuesta a la consigna son los que marca el P.O. 12.2.

5.3 CONSIDERACIONES DE DETALLE

- ***Punto 7.1.1 Explicación de las características técnicas exigidas.***

En el apartado sobre generadores síncronos conectados directamente a la red se señala:

“En la figura 3 se describe de forma cualitativa la validación del cumplimiento en función del error de tensión. La definición de las semibandas δ_v y ε_v se encuentra en el apartado 7.1.2.”

Sin embargo, la descripción de las semibandas δ_v y ε_v se encuentra en el apartado 7.1.3 de la propuesta de P.O. recibida.

6. CONCLUSIONES

En relación con la propuesta de Red Eléctrica de España, S.A., en su calidad de Operador del Sistema, del nuevo *Procedimiento de Operación P.O.-7.5 “Servicio complementario de control de tensión en el sistema eléctrico español aplicable al régimen especial”* y de modificación del *P.O.-9 “Información intercambiada por el operador del sistema”*, la Comisión Nacional de Energía concluye lo siguiente:

1. Aspectos económicos de la prestación del servicio.

Esta Comisión considera necesario que todos aquellos aspectos económicos necesarios para que los agentes a los que aplica la propuesta de Procedimiento Operativo 7.5 puedan acogerse a una u otra modalidad deben ser conocidos de

antemano de la forma más transparente posible, **concretándose los mismos en una norma de rango superior** al de un Procedimiento Operativo.

2. Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

En línea con lo anterior, esta Comisión considera que se debería modificar el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, de forma que se describan claramente en él las dos modalidades de prestación del servicio complementario de control de tensión (modalidad A y B) y se modifique su anexo V para concretar las bonificaciones y penalizaciones por incumplimiento del servicio para cada una de las dos modalidades.

3. Obligación de permanecer 3 años en la modalidad A.

Esta Comisión considera excesivo el periodo de permanencia de 3 años en la modalidad A. El tiempo de permanencia mínimo en una modalidad debería ser de 1 año. Además, esta Comisión considera que se debe establecer un periodo de prueba de 6 meses a contar desde la entrada en vigor del Procedimiento Operativo para que las instalaciones de generación a las que aplica el mismo puedan realizar hasta un máximo de dos cambios de modalidad, y una vez terminado el periodo de pruebas, se compute la permanencia en la modalidad elegida desde el momento en que se realizó el último cambio.

4. Agentes que pueden enviar la telemetria.

Debería modificarse el apartado 7.1 de la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 9, en el que se establece que aquellas unidades de producción de potencia mayor de 1 MW deberán enviar la telemetria de su producción neta en tiempo real al Operador del Sistema a través del centro de control del distribuidor de la zona, para adaptarlo a lo dispuesto en el artículo 18.d), del Real Decreto 661/2007, en la redacción dada por el Real Decreto 1565/2010, donde se indica que estas telemetrias serán remitidas por los titulares de las instalaciones o, en su caso, por sus representantes.

No obstante lo anterior, el proyecto de Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, en su disposición final segunda, apartado noveno, contempla hasta tres posibilidades que podrían considerarse siempre y cuando este Real Decreto se aprobara con carácter previo: que la teled medida la remita el titular de la instalación, su representante o el centro de control del distribuidor de la zona.

5. Respeto de los parámetros del Anexo I.

Los parámetros utilizados para describir los errores y tolerancias respecto de las consignas del Operador del Sistema y, por lo tanto, evaluar el cumplimiento del seguimiento de las consignas, deben ser conocidos por los agentes a los que aplica el Procedimiento Operativo 7.5, para poder evaluar la capacidad de sus instalaciones de acogerse a una u otra modalidad.

6. Contradicción con el Procedimiento de Operación 12.2.

Esta Comisión considera que existe una contradicción entre lo establecido en la propuesta de Procedimiento de Operación 7.5 y lo establecido en el Procedimiento de Operación 12.2 respecto a la energía reactiva a inyectar por la instalación para el caso de un régimen de funcionamiento en el que la potencia activa sea inferior al 20% de la nominal. Por ello se considera que se deberían aunar los criterios de ambos Procedimientos Operativos con el fin de clarificar a los agentes del sistema los requisitos que se deben cumplir en la prestación del servicio.