

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

9613 *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.*

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Visto el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueba 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 y la orden ITC 914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

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

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de los procedimientos de operación del sistema, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

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

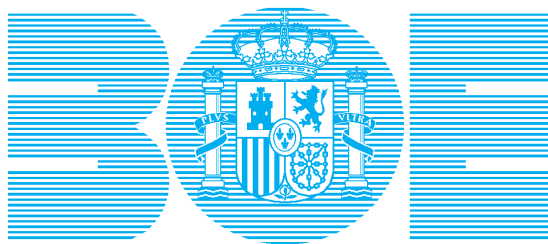
Primero.—Se aprueba el conjunto de procedimientos para la operación de sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares que figura como anexo de la presente Resolución.

Segundo.—La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

Madrid, 28 de abril de 2006.—El Secretario General, Antonio Joaquín Fernández Segura.

Sr. Director General de Política Energética y Minas. Sra. Presidenta de la Comisión Nacional de Energía. Sra. Presidenta de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S.A. Sr. Presidente de Red Eléctrica de España. S.A.

(En suplemento aparte se publican los anexos correspondientes)



BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO

AÑO CCCXLVI • MIÉRCOLES 31 DE MAYO DE 2006 • SUPLEMENTO DEL NÚMERO 129

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

- 9613** *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.*

ANEXO



MINISTERIO
DE LA PRESIDENCIA

**ANEXO PO EXTRAPENINSULARES
28.4.2006**

ANEXO

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

- P.O. 1: **FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES**
- P.O. 2.1: **PREVISIÓN DE LA DEMANDA**
- P.O. 2.2: **COBERTURA DE LA DEMANDA, PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN Y ALTAS EN EL DESPACHO ECONÓMICO**
- P.O. 2.5: **PLANES DE MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN**
- P.O. 3.1: **PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN EN TIEMPO REAL**
- P.O. 3.4: **PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE**
- P.O. 3.6: **COMUNICACIÓN Y TRATAMIENTO DE LAS INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN**
- P.O. 5: **DETERMINACIÓN Y ASIGNACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE TRANSPORTE**
- P.O. 7.1: **SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN PRIMARIA**
- P.O. 7.2: **SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA**
- P.O. 7.3: **SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN TERCIARIA**
- P.O. 8.1: **DEFINICIÓN DE LAS REDES BAJO LA GESTIÓN TÉCNICA DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DE LAS REDES OBSERVABLES**
- P.O. 8.2: **CRITERIOS DE OPERACIÓN**
- P.O. 9: **INFORMACIÓN A INTERCAMBIAR CON EL OPERADOR DEL SISTEMA**
- P.O. 10.1: **CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDIDA**
- P.O. 10.2: **VERIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA**
- P.O. 10.3: **REQUISITOS DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN**
- P.O. 10.4: **CONCENTRADORES DE MEDIDAS ELECTRICAS Y SISTEMAS DE COMUNICACIONES**
- P.O. 10.5: **ESTIMACIÓN DE MEDIDAS Y CÁLCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA DE PUNTOS FRONTERA**
- P.O. 10.6: **AGREGACIONES DE PUNTOS DE MEDIDA**
- P.O. 10.11: **TRATAMIENTO E INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA, ENCARGADOS DE LA LECTURA, COMERCIALIZADORES Y RESTO DE AGENTES**
- P.O. 11.1: **CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN**
- P.O. 11.2: **CRITERIOS DE INSTALACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS AUTOMATISMOS**

- P.O. 11.3: ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES Y AUTOMATISMOS
- P.O. 12.1: SOLICITUDES DE ACCESO PARA LA CONEXIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES A LA RED DE TRANSPORTE
- P.O. 12.2: INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA: REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO Y SEGURIDAD Y PUESTA EN SERVICIO
- P.O. 13: CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES
- P.O. 15: SINGULARIDADES EN LA APLICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN A SISTEMAS DE TAMAÑO REDUCIDO

P.O. 1: FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES

1. OBJETO

El objeto de este Procedimiento es establecer los criterios de seguridad y funcionamiento que deben aplicarse en la operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) y en la elaboración y ejecución de los planes de seguridad, con el objetivo de garantizar la continuidad del suministro con la seguridad y calidad requeridas.

2. ALCANCE

En el presente Procedimiento se establecen:

- Los criterios de seguridad y funcionamiento que deben aplicarse en la operación de los SEIE, de modo que se garantice la continuidad del suministro con la seguridad y calidad requeridas.
- Los criterios que deben utilizarse para determinar los niveles de carga admisibles en las líneas y transformadores de la red de transporte.
- Las condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de conexión de la red de transporte con otras redes o instalaciones, de manera que se garantice la calidad del servicio en dichos puntos frontera.
- Las reservas de regulación necesarias que permitan resolver las restricciones técnicas y los desequilibrios entre la generación y el consumo.
- Las condiciones generales para el establecimiento de los planes de seguridad que garanticen el funcionamiento seguro y fiable del sistema y permitan llevar a cabo la reposición del servicio tras incidentes severos.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este Procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- Operador del Sistema.
- Empresas propietarias u operadoras de instalaciones pertenecientes a la red de transporte.
- Distribuidores y clientes conectados a la red de transporte.
- Empresas propietarias u operadoras de grupos generadores conectados a la red de transporte o que tengan influencia directa sobre ésta.
- Gestores de las redes de distribución.

Este Procedimiento afecta a las siguientes instalaciones pertenecientes a cualquier Sistema Eléctrico español que se encuentre fuera del territorio peninsular y no esté interconectado sincronamente con el Sistema Eléctrico Peninsular:

- Las instalaciones de la red de transporte.

- Las subestaciones donde se vierta generación, que aún sin pertenecer a la red de transporte tengan influencia sobre ésta.
- Las instalaciones de producción conectadas directamente a la red de transporte o con influencia directa en el funcionamiento de ésta.
- Las instalaciones de distribución o de clientes conectados directamente a la red de transporte.

El Operador del Sistema mantendrá en todo momento actualizado un listado con las instalaciones que integran cada uno de los sistemas que componen cada SEIE.

4. DEFINICIONES

Se definen cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

4.1 Estado normal

Situación en la cual todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 5.3.1 y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados en el apartado 5.3.2.

4.2 Estado de alerta

Situación en la cual todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 5.3.1, pero no se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados en el apartado 5.3.2.

4.3 Estado de emergencia

Situación en la que una o más variables de control del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal.

Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.

4.4 Estado de reposición

Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad de alguno de los sistemas que componen cada uno de los SEIE (cero total), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

5. CRITERIOS DE SEGURIDAD Y DE FUNCIONAMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES

5.1 Variables de control de la seguridad del sistema eléctrico

Las variables que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son:

- La frecuencia.

- Las tensiones en los nudos de la red de transporte.
- Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparataje asociada).
- Las reservas de regulación disponibles (potencia activa y reactiva).
- El intercambio por las interconexiones entre islas.

5.2 Contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad

Las contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad son:

- El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (Criterio N-1): grupo generador, circuito de línea y transformador.
- El fallo del mayor grupo generador de una zona y el fallo sucesivo de una de sus líneas de conexión con el resto del sistema o interconexiones entre islas o de otro grupo de la misma zona, cuando tras el primer fallo simple (grupo o línea) el sistema quedase en estado de alerta y no fuera posible recuperar el estado normal de funcionamiento mediante la utilización de los medios disponibles para la operación en tiempo real.

Las líneas de doble circuito en los SEIE son de corta longitud por lo que no se considerará su fallo simultáneo en los análisis de seguridad, excepto en aquellos casos, que por condiciones meteorológicas adversas o de cualquier otro tipo lo determine el Operador del Sistema.

5.3 Márgenes de las variables de control en la operación

5.3.1 Funcionamiento normal del sistema

5.3.1.1 Frecuencia

La frecuencia asignada del sistema es 50 Hz. Se considerarán variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49,85 y 50,15 Hz, aceptándose intervalos de duración inferior a cinco minutos con valores fuera del margen citado y comprendidos entre 49,75 y 50,25 Hz.

En el caso de pérdidas significativas de generación o de demanda se aceptarán, de forma transitoria, variaciones de frecuencia mayores a las establecidas en el párrafo precedente.

Así mismo, en caso de perturbaciones el Operador del Sistema podrá decidir, en función de lo establecido en el apartado 9 del presente procedimiento y en función de la criticidad de la situación resultante de dicha perturbación, ordenar deslases manuales de carga con el fin de mantener la estabilidad del sistema.

Los valores de frecuencia aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SEIE.

5.3.1.2 Tensión

El Operador del Sistema elaborará anualmente un Plan de Control de Tensión (PCT) para los diferentes sistemas de cada SEIE de acuerdo con lo establecido en los procedimientos aplicables de control de tensión de la red de transporte.

Los PCT establecerán las consignas de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos de la red de transporte.

Los PCT tendrán en cuenta los márgenes de diseño de las instalaciones comunicados por cada empresa propietaria, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.

En todo caso, en estado normal, la tensión se encontrará dentro de los márgenes indicados en la tabla siguiente con la excepción de aquellos nudos en los que se opera fuera de los límites aquí propuestos por agotamiento sistemático de los recursos disponibles en operación (aunque sin poner en riesgo la garantía de suministro). El Operador del Sistema publicará anualmente la relación de estos nudos.

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV	210 kV (95 %)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV	125 kV (95%)	145 kV (110%)
Nivel de 66 kV	62 kV (94%)	72 kV (109 %)

Tras contingencia la tensión podrá variar según lo establecido en el apartado 5.3.2.

5.3.1.3 Carga

Los niveles de carga de los elementos de la red de transporte no superarán la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transporte definidas para cada periodo estacional, de acuerdo con lo indicado en el apartado 6.

En todo caso, la capacidad en régimen permanente se podrá limitar a un valor inferior al indicado cuando así sea necesario por razones de estabilidad dinámica, exista riesgo de colapso de tensión o por cualquier otra situación que así lo requiera.

Tras contingencia la carga de los elementos de la red de transporte podrá alcanzar los valores establecidos en el apartado 5.3.2.

5.3.1.4 Reservas de regulación de potencia activa

En el capítulo 8 de este procedimiento se establecen los requerimientos de reserva de regulación primaria, secundaria y terciaria.

5.3.1.5 Reserva de regulación de potencia reactiva

En cada sistema se deberá disponer de la reserva de potencia reactiva suficiente para hacer frente a las contingencias consideradas en el apartado 5.2 sin que se superen los

límites establecidos en dicho apartado para las tensiones en los nudos y teniendo en cuenta las limitaciones estructurales de cada sistema existentes en cada instante.

5.3.2 Criterios de seguridad ante contingencias

Las variables de control de la seguridad del sistema deben permanecer dentro de los límites que se indican a continuación para las contingencias establecidas en el apartado 5.2, no produciéndose para dichas contingencias interrupciones del suministro, salvo aquellas que sean consecuencia de los desastres de cargas practicados, y debiendo cumplirse, adicionalmente, las condiciones específicas que se establezcan en la reglamentación vigente sobre calidad de servicio.

5.3.2.1 Fallo simple (Criterio N-1)

- No se permiten sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico operativo, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15% con una duración inferior a 20 minutos.
- No se permiten sobrecargas permanentes en los transformadores, admitiéndose las sobrecargas transitorias indicadas en el apartado 5.3.2.4 "Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias". En todo caso el Operador del Sistema adoptará las medidas correctoras en tiempo real que sean precisas para eliminar las sobrecargas transitorias en el menor tiempo posible.
- Las tensiones, tras la recuperación del régimen permanente, deben estar comprendidas entre los siguientes límites:

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV	205 kV (93%)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV	123 kV (93%)	145 kV (110%)
Nivel de 66 kV	60 kV (91%)	72 kV (109 %)

5.3.2.2 Fallo de líneas de doble circuito

- Se considerarán los mismos valores admisibles para las sobrecargas de líneas y de transformadores que han sido establecidos para el caso de fallo simple.
- Las tensiones tras la recuperación del régimen permanente deben estar dentro de los siguientes límites:

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV	200 kV (90%)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV	119 kV (90%)	145 kV (110%)
Nivel de 66 kV	56 kV (85%)	72 kV (109 %)

5.3.2.3 Fallo sucesivo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de conexión de dicha zona o de interconexiones entre islas con el resto del sistema

- Se considerarán los mismos valores admisibles para las sobrecargas de líneas y transformadores y los mismos límites para las tensiones en los nudos que han sido establecidos para el caso de fallo de líneas de doble circuito.

5.3.2.4 Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias

A continuación se muestra la tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias. En todo caso se habrá de verificar que:

- No se producen ceros de tensión en ningún nudo de la RdT
- Las eventuales interrupciones del suministro son consecuencia de los desastres de cargas practicados.
- La frecuencia se encuentra dentro de los márgenes establecidos, en su caso, tras la actuación de los desastres por frecuencia.
- Se dispone de las reservas de regulación establecidas en este Procedimiento.

TABLA RESUMEN DE LOS CRITERIOS DE SEGURIDAD

CONTINGENCIA	SOBRECARGAS TRANSITORIAS (N)				TENSIONES kV	FRECUENCIA	Cero de tensión en nudos
	20 min < t < 6 h		t < 20 min				
	LÍNEAS	TRANSF. ²	LÍNEAS	TRANSF. ²			
Sin fallo (N)	0	0	0	0	Nivel 220 kV: 210-245 Nivel 132 kV: 125-145 Nivel 66 kV: 62-72	De acuerdo con márgenes establecidos.	No existe
Fallo simple (N-1)	0	Invierno: 15 Verano: 5 Resto: 10	15 ¹⁾	Invierno: 25 Verano: 15 Resto: 20	Nivel 220 kV: 205-245 Nivel 132 kV: 123-145 Nivel 66 kV: 60-72	De acuerdo con márgenes establecidos.	No existe
Doble circuito o Sucesivo de grupo más línea	0	Invierno: 15 Verano: 5 Resto: 10	15 ¹⁾	Invierno: 25 Verano: 15 Resto: 20	Nivel 220 kV: 200-245 Nivel 132 kV: 118-145 Nivel 66 kV: 56-72	De acuerdo con márgenes establecidos.	No existe

- 1 En los cables submarinos o subterráneos las sobrecargas y tensiones admisibles vendrán impuestas por las especificaciones aplicables a los equipos en cada caso concreto.
- 2 Los valores de sobrecargas admisibles serán inferiores a los indicados en aquellos transformadores para los que se declare una limitación específica en virtud de las singularidades constructivas u operativas que existan en la máquina.

5.3.2.5 Otras consideraciones

- Adicionalmente a los anteriores criterios, deberá garantizarse la inexistencia de una situación de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en un colapso de tensión.
- En el caso de nudos en la red de transporte alimentados por sólo dos líneas en los que, ante el fallo o indisponibilidad programada de una de ellas, dejaría de

cumplirse el criterio N-1, se deberá establecer un Plan de Salvaguarda específico en colaboración con los agentes afectados, para reducir si es posible, los efectos que pudieran derivarse del fallo posterior de la otra línea.

- Para la programación de trabajos con indisponibilidad de una de estas líneas se deberá valorar el riesgo de fallo de la otra, eligiendo, en todo caso, el momento y las condiciones más apropiadas para realizar el trabajo, de acuerdo con el Gestor de Distribución de la zona.
- Para trabajos con indisponibilidad de una barra de una subestación de doble embarrado, se analizarán los efectos del fallo de la otra barra y se tendrán en cuenta todas las circunstancias que puedan concurrir en cada situación particular, considerando debidamente su incidencia en la seguridad del sistema, estableciéndose en caso preciso un Plan de Salvaguarda para reducir si es posible, los efectos que pudieran derivarse del fallo de la otra barra.
- Para la planificación y autorización de descargos de elementos de los sistemas de protección o modificación de sus ajustes, se deberá tener en cuenta el nivel de criticidad de los diferentes nudos de la red y los tiempos críticos de despeje de falta identificados, de forma que, según cual sea el sistema de protección en descargo, pueda optarse por abrir el elemento protegido o tomar otras medidas, tales como bloquear reenganches, acelerar la actuación de las protecciones, separar barras, u otras acciones sobre la topología que impidan que una falta en esas condiciones pueda tener una repercusión grave para el sistema.
- En aquellas situaciones en las que existan riesgos de inestabilidad dinámica del sistema, se realizará un estudio complementario de estabilidad en el que la contingencia considerada será una falta trifásica franca con correcta actuación de los sistemas de protección. La falta se supondrá situada en el punto más desfavorable de la línea en cuestión. Se considerará un tiempo de actuación de las protecciones en primera zona no inferior a 100 ms.
- Cuando exista un Plan de Salvaguarda en el que se establezcan las medidas de operación tras una determinada contingencia que minimice sus consecuencias, el Operador del Sistema podrá aceptar valores distintos a los establecidos en este Procedimiento para las variables de control.

5.4 Medidas extraordinarias de seguridad

El Operador del Sistema, ante situaciones especiales, como acontecimientos importantes de carácter público, condiciones climatológicas adversas, etc. tomará las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos que los descritos en el apartado 5.3.

6. ESTABLECIMIENTO DE LOS NIVELES DE CARGA ADMISIBLES

El Operador del Sistema y las empresas propietarias de las instalaciones de la red de transporte aplicarán los criterios que a continuación se indican para establecer los niveles de carga admisibles en las líneas y transformadores de su propiedad que formen parte de dicha red.

6.1 Límites térmicos

Se define como "capacidad" o "límite térmico estacional" la máxima capacidad de transporte de una línea o transformador en régimen permanente, asociada a un periodo temporal determinado.

Las empresas propietarias de las instalaciones de transporte determinarán la capacidad admisible de las líneas y transformadores de su propiedad, utilizando para ello la metodología que se apruebe y que será publicada por el Operador del Sistema.

Para el cálculo de la capacidad de transporte de las líneas se tendrá en cuenta lo establecido en el Reglamento Técnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones.

Como norma general, se establecerán los límites térmicos estacionales para los siguientes periodos:

Límite Térmico Estacional	Periodo
Primavera:	Abril-Mayo
Verano:	Junio a Septiembre
Otoño:	Octubre-Noviembre
Invierno:	Diciembre a Marzo

Por la climatología singular de Canarias, se considera que, a efectos de límites térmicos, las condiciones ambientales son equivalentes a primavera-otoño durante todo el año.

En el caso de aquellas instalaciones que estén dotadas de medios de monitorización para determinar su capacidad térmica en tiempo real, la información de los mismos podrá ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

El Operador del Sistema, previa información a los agentes, a la autoridad competente y a la CNE, podrá modificar transitoriamente los periodos de aplicación de los límites térmicos estacionales cuando se presenten condiciones meteorológicas excepcionales que lo justifiquen.

6.2 Metodología de cálculo

Los modelos de cálculo que se utilicen para la determinación de las capacidades de transporte de líneas y transformadores contemplarán los siguientes aspectos:

6.2.1 Modelo térmico para la aparamenta

Se tendrán en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico de la aparamenta, los datos estadísticos históricos de temperaturas y la temperatura máxima de diseño de la aparamenta.

6.2.2 Modelo térmico para los conductores

Se tendrán en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico de los conductores, los datos estadísticos históricos de temperaturas, la temperatura máxima de diseño del conductor y la radiación solar. Se considerará una velocidad del viento de 0,6 m/s.

6.2.3 Modelo térmico para los transformadores

Los límites térmicos estacionales aplicables a los transformadores serán los que se deducen de la norma CEI 354:1991 más el corrigendum de 1992 (Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite), que toma en consideración las condiciones ambientales y las sobrecargas admisibles.

6.3 Periodicidad del cálculo de los niveles admisibles de carga

Las actualizaciones de las capacidades térmicas de las instalaciones de transporte se realizarán siempre que exista alguna variación de las características de los equipos, y serán comunicadas al Operador del Sistema con la antelación suficiente sobre la fecha prevista para su implantación.

Adicionalmente, las empresas propietarias de instalaciones de la red de transporte realizarán, al menos, una actualización anual de los datos de sus instalaciones, comunicando tal revisión al Operador del Sistema antes del 1 de abril de cada año. Dichas revisiones serán publicadas por el Operador del Sistema tras su validación.

7. CONDICIONES DE ENTREGA DE ENERGÍA EN LOS PUNTOS FRONTERA CON LA RED DE TRANSPORTE

Las compañías propietarias de las instalaciones de la red de transporte son responsables de operar sus instalaciones siguiendo las instrucciones recibidas del Operador del Sistema, de forma que se garanticen las condiciones de entrega de energía establecidas en este apartado.

Adicionalmente, a lo expuesto en este procedimiento deberán cumplirse las condiciones específicas que se establezcan en la reglamentación vigente sobre calidad de servicio.

En lo relativo a las variaciones de frecuencia y tensiones en los nudos frontera de la red de transporte será de aplicación lo establecido en el apartado 5.3.

7.1 Interrupciones del suministro y huecos de tensión

Los valores admisibles para las interrupciones del suministro y los huecos de tensión vendrán determinados en la normativa de calidad de servicio vigente.

7.2 Potencia de cortocircuito

El Operador del Sistema publicará anualmente los intervalos de variación de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte bajo su gestión.

8. ESTABLECIMIENTO DE LAS RESERVAS PARA LA REGULACIÓN FRECUENCIA/POTENCIA

El Operador del Sistema fijará los niveles de reserva de regulación necesarios en cada SEIE para hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo reales.

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación, se establecen tres niveles de reserva:

- Reserva de regulación primaria.
- Reserva de regulación secundaria.
- Reserva de regulación terciaria.

Sin perjuicio de lo indicado en este procedimiento para las reservas de regulación indicadas, para la gestión de los servicios complementarios correspondientes se tendrán en cuenta los procedimientos específicos que sean de aplicación, en los que se desarrollan plenamente los aspectos relativos a esta cuestión.

El Operador del Sistema determinará el valor máximo de potencia por las interconexiones entre islas.

8.1 Reserva de regulación primaria

Para cada sistema de los SEIE, la reserva de regulación primaria en cada período de programación horario será como mínimo el 50 % de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador entre los programados en dicho período horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje con independencia del tipo de turbina (gas o vapor). La distribución de la reserva primaria entre los generadores se realizará de acuerdo al Procedimiento de regulación primaria.

El valor de reserva primaria deberá ser revisado, en su caso, atendiendo a las posibles modificaciones del Plan Automático de Deslastre de Carga o de otros elementos externos con influencia en dicho valor, informando de ello a la autoridad competente y a la CNE.

8.2 Reserva de regulación secundaria

La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria, en cada sistema de los SEIE, será determinada por el Operador del Sistema para cada período de programación horario, en función de la evolución temporal previsible de la demanda, del fallo probable de generadores acoplados y de la variabilidad de la producción eólica.

La suma de las reservas primaria y secundaria asignadas en cada período de programación horario, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, debe igualar al menos el 100 % de la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho período horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante en rampa de subida de demanda, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada en el período horario

para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.

- El crecimiento previsto de la demanda entre el período de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- La pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

La reserva secundaria a bajar en cada período de programación, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, será como mínimo el 50% de la reserva a subir

Los valores de reserva secundaria aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SEIE.

8.3 Reserva de regulación terciaria

La reserva necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación horario será, como referencia, igual a la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho período horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada en el período horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.
- Al crecimiento previsto de la demanda entre el período de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- A la pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

Los valores de reserva terciaria aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SEIE.

9. ESTABLECIMIENTO DE LOS PLANES DE SEGURIDAD Y MEDIDAS DE OPERACIÓN

El Operador del Sistema establecerá, con la colaboración de los propietarios de las instalaciones afectadas, y pondrá a disposición de todos los agentes, los planes de seguridad que permitan hacer frente a las diferentes situaciones que pueden presentarse en la operación del sistema, con objeto de garantizar su seguridad.

Los planes de seguridad, en función de la situación de operación a la que sean aplicables, se clasifican en: Planes de Salvaguarda, Planes de Emergencia y Planes de Reposición del Servicio.

9.1 Planes de Salvaguarda

Los Planes de Salvaguarda contemplarán las medidas que se deben adoptar para evitar que el sistema se encuentre fuera del estado normal o bien, llegado al caso, para recuperar dicho estado en el menor tiempo posible, con objeto de prevenir el desencadenamiento de incidentes que pudieran tener una repercusión negativa importante tanto en el suministro eléctrico como sobre el funcionamiento de los generadores.

En los Planes de Salvaguarda se establecerán:

- Las acciones correctivas post-contingencia, incluidos los planes de teledisparo de generadores, que deberán adoptar los operadores para devolver el sistema al estado normal de funcionamiento.
- Las acciones preventivas precisas para aquellos casos en los que las repercusiones pudieran ser graves para el sistema y las posibles acciones correctivas post-contingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo que resulte útil para la operación (caso de requerirse, por ejemplo, la conexión de un nuevo grupo térmico en la misma zona).

9.1.1 Planes de teledisparo de generadores u otros elementos de la red de transporte

El Operador del Sistema podrá establecer planes de teledisparo de generadores u otros elementos de la red de transporte en aquellas zonas excedentarias de potencia en las que determinadas contingencias puedan provocar sobrecargas importantes para evacuar la generación o la pérdida de estabilidad de los grupos de dicha zona.

Los costes derivados de la instalación del teledisparo como, en su caso, las posibles implicaciones que sobre el funcionamiento de los grupos tuviera su no instalación, serán asumidos por los propietarios de dichos generadores.

9.2 Planes de Emergencia

El objetivo de los Planes de Emergencia, es minimizar el alcance y la extensión de los incidentes una vez que se han producido éstos, y devolver el sistema al estado normal de operación en el menor tiempo posible. En consecuencia, solamente se considerarán en dichos planes las acciones correctoras post-contingencia que sean precisas en cada caso, incluida la actuación de los equipos de deslastre de cargas por mínima frecuencia y el deslastre selectivo de carga manual o por actuación de teledisparo de líneas y transformadores.

9.2.1 Deslastre automático de cargas

Dada la condición de islas eléctricas de reducido tamaño, en los SEIE, en ocasiones y ante determinados desequilibrios generación-demanda se considerará el deslastre de carga como una práctica de operación admisible e inevitable.

El Operador del Sistema, considerando las propuestas realizadas por las empresas de distribución, propondrá para su aprobación a la Comisión Nacional de Energía, los Planes de Deslastre Automático de Cargas necesarios para los casos en que, por una

incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante la puesta en práctica de otras acciones de control.

Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de deslastre de cargas por mínima frecuencia, para conseguir una desconexión controlada de dichas cargas.

Los Planes de Deslastre Automático de Cargas establecerán un deslastre escalonado, desconectando en primer lugar los grupos de bombeo, y posteriormente, a valores inferiores de frecuencia, o superiores de velocidad de variación de la misma, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas.

Esta desconexión se realizará de acuerdo con los umbrales de frecuencia, velocidad de variación de frecuencia, magnitud en la carga y especificación de la misma que se establezcan en los Planes de Deslastre Automático de Carga.

Los gestores de las redes de distribución y los clientes conectados a la Red de Transporte deberán instalar relés de frecuencia cuya actuación se ajuste a los criterios generales que se indican en este Procedimiento y a los que se establezcan en los Planes de Deslastre Automático de Cargas que se encuentren en vigor en cada momento. La ubicación, los criterios de actuación y las características de estos relés no podrán modificarse sin el acuerdo previo del Operador del Sistema.

Las empresas productoras deberán garantizar, siempre que la protección de los equipos internos lo permitan, que las protecciones de mínima frecuencia de los grupos generadores, incluidos los acogidos al régimen especial, estén coordinadas con el sistema de deslastre automático de cargas por frecuencia, y solamente podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 47,5 Hz, durante un tiempo igual o superior a 3 segundos. Quedarán excluidos del cumplimiento de este requisito aquellos generadores que estando en servicio con anterioridad a la aplicación de este procedimiento no estuvieran técnicamente dotados para ello.

El Operador del Sistema podrá realizar, siempre que lo considere oportuno, simulaciones de activación de estos Planes de Deslastre Automático de Cargas por mínima frecuencia.

De igual modo, podrá contemplarse la actuación de deslastres automáticos de cargas o teledisparo de líneas y transformadores, si tras la aplicación sucesiva de las medidas de operación que fuesen pertinentes, fueran precisos dichos deslastres para eliminar de forma expedita sobrecargas puntuales en la red de transporte, por existir riesgo inminente para la continuidad de suministro.

9.2.2 Deslastre manual selectivo de carga

Si tras la aplicación sucesiva de las medidas de operación que son de aplicación en situaciones de alerta y emergencia de cobertura de la demanda fuera preciso llegar al deslastre de carga selectivo por existir riesgo inminente para la continuidad del suministro, el Operador del Sistema dará instrucciones para que las empresas de distribución procedan al deslastre indicado.

Mediante la aplicación del deslastre manual de carga se pretenderá evitar una perturbación de mayores dimensiones.

Con objeto de poder aplicar esta medida en las mejores condiciones posibles de control y minimización de su impacto sobre los consumidores, las empresas de distribución

deberán disponer previamente de los correspondientes Planes de Desastre de Carga, cuya eficacia deberán evaluar con la colaboración del Operador del Sistema. Consecuentemente, las empresas de distribución remitirán al Operador del Sistema las correspondientes versiones actualizadas de dichos Planes.

Los Planes de Desastre de Carga de cada empresa de distribución deberán considerar bloques máximos de cargas que se definirán para cada sistema en función de sus características, identificando la secuencia de desastres de cada uno de ellos y el orden de afectación para el caso de desastres rotatorios. Considerando los requerimientos indicados, los Planes de Desastre de Carga contemplarán, al menos, la siguiente información:

- Isla o Ciudad Autónoma.
- Municipio/Comarca.
- Nudo o nudos eléctricos de la red de transporte de los que se alimenta la carga.
- Potencia estimada deslastrable en el nudo o nudos eléctricos.
- Tipo de carga predominante alimentada por cada transformador, grupo de transformadores o líneas de media tensión (industrial, rural, servicios o doméstica).

Los desastres se deberán producir de acuerdo con las siguientes consideraciones:

9.2.2.1 Umbral de desastre

Las variables de control que se utilizarán para emitir las instrucciones de desastre serán la frecuencia, las sobrecargas graves en los equipos de la red de transporte o distribución que sean críticos para el sistema y la constatación de insuficiencia de capacidad manifiesta y sostenida para alimentar el consumo.

El Operador del Sistema emitirá las instrucciones de desastre cuando se verifique alguna de las condiciones que se indican a continuación para los parámetros asociados a las variables de control:

- Frecuencia
1. Por umbrales o velocidad de variación de frecuencia e insuficiencia de capacidad manifiesta y sostenida para recuperar la frecuencia a su valor asignado.
- El Operador del Sistema considerando los mejores datos de que disponga sobre el sistema y los análisis que realice en base a los mismos, determinará los umbrales efectivos de frecuencia o velocidad de variación de frecuencia, que una vez superados darán lugar a las órdenes de desastre de cargas.
- Sobrecargas en los equipos de las redes de transporte o distribución
1. Existencia de sobrecargas que requieran proceder al desastre de carga con objeto de evitar su pérdida de forma inminente y/o la ocurrencia de una perturbación. La magnitud de las sobrecargas admisibles dependerá del equipo y del ajuste de las protecciones.

9.2.2.2 Cargas afectadas por el desastre

El Operador del Sistema determinará:

- Los nudos de la red de transporte en los que deberá deslastrarse la carga.

- La magnitud de la potencia a deslastrar y la empresa de distribución suministradora de dicha potencia.
- La asignación de la potencia que deberá deslastrar cada empresa de distribución será función directa de su cuota de mercado correspondiente al último año en la zona afectada.
- Hora de inicio del desastre y estimación del periodo durante el que éste se mantendrá.

A los efectos de este procedimiento, una empresa de distribución cuya red se encuentre acoplada a la red de otra empresa de distribución mayor, se considerará como una carga de esta última empresa.

Las empresas de distribución realizarán la elección de los clientes que deberán ser afectados tratando de minimizar el impacto sobre los usuarios del servicio, evitando, en la medida de lo posible, la afectación de servicios esenciales y la reiteración de los desastres sobre un mismo cliente o conjunto de clientes. Con ese objetivo, en caso de ser preciso, se aplicará un criterio de afectación rotativa de los clientes.

Si la carga a deslastrar fuera superior a la contemplada en los Planes de Desastre de Carga, o el tiempo disponible para ejecutar los desastres no fuera suficiente para la puesta en práctica de dichos Planes, las empresas de distribución procederán a deslastrar cargas por nudos completos de la red de distribución, asegurando la compatibilidad de los desastres con las instrucciones emitidas por el Operador del Sistema.

9.2.2.3 Comunicación de la instrucción de desastre

El Operador del Sistema comunicará la instrucción de desastre con la mayor antelación posible a los centros de control de las empresas de distribución.

Dicha comunicación tendrá lugar por vía telefónica, con posterior confirmación por fax o correo electrónico, y deberá quedar oportunamente registrada de forma que sea posible su verificación posterior.

Sin perjuicio de las acciones de comunicación que las empresas de distribución lleven a cabo para informar con la mayor antelación posible a sus clientes, al Gobierno Autonómico y a las Administraciones Locales competentes, el Operador del Sistema informará a los Organismos Ministeriales competentes, a la Presidencia del Gobierno y al Gobierno Autonómico, quienes determinarán las acciones posteriores de comunicación a la sociedad y a los medios que sean pertinentes.

9.2.2.4 Confirmación del desastre

Las empresas de distribución confirmarán a el Operador del Sistema la ejecución de los desastres de cargas.

9.2.2.5 Normalización del suministro

Cuando las variables de control que se utilizaron para emitir las instrucciones de desastre sean tales que con el acoplamiento de cargas no sea previsible la existencia de nuevas violaciones de los umbrales de desastre que pongan en riesgo el

suministro, el Operador del Sistema establecerá los procedimientos de reposición o dará instrucciones a las empresas de distribución para iniciar la reposición progresiva de las cargas deslastradas indicando:

- Los nudos de la red de transporte en los que deberá reponer la carga.
- La potencia total de las cargas a acoplar.

El proceso de reposición se realizará de forma progresiva hasta la total normalización del suministro eléctrico.

9.2.2.6 Confirmación de la normalización del suministro

Las empresas de distribución confirmarán al Operador del Sistema la normalización del suministro eléctrico, indicando las potencias, tiempo y energías finalmente no suministradas, indexando dicha información con el listado de las líneas afectadas según el correspondiente Plan de Desastre de Carga.

9.2.2.7 Información emitida por el Operador del Sistema

A la mayor brevedad posible el Operador del Sistema remitirá un informe a los Organismos Ministeriales, al Gobierno Autónomo y a la Comisión Nacional de Energía, en el que se detallarán todos los aspectos relevantes del incidente que haya provocado el desastre de carga.

9.2.2.8 Mecanismo excepcional de actuación

Dadas las características de los SEIE pueden existir situaciones en las que sea necesario realizar desastres manuales selectivos complementarios de los desastres automáticos de cargas o preventivos ante una indisponibilidad inminente en el sistema, que por su propia urgencia no pueden articularse tal como se contempla en los puntos anteriores, por deberse a causas sobrevenidas que requieran de una actuación inmediata y que, por consiguiente, tengan que ser ejecutados por las compañías distribuidoras sin orden previa por parte del Operador del Sistema.

La aplicación de estos desastres manuales quedará reducida, por tanto, únicamente a dichas situaciones y tendrán como objeto evitar una perturbación de mayores dimensiones. El procedimiento de actuación será el definido para el desastre manual de cargas en los puntos anteriores, excepto en lo que se refiere a la orden previa del Operador del Sistema.

En estos supuestos, si la incidencia afecta a una única empresa de distribución, ésta lo comunicará al Operador del Sistema y ejecutará el desastre, o viceversa dependiendo de la premura en la ejecución del mismo. En el caso de que la incidencia afecte a varias empresas de distribución, la empresa gestora de red que haya detectado el problema, en función de la urgencia del desastre, podrá comunicarlo al Operador del Sistema quien, a su vez, actuará según se ha determinado con anterioridad, o podrá ejecutarlo directa e integralmente sobre la red de su propiedad comunicándolo a "posteriori" al Operador del Sistema.

La empresa que solicitó o ejecutó el desastre deberá justificar con posterioridad la conveniencia y necesidad del mismo en el plazo y forma establecido por el Operador del Sistema.

9.3 Planes de Reposición del Servicio

Los Planes de Reposición del Servicio tienen como objetivo devolver el sistema eléctrico al estado normal de operación tras incidentes severos que hayan provocado interrupciones del suministro en zonas extensas del sistema.

La elaboración y actualización de los Planes de Reposición del Servicio de cada sistema es responsabilidad del Operador del Sistema. Para ello contará con la colaboración de los distribuidores y generadores presentes en cada sistema, y de la CNE.

Estos planes sistematizarán las actuaciones que deberán realizar los diferentes centros de control y el personal de operación local en las subestaciones en el caso de un incidente generalizado.

En caso de producirse un incidente zonal o total, los centros de control de los diferentes productores, distribuidores y transportistas procederán a efectuar la reposición del servicio bajo la coordinación del Operador del Sistema, conforme a lo establecido en los Planes de Reposición correspondientes.

De un modo general la reposición de las cargas deberá ser llevada a cabo por los agentes en los términos que se establezcan en los Planes de Reposición del Servicio. Estos planes deberán también hacer referencia a los dispositivos automáticos de reposición de servicio instalados, en el caso de que su existencia esté autorizada, y a su interrelación con la actuación de los agentes mencionados. Consecuentemente, la actuación autónoma de dispositivos de reposición automática de carga se limitará a los casos que se contemplen en dichos Planes.

El Operador del Sistema será responsable de la coordinación de los simulacros de reposición que tengan lugar.

P.O. 2.1: PREVISIÓN DE LA DEMANDA

1. OBJETO

Reglamentar los procesos de previsión de la demanda en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), para su utilización en la programación de la cobertura de la demanda y planificación del mantenimiento de las unidades de producción y de las instalaciones de la red de transporte.

2. ALCANCE

Este procedimiento regula los procesos de previsión de la demanda en barras de central de cada sistema de cada SEIE en sus horizontes temporales anual, semanal y diario.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- Operador del Sistema
- Las empresas propietarias de instalaciones consideradas como red de transporte.
- Empresas gestoras de las redes de distribución.
- Empresas comercializadoras.
- Consumidores que adquieren la energía en el despacho económico.
- Empresas propietarias u operadores de los grupos generadores (incluidos los de régimen especial).

4. PREVISIÓN ANUAL

Tiene por objeto la estimación de la demanda en barras de central de cada uno de los sistemas de los SEIE con horizonte anual móvil, desglosada por meses. Su utilidad inmediata está en el informe de cobertura y seguridad de cada sistema, elaborado por el Operador del Sistema conforme se describe en el Procedimiento de cobertura y programación de la generación (P.O. 2.2 de los SEIE).

4.1 Procedimiento de estimación

Antes del día 20 de cada mes, para cada sistema eléctrico, el Operador del Sistema elaborará la previsión de demanda horaria del año móvil que comienza el primer día del mes siguiente. Para ello partirá de las series históricas de demanda horaria de los diferentes sistemas y tendrá en cuenta la distribución particular de los días tipo y festivos, utilizando para ello métodos estadísticos y, en su caso, las mejores informaciones disponibles de las variables económicas con influencia reconocida.

La demanda estimada de esta manera servirá de base para la elaboración del informe de cobertura antes citado.

5. PREVISIÓN SEMANAL

La previsión semanal de demanda en barras de central constituye la base para la programación semanal de los recursos de generación descrita en el Procedimiento de cobertura de la demanda y programación de la generación, siendo igualmente imprescindible para la planificación semanal de trabajos en la red de transporte.

5.1 Procedimiento de estimación

Antes de las 15 h de cada jueves, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, el Operador del Sistema elaborará una previsión semanal de la demanda en barras de central para la semana que comienza a las 0 horas del sábado inmediatamente siguiente y termina a las 24 h del siguiente viernes. Para ello utilizará los modelos que estime más adecuados y tendrá en cuenta las variables climáticas que demuestren influencia apreciable en el comportamiento de la demanda y otras variables necesarias para la correcta explicación del comportamiento de la misma.

6. PREVISIÓN DIARIA

Tiene por objeto estimar los mejores valores de demanda horaria para el día siguiente a aquél en el que se hace la predicción, a fin de posibilitar la ejecución de los procesos encaminados a obtener el mejor programa posible de los grupos generadores y facilitar las decisiones relativas a los trabajos en la red de transporte.

6.1 Procedimiento de estimación

Antes de las 14 h de cada día el Operador del Sistema elaborará su mejor estimación de la energía horaria del día siguiente, con un horizonte que cubrirá, al menos las veinticuatro horas de ese día. No obstante, si dispusiera de previsiones actualizadas de los valores de las variables explicativas necesarias para alimentar los modelos de predicción, podría extenderse la previsión a un horizonte más amplio.

7. PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

Los resultados de las previsiones serán tratados para su difusión en el formato que se estime más adecuado a los distintos agentes implicados.

P.O. 2.2. COBERTURA DE LA DEMANDA, PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN Y ALTAS EN EL DESPACHO ECONÓMICO

1. OBJETO

Analizar la cobertura de la demanda de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), y programar los recursos de generación precisos para lograr dicha cobertura con el menor coste posible, respetando los criterios de seguridad y calidad de servicio contenidos en el procedimiento de Funcionamiento de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares (P.O. 1 de los SEIE.), así como establecer los requisitos para el alta de nuevos agentes en el despacho económico.

2. ALCANCE

Este procedimiento engloba los procesos para la cobertura de cada uno de los sistemas de los SEIE. en sus horizontes temporales anual, semanal y diario.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema
- b) Las empresas propietarias de instalaciones consideradas como red de transporte.
- c) Empresas propietarias u operadoras de las redes de distribución.
- d) Empresas propietarias u operadores de grupos generadores directamente conectados a la red de transporte o que participen en el despacho económico.
- e) Comercializadores.
- f) Consumidores que adquieren la energía en el despacho económico.

4. COBERTURA CON HORIZONTE ANUAL

Tiene por objeto el análisis de la garantía de suministro de los diferentes sistemas eléctricos, teniendo en cuenta los recursos de generación y de la red de transporte existentes, con estimación de los costes de generación previsibles.

4.1 Plan de cobertura y Análisis de seguridad

El Operador del Sistema elaborará mensualmente, antes del primer día de cada mes, una previsión de cobertura de la demanda del sistema y un análisis de seguridad de dicha cobertura con un horizonte anual móvil, desglosando la información por meses.

Para ello tendrá en cuenta la previsión anual de demanda calculada de acuerdo con el P.O. 2.1 de los SEIE y las informaciones, recibidas de los agentes, relativas a la disponibilidad prevista de los equipos, el estado de las reservas hidroeléctricas, en su caso, y las previsiones de existencias de combustibles.

4.2 Informe de cobertura

Como resultado de la previsión y del análisis de seguridad de la cobertura, el informe incluirá:

1. Un balance con la cobertura resultante, teniendo en cuenta la estocasticidad del fallo de las unidades generadoras, de la aportación eólica y del resto del régimen especial, y de la hidráulicidad, si proceden. El balance de cobertura estará desglosado por meses y por cada sistema de los SEIE, indicando la participación previsible en la cobertura de los diferentes recursos de generación agrupados por tecnología y tipos de combustible. En los casos de islas interconectadas se hará un desglose por isla, detallando los intercambios por las interconexiones.
2. Estimación mensual de los costes variables de cobertura desglosados según los criterios del punto anterior, en aquellas centrales que estén sometidas al despacho económico del Operador del Sistema.
3. Índices de cobertura de los diferentes sistemas de los SEIE y riesgo de fallo de suministro, en su caso. El análisis evaluará el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de la disponibilidad de los propios recursos de producción, utilizando, como índices de riesgo, la probabilidad de no cobertura de la demanda, el valor esperado de la energía demandada y no suministrada y el margen de reserva
4. Un análisis zonal, cuando sea de aplicación, que pondrá de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación y de transporte para evitar situaciones que supongan el incumplimiento de los criterios de seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas o áreas determinadas de la red.

El estudio puede indicar los costes atribuibles a cada actividad y podrá servir de guía, en su caso, para la evaluación de las necesidades de nuevas inversiones.

El informe será remitido a las administraciones central y autonómica que corresponda y a los agentes implicados.

4.3 Método de estudio

Para llevar a cabo los estudios de previsión de cobertura se aplicarán los siguientes criterios:

- La cobertura se efectuará atendiendo al coste de oportunidad de la generación. Para las centrales térmicas este coste vendrá determinado fundamentalmente por los combustibles y otros costes variables de operación y mantenimiento. Para las centrales hidráulicas de embalse, en su caso, este coste de oportunidad será el coste evitado de la generación térmica reemplazada.
- Las existencias en parques de carbón y en tanques de combustible serán las declaradas por sus propietarios al comienzo de cada periodo de estudio.
- Los planes de revisión de las centrales serán los elaborados por el Operador del Sistema a partir de la información recibida de las empresas propietarias. No obstante, como se indica en el procedimiento que regula los planes de mantenimiento de las unidades de producción (P.O. 2.5 de los SEIE), las fechas de revisión estarán sujetas a la aprobación y en su caso modificación propuesta por el Operador del Sistema, atendiendo a criterios de garantía de suministro y minimización de coste de cobertura.

- La estructura de consumo en termias de Poder Calorífico Inferior (PCI) será la obtenida a partir de los datos de explotación de las centrales reconocidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- La energía a ceder a la red por los productores de Régimen Especial será estimada a partir de datos históricos, tendencias e informaciones de organismos oficiales y declaraciones de los propietarios de las instalaciones.

La cobertura de la demanda, con los recursos de generación disponibles en cada sistema eléctrico, se llevará a cabo mediante la minimización del coste variable de producción utilizando un modelo adecuado que, si se demuestra necesario, tendrá en cuenta las características sobresalientes de la red en forma de restricciones de transporte.

Por otra parte, el análisis zonal del comportamiento de la red de transporte utilizará herramientas de cálculo de redes que se aplicarán a casos típicos de operación de los sistemas. Los resultados deberán poner de manifiesto las posibles restricciones de cada sistema y, en consecuencia, las medidas que deberán tomarse en cada situación en relación con la operación de los sistemas.

4.4 Información necesaria

4.4.1 Centrales hidráulicas

Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, las empresas deberán enviar al Operador del Sistema la información siguiente:

- Caudales previstos.
- Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.
- Potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada central durante doce horas consecutivas, una vez cada semana.
- Aquellas restricciones a la explotación de los embalses de regulación que eventualmente puedan existir.
- Variaciones previsibles de disponibilidad de los grupos hidráulicos y de bombeo.

4.4.2 Centrales térmicas de carbón

Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, las empresas deberán enviar al Operador del Sistema la información siguiente:

- Existencias de carbón en toneladas, desglosadas por tipos, o en su defecto en millones de termias PCI.
- Estructura de consumo y fracción de cada tipo de combustible que sea preciso mezclar, en su caso, por razones ambientales o de otro tipo.
- Suministros de carbón previstos en los próximos seis meses especificando las cantidades, fechas previstas de entrega, poder calorífico inferior y precios previstos o establecidos administrativamente de la termia de cada partida.

- Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos, cualquiera que sea su causa.

4.4.3 Centrales o grupos de fuel-oil, diesel-oil, gas-oil o gas

Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, las empresas deberán enviar al Operador del Sistema la información siguiente:

- Existencias de cada combustible almacenadas en tanques o en almacenamientos concertados, clasificadas por tipos y con especificación de los grupos a que va destinado, en su caso.
- Tipos de combustible o, en su caso, mezclas previstas a consumir por cada grupo de la central.
- Suministros de combustibles previstos en los próximos seis meses especificando las cantidades, fechas previstas de entrega, poder calorífico inferior y precios previstos o establecidos administrativamente de la termia da cada tipo y partida.
- Variaciones previsibles de disponibilidad de los distintos grupos cualquiera que sea su causa.

4.4.4 Demandas por nudos

Aunque la previsión de demanda global de cada sistema es tarea a desempeñar por el Operador del Sistema, para llevar a cabo con mayor garantía de precisión los estudios de fiabilidad de la red de transporte, es preciso hacer un reparto de esa demanda entre los nudos frontera de transporte-distribución. En consecuencia, las empresas de distribución, basándose en sus series históricas de demanda por nudos deberán facilitar al Operador del Sistema, antes del 1 de abril y antes del 1 de octubre de cada año, los coeficientes de reparto correspondientes, definidos como la fracción de energía demandada por la red de distribución en cada nudo frontera.

5. COBERTURA Y PROGRAMACIÓN SEMANAL

Tiene por objeto determinar semanalmente el plan de arranques y paradas de grupos generadores, minimizando el coste variable de producción, cumpliendo los criterios de garantía y calidad de suministro prescritos en los procedimientos de operación y teniendo en cuenta además las restricciones técnicas y ambientales pertinentes.

5.1 Plan de cobertura y programa semanal

Antes de las 15 h de cada jueves, el Operador del Sistema elaborará la cobertura de la demanda prevista para la semana que comienza a las 0h del sábado inmediatamente siguiente y termina a las 24 h del siguiente viernes.

El plan de cobertura estará compuesto por los siguientes documentos:

1. Programa semanal desglosado por días y con detalle horario, en el que se especificará la carga de los diferentes grupos de generación que contribuyen en

cada hora a la cobertura de la demanda correspondiente. En el programa se especificará la energía de las interconexiones interinsulares, con su sentido.

2. Relación ordenada de grupos que deban ser arrancados o parados en sustitución de las eventuales averías e indisponibilidades de las unidades inicialmente programadas o variaciones de demanda.
3. Programa horario de las reservas de regulación, primaria, secundaria y terciaria previstas, con indicación de los grupos generadores encargados de suministrarlas y expresión explícita de la potencia en reserva en cada uno de ellos.
4. Resumen de costes variables de producción, por grupos, y estimación del coste de la reserva de regulación.

5.3 Método utilizado para la elaboración del programa semanal

El Operador del Sistema llevará a cabo en cada sistema el despacho económico por costes variables de la generación, para cubrir la demanda neta prevista, teniendo en cuenta además las restricciones anteriormente mencionadas, y garantizando la disponibilidad de reserva definida en el P.O. 1 de los SEIE

Tendrá en cuenta para ello los parámetros técnicos aprobados en cada grupo generador particularmente los siguientes:

- Potencia efectiva neta y mínimo técnico,
- Rampas de subida y bajada de potencia,
- Tiempos y costes de arranque,
- Costes variables de funcionamiento según el nivel de carga (combustible y otros costes variables de operación y mantenimiento)
- Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria.

A ello añadirá:

- La información comunicada por los agentes de indisponibilidades o restricciones adicionales en el funcionamiento de los generadores.
- Los programas horarios previstos y comunicados por los generadores de régimen especial. El Operador del Sistema revisará los programas previstos y utilizará en el despacho la mejor previsión disponible, particularmente en la generación eólica.
- La mejor previsión de demanda horaria disponible en el ámbito semanal (P.O. 2.1 de los SEIE).

El proceso de despacho constará al menos de dos etapas:

1. Despacho inicial con criterio exclusivamente económico: En esta etapa la generación y reserva rodante de cada grupo generador, para cada una de las horas, es asignada como nudo único.

Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados. En caso de existir equipo hidráulico con embalse, se incorporará como dato de entrada información proveniente del valor del agua en los embalses calculado en una optimización del sistema a más largo plazo (apartado 4.3).

En el cálculo de llenado de la curva de demanda, la generación prevista de régimen especial se colocará en base, sin consideración de coste.

2. Análisis de las posibles restricciones impuestas por la red de transporte a esta situación base de cobertura, por violación de los límites impuestos en estado normal de funcionamiento a las variables de control del sistema, y ante las contingencias establecidas en el P.O. 1 de los SEIE Para el estudio se utilizarán herramientas de cálculo de redes en una serie de horas características de los escenarios posibles del sistema.

Se procederá a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de grupos, y recalculando con estas condiciones el despacho económico de la cobertura del modo que mejor se asegure el cumplimiento de los límites impuestos por los criterios de seguridad en funcionamiento normal, según el P.O. 1 de los SEIE antes citado.

5.3 Información semanal a suministrar al Operador del Sistema

5.3.1 Generación:

5.3.1.1. Generadores de régimen ordinario

Antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél hubiera sido festivo, las empresas de producción pondrán a disposición del Operador del Sistema, en los formatos y medios de comunicación que establezca el Operador del Sistema, la información siguiente:

5.3.1.1.1 Centrales hidráulicas

- Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.
- Caudales previstos.
- Restricciones a la explotación de los embalses de regulación
- En cada sistema hidráulico:
 - Potencia hidroeléctrica máxima que, con los caudales previstos, puede mantener durante 4 horas consecutivas.
 - Potencia hidroeléctrica máxima que, con los caudales previstos, puede mantener durante 12 horas consecutivas.
- Indisponibilidades totales o parciales de los grupos hidráulicos y de bombeo.

5.3.1.1.2 Centrales térmicas

- En su caso, la existencia de eventuales problemas de suministros de combustibles.
- Indisponibilidades totales o parciales de los grupos, cualquiera que sea su causa, y variaciones en los mantenimientos que pudieran alterar el plan anual.
- Restricciones o variaciones en el funcionamiento de los grupos.

5.3.1.2 Generadores de régimen especial

5.3.1.2.1 Con participación en el despacho económico o conectados a la red de transporte

Los generadores de régimen especial que participan en el despacho económico de generación o estén conectados a la red de transporte deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, ó del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, el programa de energía horaria previsto de producción, con desglose por tipo de generación, durante la semana que comienza a las 0h del sábado inmediato y acaba a las 24 h del viernes siguiente. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el Operador del Sistema.

5.3.1.2.2 Sin participación en el despacho económico

Las empresas distribuidoras adquirentes de generación de régimen especial que no acude al despacho económico, deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, ó del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, el programa de energía horaria previsto de producción, con desglose por tipo de generación, durante la semana que comienza a las 0h del sábado inmediato y acaba a las 24h del viernes siguiente. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema podrá requerir a aquellos generadores de régimen especial conectados a la red de distribución, con un tamaño significativo, el programa de energía horaria previsto de producción, que le será enviado antes de las 14 h de cada martes, ó del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo. En este caso dicho programa no estará incluido en aquél enviado por la empresa distribuidora adquirente de su energía.

5.3.2 Demanda:

5.3.2.1 Distribuidores

Las empresas distribuidoras que acudan al despacho económico deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, ó del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias (demandas a tarifa que incluyan la demanda de aquellos distribuidores que dependan de ellas) estimadas por sistema, en barras de central, desglosando éstas según se adquiera en el despacho económico o directamente al régimen especial, para la semana comprendida entre las 0 h del sábado inmediato y las 24 h del siguiente viernes.

Las empresas distribuidoras que no acudan al despacho económico y que no estén incluidas dentro de otro distribuidor deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias estimadas por sistema en barras de central para la semana comprendida entre las 0 h del sábado inmediato y las 24 h del siguiente viernes.

5.3.2.2 Comercializadores

Las empresas comercializadoras deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, ó del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central, para la semana comprendida entre las 0 h del sábado inmediato y las 24 h del siguiente viernes.

5.3.2.3 Consumidores que adquieran la energía en el despacho económico

Los consumidores que compren su energía directamente en el despacho de generación deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, ó del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central, para la semana comprendida entre las 0 h del sábado inmediato y las 24 h del siguiente viernes.

5.4 Comunicación de los programas por el Operador del Sistema

Todos los jueves antes de las 15 h el Operador del Sistema comunicará a las empresas generadoras y distribuidoras la programación completa, que incluirá al menos los puntos 1, 2 y 3 del apartado 5.1, por el procedimiento que especifique el Operador del Sistema. Si el jueves fuera festivo la programación se adelantará al miércoles anterior o, en su caso, podrá acordarse el día más conveniente.

6. PROGRAMACIÓN DIARIA

Trata de adaptar los programas provenientes del horizonte semanal antes descritos, a la situación conocida de los sistemas, tanto en cuanto se refiere a la generación como al estado de la red, el día anterior al primero objeto de esta programación.

En consecuencia, su objeto es la obtención, en el día D, de un programa con un contenido semejante al programa semanal antes descrito y con los mismos requisitos en cuanto a cumplimiento de criterios de calidad y seguridad y minimización de costes variables, que contemple, al menos, el día D+1.

6.1 Plan de cobertura y programa diario

Antes de las 14 h de cada día D, el Operador del Sistema elaborará la cobertura de la demanda prevista para, al menos, el día D+1. El programa de cobertura diaria únicamente tendrá en cuenta los tres primeros puntos del apartado 5.1 anterior.

6.2 Método utilizado para la elaboración del programa diario

El despacho económico, los parámetros utilizados, y el proceso de cálculo, seguirán las mismas pautas que en la cobertura semanal (apartado 5.2), para el ámbito temporal del período D+1.

6.3 Información diaria a suministrar al Operador del Sistema

6.3.1 Generación:

6.3.1.1 Generadores de régimen ordinario

Antes de las 10 h del día D, las empresas de producción pondrán a disposición del Operador del Sistema, en los formatos y medios de comunicación que especifique el Operador del Sistema, la información siguiente:

- Actualización, por variaciones, de la información requerida para la programación semanal (apartado 5.3.1), en el horizonte D+1 a final del siguiente viernes.

6.3.1.2 Generadores de régimen especial

6.3.1.2.1 Con participación en el despacho económico o conectados a la red de transporte

Los generadores de régimen especial que participen en el despacho económico de generación o que estén conectados a la red de transporte deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D el programa previsto de producción de energía horaria, con desglose por tipo de generación, entre las 0h del día D+1 y las 24 h del viernes siguiente. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el Operador del Sistema.

6.3.1.2.2 Sin participación en el despacho económico

Las empresas distribuidoras adquirentes de generación de régimen especial que no acude al despacho económico deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D el programa de energía horaria previsto de producción, con desglose por tipo de generación, entre las 0 h del día D+1 y las 24 h del viernes siguiente. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema podrá requerir a aquellos generadores de régimen especial conectados a la red de distribución, con un tamaño significativo, el programa de energía horaria previsto de producción, que le será enviado antes de las 10 h de cada día. En este caso dicho programa no estará incluido en aquél enviado por la empresa distribuidora adquirente de su energía.

6.3.2 Demanda:

6.3.2.1 Distribuidores

Las empresas distribuidoras que acudan al despacho económico deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias (demanda a tarifa que incluyan la demanda de aquellos distribuidores que dependan de ellas) estimadas por sistema, en barras de central, desglosando éstas según se adquiera en el despacho

económico o directamente al régimen especial, para el período horario que media entre las 0 h del D+1 y las 24 h del viernes inmediato.

Las empresas distribuidoras que no acudan al despacho económico y que no estén incluidas dentro de otro distribuidor deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias estimadas por sistema en barras de central para el período horario que media entre las 0 h del D+1 y las 24 h del viernes inmediato.

6.3.2.2 Comercializadores

Las empresas comercializadoras deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central, para el período horario que media entre las 0 h del D+1 y las 24 h del viernes inmediato.

6.3.2.3 Consumidores que adquieren la energía en el despacho económico

Los consumidores que compran su energía directamente en el despacho económico de generación deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema sus demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central para el período horario que media entre las 0h del D+1 y las 24 h del viernes inmediato.

6.4 Comunicación de los programas por el Operador del Sistema

Todos los días antes de las 14 h el Operador del Sistema comunicará a las empresas generadoras y distribuidoras la programación diaria completa, por el procedimiento que especifique el Operador del Sistema.

7. ALTAS EN EL DESPACHO ECONÓMICO

7.1 Altas de nuevos generadores

Los requisitos necesarios para la incorporación al despacho económico de un nuevo agente generador ó grupo generador son los siguientes:

- Informar al Operador del Sistema de la autorización correspondiente otorgada por la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma respectiva, así como presentar la correspondiente inscripción en el Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, tal y como se especifica en el artículo 6 del Real Decreto 1747/2003
- Informar al Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos impuestos por el Operador del Mercado y de la aprobación de los mismos por parte de éste
- En caso de que el generador se conecte en la red de transporte, cumplir los requisitos técnicos de acceso impuestos por el Operador del Sistema tal y como se especifica en el Procedimiento de Operación 12.1 de los SEIE
- Comunicar al Operador del Sistema los parámetros técnicos y económicos requeridos para el despacho de cobertura, que estén validados y aprobados por

Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas en la que se establezcan los parámetros técnicos con incidencia en la retribución económica del nuevo grupo generador

- Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del Operador del Sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecido por el Operador del Sistema.

Una vez transcurridos tres días desde el cumplimiento de los condicionantes anteriores, el nuevo participante quedará incorporado al despacho económico en la siguiente programación semanal.

7.2 Altas de nuevos compradores

Los requisitos necesarios para la incorporación al despacho económico de un nuevo agente comprador son los siguientes:

- Distribuidores.
- Informar al Operador del Sistema de los requisitos que se especifican en el artículo 14 del Real Decreto 1747/2003.
- Informar al Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos impuestos por el Operador del Mercado y de la aprobación de los mismos por parte de éste.
- En caso de que el distribuidor se conecte en la red de transporte, cumplir los requisitos técnicos de acceso impuestos por el Operador del Sistema, tal y como se especifica en el Procedimiento de Operación 12.1 de los SEIE.
- Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del Operador del Sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecido por el Operador del Sistema.
- Comercializadores.
- Informar al Operador del Sistema de los requisitos que se especifican en el artículo 16 del Real Decreto 1747/2003.
- Informar al Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos impuestos por el Operador del Mercado y de la aprobación de los mismos por parte de éste.
- Cumplir los requisitos técnicos impuestos por el Operador del Sistema para el acceso a la red de transporte si fuese preciso, tal y como se especifica en el Procedimiento de Operación 12.1 de los SEIE.
- Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del Operador del Sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecido por el Operador del Sistema, si procede.
- Consumidores que adquieren la energía en el despacho económico.
- Informar al Operador del Sistema de los requisitos que se especifican en el artículo 17 del Real Decreto 1747/2003.
- Informar al Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos impuestos por el Operador del Mercado y de la aprobación de los mismos por parte de éste.
- En caso de que el consumidor que adquiere la energía en el despacho económico se conecte en la red de transporte, cumplir los requisitos técnicos de acceso

impuestos por el Operador del Sistema, tal y como se especifica en el Procedimiento de Operación 12.1 de los SEIE.

- Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del Operador del Sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecido por el Operador del Sistema, si procede.

Una vez transcurridos tres días desde el cumplimiento de los condicionantes anteriores, el nuevo participante quedará incorporado al despacho económico en la siguiente programación semanal.

P.O. 2.5: PLANES DE MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN

1. OBJETO

Determinar los procedimientos para que el Operador del Sistema disponga permanentemente de la información actualizada necesaria para elaborar el plan de indisponibilidades de las unidades de producción, bien por mantenimiento, bien por otras razones conocidas con antelación suficiente, así como su actualización periódica.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación para el Operador del Sistema y a los agentes titulares de unidades de producción, incluidas las de régimen especial.

3. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

3.1 Plan Anual

El **Plan Anual de Mantenimiento** de las unidades de producción es responsabilidad del Operador del Sistema y comprende un año móvil que será actualizado mensualmente, antes del día 1 de cada mes.

3.1.1. Recepción y tratamiento de las propuestas de indisponibilidades

El Operador del Sistema elaborará el Plan Anual de Mantenimiento de las unidades de producción, a partir de las propuestas presentadas por las empresas propietarias sujetas a este procedimiento. Todas las propuestas, anteriormente mencionadas, deberán ser presentadas al Operador del Sistema antes del 10 de cada mes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, con la información relativa a las indisponibilidades con horizonte de año móvil, debiendo constar como mínimo el siguiente contenido:

- Identificación de la central y/o grupo afectado por la indisponibilidad o en su caso, fracción de potencia total afectada de indisponibilidad.
- Alcance de los trabajos de mantenimiento o naturaleza de la indisponibilidad en su caso.
- La duración prevista.
- Las fechas deseadas de realización.
- Potencia que queda disponible.

Con esta información, y teniendo en cuenta los planes de mantenimiento de la Red de Transporte, el Operador del Sistema confeccionará el Plan Anual de Mantenimiento de las unidades de producción, teniendo presente el criterio de minimización de los costes variables de la operación, así como de mantenimiento de la seguridad de cada sistema.

Para imponer el menor número posible de restricciones tanto para la generación como para la operación de los sistemas, el Operador del Sistema elegirá la mejor época del año y, en su caso, el horario más adecuado que permita la realización de los trabajos propuestos, y tendrá en cuenta las diferentes alternativas de plazos, compromisos adquiridos y modalidades técnicas manifestadas por las empresas propietarias de las instalaciones.

En caso de no ser posible programar los trabajos en las fechas y formas propuestas por los propietarios de las unidades de producción, el Operador del Sistema se lo comunicará con el fin de buscar nuevas alternativas viables.

Tras su actualización, el Operador del Sistema comunicará el Plan Anual de Mantenimiento de las unidades de producción a todos los sujetos afectados por este procedimiento.

Las alteraciones surgidas en el período de vigencia del Plan Anual de Mantenimiento de las unidades de producción que supongan una modificación de las hipótesis que sirvieron de base para su elaboración o indisponibilidades permanentes, acaecidas en el plazo que media entre dos revisiones, se tendrán en cuenta en las sucesivas revisiones del Plan Anual.

3.1.2. Criterios de autorización de las indisponibilidades

En la autorización de las fechas de las indisponibilidades se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- a) Incompatibilidad de indisponibilidades simultáneas.

En caso de incompatibilidad entre varias indisponibilidades, tendrá prioridad de ejecución la que hubiera sido solicitada con anterioridad, con excepción de las indisponibilidades resultantes de averías que puedan poner en peligro la seguridad de cada sistema, personas o bienes

- b) Alteraciones de las condiciones previstas a largo plazo.

Una alteración sustancial de las condiciones de operación, en comparación con las que hubieran sido consideradas en el momento de la ejecución del Plan Anual, podrá ser motivo para no autorizar una indisponibilidad incluida en el Plan Anual. La decisión deberá estar justificada por el impacto negativo, bien desde el punto de vista técnico bien desde el económico, que la indisponibilidad induzca en la operación.

3.2. Plan semanal

El Operador del Sistema elaborará un Plan Semanal con un horizonte de una semana. Este plan contemplará actuaciones de mantenimiento no incluidas en el Plan Anual y eventuales modificaciones de éste presentadas por las empresas propietarias sujetas a este procedimiento. Dichas variaciones deberán contar con la aprobación del Operador del Sistema

Los trabajos incluidos en el Plan Anual deberán confirmarse en el Plan Semanal de la semana en que estuviesen previstos; en ningún caso pasarán al Plan Semanal de forma automática

Para su preparación, las empresas deberán proponer al Operador del Sistema, antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, la información indicada en el punto 3.1.1 El período semanal comienza a las 0 h del sábado y acaba a las 24 h del viernes siguiente.

Con esta información, y teniendo en cuenta los planes de mantenimiento de la Red de Transporte, el Operador del Sistema confeccionará el plan semanal de mantenimiento de las unidades de producción, teniendo presente el criterio de minimización de los costes variables de la operación, así como de mantenimiento de la seguridad de cada sistema.

Para imponer el menor número posible de restricciones tanto para la generación como para la operación de los sistemas, el Operador del Sistema elegirá el horario más adecuado que permita la realización de todos los trabajos propuestos, y tendrá en cuenta las diferentes alternativas de plazos, compromisos adquiridos y modalidades técnicas manifestadas por las empresas propietarias de las instalaciones.

El plan semanal estará constituido por los mantenimientos autorizados que comenzarán dentro del horizonte considerado y será publicado antes de las 15 h de cada jueves junto con el plan de cobertura semanal.

3.2.1. Criterios de autorización de las indisponibilidades

En la autorización de las fechas de las indisponibilidades se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

a) Incompatibilidad de indisponibilidades simultáneas.

En caso de incompatibilidad entre varias indisponibilidades, tendrá prioridad de ejecución la que hubiera sido solicitada con anterioridad, con excepción de las indisponibilidades resultantes de averías que puedan poner en peligro la seguridad de cada sistema, personas o bienes

b) Alteraciones de las condiciones previstas a largo plazo.

Una alteración sustancial de las condiciones de operación, en comparación con las que razonablemente hubieran sido consideradas en el momento de la ejecución del Plan Anual, podrá ser motivo para no autorizar una indisponibilidad incluida en el Plan Anual. La decisión deberá estar justificada por el impacto negativo, bien desde el punto de vista técnico bien desde el económico, que la indisponibilidad induzca en la operación.

3.3. Programación a corto plazo

Toda indisponibilidad por mantenimiento no programada en el Plan Semanal deberá contar con la autorización previa del Operador del Sistema.

3.3.1. Características de las indisponibilidades gestionadas en el corto plazo

Se considerarán indisponibilidades gestionables en el corto plazo aquéllas que presenten las siguientes características:

a) Indisponibilidades fortuitas que, como consecuencia de una avería, no puedan ser resueltas de otra forma.

- b) Indisponibilidades urgentes que surjan tras una programación semanal y cuyo retraso conduzca a una merma apreciable de la seguridad de los sistemas, ponga en riesgo la seguridad de instalaciones o de las personas, o cree una restricción de generación o transporte.
- c) Indisponibilidades programadas que puedan ser anticipadas para un horizonte definido como de corto plazo, en el caso de que dicha anticipación sea favorable para el sistema. De acuerdo con la decisión a tomar por el Operador del Sistema, dichos trabajos se deberán iniciar cuanto antes, siempre que sea viable por parte del propietario de la instalación y con el acuerdo de éste.
- d) Indisponibilidades que, estando en el Plan Semanal, su autorización hubiera quedado condicionada al conocimiento más concreto de las condiciones de operación.
- e) Trabajos en elementos de producción que vayan a estar fuera de servicio por estar cubiertos por otros trabajos autorizados en la Red de Transporte.
- f) Aquellas indisponibilidades por mantenimiento que hayan sido autorizadas podrán ser anuladas cuando las condiciones de operación hayan cambiado sustancialmente y así lo requieran.

3.3.2. Flujo de información

Para efectuar la tramitación de las indisponibilidades referidas en el punto 3.3.1, las empresas afectadas por este procedimiento deberán facilitar al Operador del Sistema la siguiente información:

- a) Causa que justifique el tratamiento de la indisponibilidad en el corto plazo.
- b) Identificación de la central y/o grupo afectado por la indisponibilidad o en su caso, fracción de potencia total afectada de indisponibilidad.
- c) Alcance de los trabajos de mantenimiento o naturaleza de la indisponibilidad en su caso.
- d) La duración prevista.
- e) Las fechas deseadas de realización.
- f) Potencia que queda disponible.

Para los trabajos descritos en el párrafo d) del punto 3.3.1 anterior no es necesario reenviar la información recogida ya en el Plan Semanal. Sólo se debe indicar, en su caso, el cambio ocurrido en las condiciones de ejecución de los trabajos.

4. COMPROMISO DE LOS PLAZOS ANUNCIADOS

Con carácter general, todos los trabajos de mantenimiento de centrales recogidos en el Plan Anual de Mantenimiento de las unidades de producción se considerarán firmes. Cualquier condicionante, identificado por el propietario, que pueda comprometer el cumplimiento de las fechas establecidas, deberá ser notificado de forma inmediata al Operador del Sistema para que sea tenido en cuenta a efectos de seguridad, garantía de suministro y planificación de trabajos del resto de elementos del sistema que puedan verse afectados por el posible cambio.

P.O.3.1: PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN EN TIEMPO REAL

1. OBJETO

El objeto de este Procedimiento es establecer el proceso para la resolución de los desvíos en tiempo real entre generación y consumo, así como la resolución de las restricciones técnicas que puedan aparecer en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE).

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este Procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- Operador del Sistema
- Empresas propietarias u operadoras de instalaciones pertenecientes a la red de transporte.
- Distribuidores y clientes conectados a la red de transporte.
- Comercializadores
- Empresas propietarias u operadoras de grupos generadores.
- Gestores de las redes de distribución.

3. RESOLUCIÓN DE LOS DESVÍOS GENERACIÓN-CONSUMO

3.1. Definición del proceso

El Operador del Sistema identificará y resolverá los desvíos que puedan existir entre la generación y el consumo programados y los que realmente se produzcan para garantizar la cobertura de la demanda de cada sistema de cada SEIE

Los productores deberán comunicar al Operador del Sistema, tan pronto como sea posible, todas las indisponibilidades o modificaciones de programa que se presenten en sus equipos de generación, explicitando su duración prevista. Asimismo, los distribuidores y comercializadores deberán comunicar al Operador del Sistema, todas las variaciones que prevean en su demanda respecto de la programada para todo el periodo de programación.

El Operador del Sistema efectuará previsiones de la demanda que serán utilizadas para efectuar la programación de la generación y que junto con la información comunicada por los agentes dará lugar a la estimación de los desvíos previstos hasta el final del periodo de programación.

3.2. Desvíos generación-consumo

El Operador del Sistema elaborará diariamente una orden de mérito basada en un despacho económico de generación con todas las unidades de generación disponibles. Este despacho económico será la referencia para la asignación de la generación que sea necesaria para cubrir los desvíos entre la generación y el consumo.

Para la resolución de los desvíos generación-consumo previstos, el Operador del Sistema incrementará o reducirá la generación y bombeo, cuando exista, considerando los resultados del despacho económico de la generación que previamente habrá realizado y asignará las modificaciones de programa que correspondan a cada unidad, incorporando estas modificaciones en el programa horario.

La asignación de cargas horaria, en función del valor horario medio de los desvíos, comprenderá todo el periodo horario de programación pendiente de ejecutar.

Las asignaciones realizadas en ningún caso podrán causar una restricción técnica.

Cuando sea preciso resolver un desvío sobrevenido entre generación y consumo, éste se resolverá mediante el incremento o reducción de generación y bombeo (cuando exista) disponible, resultante de la consideración del despacho económico de la generación previamente realizado, asignando las modificaciones de programa que corresponda a cada unidad, que se incorporarán en el programa horario. Dichas asignaciones podrán ser programadas para periodos inferiores a una hora.

4. PROCESO DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN TIEMPO REAL

4.1 Definición del proceso

El Operador del Sistema analizará de forma permanente el funcionamiento real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación e identificará y resolverá las restricciones técnicas existentes en cada momento.

4.2 Restricciones técnicas

Para la resolución de una restricción técnica que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, el Operador del Sistema adoptará de entre las soluciones que resuelven la restricción aquella que represente el mínimo sobrecoste, utilizando para ello el resultado del despacho económico de la generación.

5. COMUNICACIÓN ENTRE EL OPERADOR DEL SISTEMA Y LOS AGENTES

Los agentes comunicarán al Operador del Sistema, tan pronto como sea posible, cualquier incidencia que pueda afectar a la programación de la cobertura en particular y a la operación del sistema en general.

El Operador del Sistema comunicará a los productores afectados las asignaciones realizadas para resolver los desvíos de generación y demanda y para resolver las restricciones técnicas quince minutos antes del cambio de hora.

Asimismo, para programaciones que no comprendan periodos horarios completos, el Operador del Sistema transmitirá a los agentes a la mayor brevedad posible las instrucciones que se requieran para la programación de la cobertura y la resolución de restricciones técnicas.

El intercambio de información se realizará mediante un sistema de telecomunicaciones redundante que posibilite el tratamiento informático de la misma.

6. MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN

En el caso en que, por razones de urgencia o por indisponibilidad de los sistemas informáticos u otra causa justificada, no sea posible resolver un desvío o una restricción técnica mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de operación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los agentes afectados y la Comisión Nacional de Energía.

P.O.3.4: PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE

1. OBJETO

Este procedimiento describe los flujos de información y los procesos necesarios para la elaboración de los planes de mantenimiento de los elementos y las instalaciones de las redes de transporte en los horizontes anual, semanal y de corto plazo de modo que:

- Se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de las unidades de producción.
- Se minimicen los costes variables de la operación de cada sistema de cada SEIE.
- Se obtenga un estado de disponibilidad de las redes de transporte y de los medios de producción que garantice la seguridad y la calidad del abastecimiento de la demanda.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) El Operador del Sistema
- b) Las empresas propietarias de instalaciones de la red de transporte.
- c) Empresas gestoras de las redes de distribución conectadas a la red de transporte, en su caso.
- d) Clientes directamente conectados a la red de transporte.
- e) Empresas propietarias u operadores de todos los grupos generadores directamente conectados a la red de transporte.

3. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El programa de mantenimiento comprende un Plan Anual, que será revisado bimestralmente, un Plan Semanal y una programación cuyo ámbito temporal es inferior a la semana, denominada de corto plazo, que termina en el tiempo real.

3.1 Plan Anual

El Plan Anual de Mantenimiento de la red de transporte es responsabilidad del Operador del Sistema e incluye todos los trabajos de los elementos y las instalaciones de la red de transporte, tal como dicha red se define en la normativa vigente y en el procedimiento correspondiente (P.O. 8.1 de los SEIE). Este Plan anual abarca el período comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre del año de estudio

3.1.1 Recepción y tratamiento de las propuestas de indisponibilidades

El Operador del Sistema elaborará el Plan Anual de Mantenimiento de las instalaciones de la red de transporte, a partir de las propuestas presentadas por las empresas propietarias sujetas a este procedimiento. Dichas propuestas deberán ser presentadas al Operador del Sistema antes del 1 de octubre de cada año, con la información relativa a las indisponibilidades del año siguiente debiendo constar:

- a) La empresa que solicita los trabajos;
- b) Los elementos afectados (línea, transformador, barra, protección, etc.) indicando el estado de disponibilidad previsto durante los trabajos;
- c) Una breve descripción de los trabajos a realizar y de sus implicaciones;
- d) La duración prevista;
- e) Las fechas deseadas de realización;
- f) El margen de movilidad posible en el calendario;
- g) La posibilidad de reposición diaria y tiempo de la misma;
- h) El tiempo de reposición en situación de emergencia;
- i) Cualquier otra información que se juzgue oportuna.

Con esta información, y teniendo en cuenta los programas de mantenimiento de las unidades de producción, el Operador del Sistema elaborará antes del 15 de diciembre el Plan Anual de Mantenimiento de la red de transporte, tratando de minimizar los costes variables de operación de cada sistema y de garantizar la seguridad y la calidad del abastecimiento de la demanda.

Para imponer el menor número posible de restricciones tanto para la generación como para la operación de cada sistema, el Operador del Sistema agrupará los diferentes trabajos buscando minimizar la indisponibilidad, eligiendo la mejor época del año y el horario más adecuado que permita la realización de todos los trabajos propuestos, y tendrá en cuenta las diferentes alternativas de plazos y modalidades técnicas manifestadas por las empresas propietarias de las instalaciones.

Tras su elaboración, el Operador del Sistema comunicará el Plan Anual a todos los sujetos afectados por este procedimiento.

En caso de no ser posible programar los trabajos en las fechas y formas propuestas por los propietarios de las instalaciones, el Operador del Sistema se lo comunicará con el fin de buscar nuevas alternativas viables.

Este plan se revisará bimestralmente por lo que las empresas propietarias de las instalaciones deberán actualizar la información descrita anteriormente como mínimo 20 días laborables antes de la fecha de publicación de cada revisión, que coincidirá con el primer día laborable del mes correspondiente.

Las alteraciones surgidas en el período de vigencia del Plan Anual que supongan una modificación de las hipótesis que sirvieron de base para su elaboración tales como las fechas de indisponibilidades de grupos generadores o indisponibilidades permanentes acaecidas en el plazo que media entre dos revisiones, se tendrán en cuenta en las sucesivas revisiones del Plan Anual.

3.2 Plan Semanal

El Operador del Sistema también elaborará un Plan Semanal con un horizonte de dos semanas, que permitirá a las empresas afectadas por este procedimiento, una adecuada programación de los trabajos y asegurará un estado de disponibilidad adecuado de la red de transporte en términos de seguridad y calidad de servicio. Los trabajos programados para la segunda semana estarán todavía sujetos a confirmación en la semana anterior a su ejecución.

En este plan se gestionarán tanto los trabajos programados en el ámbito anual como los que se soliciten por primera vez. Los trabajos incluidos en el Plan Anual deberán confirmarse en la programación semanal de la semana en que estuvieren previstos; en ningún caso pasarán al programa semanal de forma automática.

Para la elaboración del Plan Semanal las empresas deberán proponer al Operador del Sistema, antes de las 20 h del lunes anterior a la primera semana del horizonte de programación, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, la información indicada en el punto 3.1.1 para los trabajos que deban iniciarse en las dos siguientes semanas. En caso de existencia de día festivo en el período de análisis, el Operador del Sistema podrá requerir el envío de dicha información con anterioridad. El período semanal comienza a las 0 h del sábado y acaba a las 24 h del viernes de la semana siguiente.

El Plan Semanal estará constituido por los trabajos autorizados que comenzarán dentro del horizonte considerado y será publicado antes de las 14 h del jueves de la semana anterior a la que se programa.

Este plan hará distinción entre los trabajos cuya autorización se considera firme y aquellos cuya autorización permanece sujeta al cumplimiento de condiciones concretas de operación en el momento en que deban ejecutarse. Una vez conocidas las condiciones, los trabajos serán autorizados o denegados definitivamente.

3.2.1 Criterios de autorización de los trabajos

En la autorización de los trabajos a incluir en el Plan Semanal se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- a) Incompatibilidad de indisponibilidades simultáneas
En caso de incompatibilidad entre varios trabajos, tendrán prioridad de ejecución los que hubieran sido programados en el Plan Anual, con excepción de las indisponibilidades resultantes de averías que puedan poner en peligro la seguridad del sistema, personas o bienes.
- b) Alteraciones de las condiciones previstas a largo plazo
Una alteración sustancial de las condiciones de operación, en comparación con las que razonablemente hubieran sido consideradas en el momento de la ejecución del Plan Anual, podrá ser motivo para no autorizar un trabajo incluido en el Plan Anual. La decisión deberá estar justificada por el impacto negativo, bien desde el punto de vista técnico, bien desde el económico, que el trabajo induzca en la operación.
- c) Trabajos que den lugar a restricciones de generación.

Aquellos trabajos que hayan sido solicitados en las fechas inicialmente acordadas en el Plan Anual y cuya ejecución dé lugar a restricciones de producción de grupos generadores, serán autorizados en la semana en que se soliciten en firme siempre que las condiciones de operación previsibles a lo largo del año en curso no posibiliten otra fecha alternativa más aconsejable por razones técnicas o económicas.

Las indisponibilidades no programadas en el Plan Anual que supongan restricciones de equipo generador o no dispongan de reposición diaria o de emergencia adecuada, sólo serán autorizadas en caso de averías urgentes que pongan en peligro la seguridad del sistema, personas o bienes.

No obstante, si las condiciones de ejecución de los trabajos permitiesen la reposición, bien diaria, bien en cualquier momento a petición del Operador del Sistema, su autorización quedará condicionada hasta que se conozca el perfil de generación, o el valor de la demanda y el estado de la red en el periodo en cuestión. En el programa semanal, dichos trabajos se identificarán de forma que los respectivos despachos estén informados de las condiciones exigidas para su ejecución. Si la indisponibilidad no fuese autorizada finalmente por no cumplir las condiciones exigidas, entonces la petición será incorporada en la siguiente revisión del Plan Anual, sin perjuicio de que pueda ser solicitada en semanas posteriores y autorizadas en el caso de que fuera posible.

- d) Trabajos para los cuales es necesario estudiar si se requiere adoptar medidas provisionales de protecciones y, en su caso, de operación.

Los trabajos de esta naturaleza que no provengan del Plan Anual sólo serán autorizados cuando hayan sido convenientemente analizadas y programadas las medidas provisionales o especiales requeridas.

3.3 Programación a corto plazo

Los trabajos que surjan en un plazo inferior al indicado en el Plan Semanal, tal y como se ha descrito en el punto 3.2, se tratarán como trabajos de corto plazo. Su tramitación abarcará desde las 20 h del lunes -fin del plazo para el ámbito semanal- hasta el día en que se pretenda iniciar los trabajos.

3.3.1 Trabajos gestionados en el corto plazo.

Se considerarán indisponibilidades gestionables en el corto plazo aquéllas que presenten las siguientes características:

- Indisponibilidades fortuitas que, como consecuencia de una avería, no puedan ser resueltas de otra forma por parte del propietario de la instalación.
- Indisponibilidades urgentes que surjan tras una programación semanal y cuyo retraso para un posterior ciclo semanal conduzca a una merma apreciable de la seguridad del sistema, ponga en riesgo la seguridad de personas o instalaciones, o cree una restricción de generación o transporte.
- Indisponibilidades programadas que puedan ser anticipadas para un horizonte definido como de corto plazo, en el caso de que dicha anticipación sea favorable para el sistema. De acuerdo con la decisión a tomar por el Operador del Sistema, dichos trabajos se deberán iniciar cuanto antes.

- d) Indisponibilidades que, habiéndose tramitado en el horizonte semanal, su autorización hubiera quedado condicionada al conocimiento más concreto de las condiciones de operación. Las condiciones de ejecución de estos trabajos deberán permitir una reposición diaria o en un plazo razonable de interrupción de los trabajos a petición del Operador del Sistema.

- e) Trabajos en elementos que vayan a estar fuera de servicio por estar cubiertos por otros trabajos autorizados en el ámbito semanal y hayan surgido tras la pertinente decisión semanal.

3.3.2 Flujo de información

Para efectuar la tramitación de los trabajos referidos en el punto 3.3.1, las empresas afectadas por este procedimiento deberán facilitar al Operador del Sistema la siguiente información:

- Causa que justifique el tratamiento de la indisponibilidad en el corto plazo;
- Responsable de los trabajos;
- Elementos afectados (línea, transformador, barras, protecciones, etc.), indicando el estado de disponibilidad durante los trabajos;
- Duración prevista;
- Fecha deseada para su realización;
- Margen de movilidad posible de la fecha propuesta;
- Posibilidad de reposición diaria y tiempo de la misma;
- Tiempo de reposición en situación de emergencia;
- Cualquier otra información que se considere oportuna.

Para los trabajos descritos en el párrafo d) del punto 3.3.1 anterior no es necesario reenviar la información semanal. Sólo se debe indicar, en su caso, el cambio ocurrido en las condiciones de ejecución de los trabajos.

4. TRATAMIENTO DE LOS TRABAJOS EN LOS ANÁLISIS DIARIOS DE SEGURIDAD

De acuerdo con los resultados de sus análisis diarios de seguridad, el Operador del Sistema manifestará su conformidad o rechazo a la ejecución de los trabajos considerados como de corto plazo. Los trabajos ya autorizados continuarán su curso salvo que el Operador del Sistema, mediante justificación previa, determine su interrupción.

Si la naturaleza de los trabajos -como la reparación de averías de carácter urgente- obligara a una actuación de plazo inferior al diario, el Operador del Sistema comunicará su decisión a los sujetos afectados por este procedimiento lo más rápidamente posible, una vez analizada su repercusión en la seguridad del sistema afectado.

El Operador del Sistema pondrá a disposición de todos los agentes a las 8 h de cada día, una lista diaria de los trabajos en las redes de transporte que incluirá:

- el modo de programación: anual, semanal o corto plazo;

- las fechas de inicio y fin;
- la entidad responsable de los trabajos;
- cualquiera otra información que se juzgue necesaria.

P.O.3.6: COMUNICACIÓN Y TRATAMIENTO DE LAS INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios que deberán aplicarse para la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de los grupos generadores, con el fin de que el Operador del Sistema realice una adecuada programación de las unidades de producción y para que pueda efectuar las liquidaciones correspondientes a la retribución por garantía de potencia.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento debe ser aplicado por el Operador del Sistema y los agentes titulares de las unidades de producción, incluyendo las de régimen especial.

3. DEFINICIONES

Se considera que una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total.

4. RESPONSABILIDADES

Los agentes titulares de las unidades de producción son responsables de comunicar al Operador del Sistema cualquier indisponibilidad total o parcial, que haya afectado o pueda afectar a la capacidad de generación de sus respectivas unidades de producción, tan pronto como este hecho se produzca.

5. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS INDISPONIBILIDADES

Para determinar las potencias indisponibles y los periodos de indisponibilidad de las unidades de producción se atenderá como criterio general al recogido en la definición del punto 3. En situaciones concretas se considerarán los siguientes criterios particulares:

1. Independientemente de la causa que haya provocado la indisponibilidad, la potencia neta indisponible de un grupo, excepto en los casos para los que se indica un tratamiento específico, vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.
2. La desconexión no programada de alguna unidad de generación supondrá la indisponibilidad de la misma desde el momento de la desconexión. La finalización de una indisponibilidad no se considerará efectiva hasta que ésta sea comunicada al Operador del Sistema. En consecuencia, la comunicación de disponibilidad de una unidad de producción no tendrá efecto retroactivo.
3. Durante el proceso de arranque y parada de un grupo se considerará disponible toda su potencia neta instalada, salvo que exista alguna causa que lo limite. El

enfriamiento del grupo para realizar su mantenimiento programado se considera parte de la indisponibilidad por mantenimiento.

4. El retraso en el acoplamiento, siempre que éste se produzca una vez finalizada la hora en la que se hallaba programado, tendrá consideración de indisponibilidad total del grupo durante el período de tiempo comprendido entre el inicio de la hora en que estaba previsto acoplar y el instante de acoplamiento efectivo, en horas y minutos.
5. Por el contrario, el desacoplamiento por indicación del Operador del Sistema que tenga lugar antes de finalizar la hora entera en que se hallaba programado no supondrá indisponibilidad de la unidad de producción.
6. Durante el período de realización de pruebas se considerará que el grupo está disponible si las mismas han sido aprobadas previamente por el Operador del Sistema, y si la naturaleza de éstas permite su anulación o modificación, en caso de requerimiento del Operador del Sistema. Dichas pruebas no incluyen las comprobaciones asociadas al mantenimiento o la puesta en marcha, ni la realización de tareas de mantenimiento preventivo o correctivo.
7. La disponibilidad de una unidad de producción no se verá afectada cuando no existan medios suficientes en la red de transporte o, en su caso, en la red de distribución, que posibiliten la evacuación de la potencia de dicha unidad de producción, estando ésta en condiciones de generarla. Se considerarán, por el contrario, indisponibilidades del grupo generador todas aquellas situaciones de reducción de su producción debidas a problemas en elementos o equipos de conexión del grupo con el correspondiente punto frontera de la red de transporte, o en su caso, de la red de distribución (transformador de salida de grupo, interruptor de generación, líneas directas de conexión con la red de transporte o red de distribución, etc.).

6. PROCEDIMIENTO DE ACTUACIÓN

Tan pronto como una unidad de producción quede o vaya a quedar indisponible, el titular de la unidad de producción correspondiente lo comunicará al Operador del Sistema a través del despacho de maniobras o, en su caso, del centro de control correspondiente.

La información que deberá ser facilitada al Operador del Sistema será la siguiente:

- Unidad indisponible.
- Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad.
- Fecha y hora prevista para la normalización.
- Potencia neta disponible.
- Causa de la indisponibilidad.

Esta información deberá ser actualizada mediante la incorporación de la mejor previsión disponible en cada momento.

1. Tras recibir la declaración de una indisponibilidad, el Operador del Sistema procederá a actualizar todos los programas que pudieran verse afectados por la indisponibilidad comunicada.

2. Si la comunicación del programa horario no hubiera podido incluir una indisponibilidad habida, el desequilibrio de generación existente se corregirá mediante la utilización de reserva terciaria, sin que ello suponga modificación del programa horario comunicado con anterioridad.
3. La declaración de indisponibilidad y la correspondiente modificación del programa horario no eximirá al agente titular de la unidad de producción afectada de la responsabilidad de participar, en la medida que le corresponda, en los costes originados.
4. El Operador del Sistema podrá modificar la disponibilidad de las unidades de producción a partir de la información recibida de los agentes generadores y del comportamiento observado de las unidades de producción en el período de referencia.
5. El Operador del Sistema informará a la Autoridad Competente y a la CNE de los incumplimientos que observe por falta de comunicación de los datos de indisponibilidad por parte de los agentes titulares de las unidades de producción o errores en la información transmitida, y de las modificaciones que realice a las declaraciones de indisponibilidad de los agentes.

P.O. 5: DETERMINACIÓN Y ASIGNACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE TRANSPORTE

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer el método para determinar las pérdidas horarias producidas en la red de transporte y los coeficientes de pérdidas en cada uno de los nudos frontera de la red de transporte con las instalaciones de producción, con la red de distribución y con los consumidores directamente conectados a la red de transporte.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema.

3. ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LA RED DE TRANSPORTE

Para cada hora el Operador del Sistema estimará las pérdidas horarias totales en la red de transporte por diferencia entre los flujos de entrada y salida de potencia activa por los nudos frontera de la red de transporte.

Las pérdidas estimadas para cada hora se calcularán como el valor medio de las pérdidas obtenidas a partir del muestreo periódico realizado en cada hora de las medidas recibidas en el sistema de tiempo real. Previamente se efectuará un filtrado con objeto de eliminar aquellas medidas que pudieran ser erróneas. Como alternativa se podrán utilizar los casos horarios resueltos del estimador de estado del sistema de tiempo real.

Los datos horarios de las pérdidas estimadas en la red de transporte serán publicados diariamente por el Operador del Sistema.

4. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LA RED DE TRANSPORTE

El Operador del Sistema determinará para cada hora las pérdidas horarias totales (P_R) en la red de transporte por diferencia entre los valores medidos de la energía entregada a la red de transporte y de la energía recibida de ésta para su consumo en los nudos frontera de la red de transporte con las instalaciones de producción, con la red de distribución y con los consumidores directamente conectados a la red de transporte, en caso de que existan contadores de energía.

Dicha evaluación se llevará a cabo de acuerdo con el correspondiente procedimiento de medida vigente en cada momento.

El Operador del Sistema publicará diariamente los datos horarios de las pérdidas en red de transporte en caso de que puedan ser calculados a partir de los contadores de energía.

5. CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDAS POR NUDO

El Operador del Sistema determinará los coeficientes de pérdidas marginales de cada nudo frontera de la red de transporte, CP_i , mediante el cálculo del incremento de las pérdidas de la red de transporte provocado por una variación unitaria de la producción o el consumo en dicho nudo, es decir:

$$CP_i = (\Delta P_R / \Delta P_i)$$

Siendo ΔP_R la variación de pérdidas que experimenta la red de transporte como consecuencia de la variación ΔP_i de la potencia producida o consumida en el nudo frontera i -ésimo.

El orden relativo de estos coeficientes aporta información comparativa de la influencia de la situación geográfica y topológica de la producción o el consumo en las pérdidas de la red, para cada estado de carga.

Los coeficientes de pérdidas se determinarán para cada hora a partir de casos validados del estimador de estado en tiempo real del sistema de control del Operador del Sistema. En las horas en que los citados casos no estén disponibles, se utilizarán los de horas consecutivas con menores diferencias en el valor de demanda.

El Operador del Sistema publicará diariamente los coeficientes de pérdidas marginales.

P.O.7.1: SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN PRIMARIA

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es la determinación de las necesidades de regulación primaria en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) y establecer su asignación a los generadores que presten este servicio.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema y a las empresas productoras.

3. DEFINICIONES

La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados. Tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores acoplados de forma inmediata y autónoma por actuación de sus reguladores de velocidad como respuesta a las variaciones de la frecuencia. Dicha respuesta está caracterizada por el estatismo permanente y debe ser efectiva en menos de 30 segundos.

El estatismo permanente es la relación entre una variación cuasi estacionaria relativa de frecuencia en la red y la variación relativa de potencia del generador provocada por dicha variación de frecuencia.

$$R = - (\Delta f / f_n) / (\Delta P_g / P_n)$$

donde:

R = Estatismo (p.u.); f = frecuencia de la red; f_n = frecuencia nominal

P_g = Potencia generada; P_n = Potencia nominal del generador

La reserva primaria a subir es el volumen total de potencia entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia máxima disponible acoplada y la potencia real generada, que puede actuar en menos de 30 segundos de acuerdo con los estatismos de los grupos.

La reserva primaria a bajar es el volumen total de potencia entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible acoplada, que puede actuar en menos de 30 segundos de acuerdo con los estatismos de los grupos.

La banda de regulación primaria es el margen de potencia en el que el conjunto de los reguladores de velocidad pueden actuar de forma automática y en los dos sentidos, como consecuencia de un desvío de frecuencia

4. REQUISITOS DE REGULACIÓN PRIMARIA

La regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir establecer un estatismo en su regulador entre el 2 y el 5%. La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser inferior a ± 30 mHz y la banda muerta voluntaria nula.

No obstante, se admiten estatismos hasta el 7% y bandas muertas superiores a ± 30 mHz en aquellos generadores que estando en servicio con anterioridad a la aplicación de este procedimiento no tuvieran la capacidad técnica para ser adaptados para cumplir este requerimiento.

5. ASIGNACIÓN DE LA RESERVA DE REGULACIÓN

La asignación de reserva de regulación primaria por periodo de programación horario para cada sistema de los SEIE se establecerá conforme al procedimiento P.O. 1

La banda máxima y mínima de reserva de regulación primaria para cada grupo generador del sistema se determinará en función proporcional a su potencia neta disponible e inversamente proporcional a su estatismo y velocidad de respuesta.

Es conveniente notar que la reserva secundaria participará en la regulación primaria aunque no se contabilice como reserva primaria. Por consiguiente, ante un evento de desequilibrio entre la generación y el consumo, la regulación primaria hará uso de parte de la reserva secundaria.

6. OBLIGATORIEDAD DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Todas las unidades de producción deberán disponer de capacidad de regulación primaria.

En el caso de que técnicamente, una unidad de producción no pueda contar con el equipamiento adecuado, el servicio complementario deberá ser asignado, previa autorización del Operador del Sistema, a cualquiera de los restantes grupos acoplados de la misma empresa productora, o en su caso, contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otros agentes que puedan prestarlo. El contrato, que tendrá carácter reglado, será comunicado al Operador del Sistema, que certificará el servicio efectivamente prestado en ejecución de dicho contrato y se liquidará por las partes al precio que hubieran pactado.

7. COMUNICACIÓN DE DATOS

Las empresas de generación deberán declarar las características de los reguladores primarios de los generadores de su propiedad, así como el estatismo de cada grupo antes del 30 de noviembre de cada año.

Las empresas de generación deberán comunicar tan pronto se produzca, cualquier cambio en las características técnicas de los generadores que pudieran afectar a su reserva primaria.

8. CONTROL DEL CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS

Se comprobarán las declaraciones realizadas mediante auditorías e inspecciones técnicas.

Las inspecciones de todos los equipos se realizarán a lo largo de un periodo cíclico de cinco años, seleccionando mediante un sistema aleatorio los equipos que deben ser revisados cada año.

P.O.7.2. SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer el método de asignación de la reserva de regulación secundaria en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) a las diferentes unidades de producción que participen en la prestación de este servicio complementario, y el control de su ejecución.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema y a las empresas productoras.

3. DEFINICIONES

La regulación secundaria es el mecanismo que, a través de un regulador maestro de control, gestiona la potencia de los generadores incluidos en dicho mecanismo con el objeto de eliminar los errores de régimen permanente en la frecuencia (no corregidos por la regulación primaria) para devolver el sistema a la frecuencia nominal en menos de 15 minutos después de un evento desequilibrante entre generación y consumo.

Por regulador maestro se puede entender cualquier elemento de control, totalmente automático (AGC) o semiautomático (mediante la intervención de operadores) que garantice el objetivo de control indicado en el párrafo anterior.

La regulación secundaria es un servicio complementario obligatorio y retribuido.

La reserva secundaria a subir es el volumen total de potencia entre todos los generadores acoplados, bajo control del regulador maestro, resultante de la diferencia entre la potencia máxima disponible acoplada para atender las necesidades de regulación secundaria y la potencia real generada.

La reserva secundaria a bajar es el volumen total de potencia entre todos los generadores acoplados, bajo control del regulador maestro, resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible acoplada para atender las necesidades de regulación secundaria.

Es conveniente notar que, de acuerdo a su definición, la reserva secundaria participará en la regulación primaria aunque no se contabilice como reserva primaria. Por consiguiente, ante un evento de desequilibrio entre la generación y el consumo, la regulación primaria hará uso de parte de la reserva secundaria, de manera que, el regulador maestro sólo dispondrá de la reserva no utilizada por la regulación primaria para reponer la frecuencia nominal.

4. ASIGNACIÓN DE LA RESERVA DE REGULACIÓN

La asignación de reserva de regulación secundaria por periodo de programación horario para cada sistema en los SEIE se establecerá conforme al procedimiento P.O.1

Para cada periodo de programación horario, el Operador del Sistema calculará y asignará a cada unidad de producción, bajo control del regulador maestro, las bandas de regulación secundaria tanto a subir como a bajar conjuntamente con el cálculo del despacho económico de forma que se minimicen los costes de producción, considerando los criterios de seguridad.

5. OBLIGATORIEDAD DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Cada grupo generador de cada sistema deberá disponer al menos de capacidad de regulación secundaria, proporcional a su potencia neta disponible, en base a la reserva de regulación secundaria total del sistema en cada periodo de programación horario.

En el caso de que técnicamente no sea posible contar con el equipamiento adecuado, el servicio complementario deberá ser prestado por otros grupos generadores de la misma empresa o contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otra empresa generadora que pueda prestarlo. El contrato, en su caso, que tendrá carácter reglado, será comunicado al Operador del Sistema, que certificará el servicio efectivamente prestado en ejecución de dicho contrato y se liquidará por las partes al precio que hubieran pactado.

6. COMUNICACIÓN DE DATOS

Antes del 30 de noviembre de cada año, las empresas de generación deberán declarar los grupos generadores de su propiedad con capacidad de aportar banda de regulación secundaria de forma automática o semiautomática.

7. VALORACION DEL SERVICIO DE REGULACION SECUNDARIA

La valoración del servicio complementario de regulación secundaria se realizará tanto por la banda de potencia de regulación disponible como por la utilización de la reserva de acuerdo al procedimiento de liquidación de la energía en los SEIE vigente .

8. CONTROL DE LA RESPUESTA DE LA REGULACION

El control de la respuesta de la regulación secundaria se realizará a nivel de cada sistema de cada SEIE.

Se considerará que ha existido un incumplimiento de respuesta cuando, transcurridos 15 minutos desde un evento desequilibrante entre la generación y el consumo de magnitud igual o inferior a la reserva prevista, la frecuencia no alcance el margen de funcionamiento normal del sistema indicado en el P.O. 1.

Los incumplimientos de banda y la falta de calidad de la respuesta repercutirán económicamente a la empresa responsable dejando de percibir la totalidad de la banda asignada de regulación secundaria en los periodos de programación horarios en que se produzca un incumplimiento.

P.O. 7.3: SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN TERCIARIA

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es describir el método para la determinación de la reserva necesaria de regulación terciaria en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), y su asignación a las distintas unidades de producción y el control de su ejecución.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema y a las empresas productoras.

3. DEFINICIONES

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter obligatorio.

Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores que estén o no acoplados.

La reserva terciaria acoplada se define como la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción, una vez descontada la reserva primaria y la secundaria, en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenido al menos, durante dos horas consecutivas.

La reserva terciaria parada tendrá en cuenta los tiempos de arranque de las unidades de producción. Se considerará reserva terciaria parada a la reserva disponible en las unidades de producción capaces de alcanzar el mínimo técnico como máximo en 25 minutos.

El Operador del Sistema actualizará anualmente un listado de los tiempos de arranque de cada uno de los grupos. Las empresas de generación deberán declarar las características y tiempos de arranque de cada grupo antes del 30 de noviembre de cada año.

4. ASIGNACIÓN DE LA RESERVA DE REGULACIÓN

El Operador del Sistema establecerá el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada periodo de programación horario conforme al procedimiento P.O.1.

5. OBLIGATORIEDAD DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

El servicio de regulación terciaria será prestado por las unidades de producción necesarias para cubrir la reserva terciaria entre las disponibles durante el periodo de programación horario.

6. VALORACION DEL SERVICIO DE REGULACION TERCIARIA

La valoración del servicio complementario de regulación terciaria se realizará por la utilización de la reserva de acuerdo al procedimiento de liquidación de la energía en los SEIE vigente.

7. CONTROL DE LA RESPUESTA DE LA REGULACION

El Operador del Sistema efectuará el control de la respuesta de la regulación terciaria, la cual se realizará a nivel de unidad de producción dentro de cada sistema, considerándose cumplido si alcanza el valor requerido de potencia en un tiempo inferior al resultante de las consideraciones realizadas en el apartado 3 de este procedimiento.

Los incumplimientos por falta de calidad de la respuesta se penalizarán considerando indisponible el grupo a efectos de cobro de garantía de potencia durante el tiempo en que no cumpla con el requerimiento de utilización de la reserva terciaria.

P.O. 8.1: DEFINICIÓN DE LAS REDES BAJO LA GESTIÓN TÉCNICA DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DE LAS REDES OBSERVABLES

1. OBJETO

Este procedimiento tiene por objeto definir la red cuya gestión es responsabilidad del Operador del Sistema, definiendo, así mismo, las instalaciones de otras redes cuyos datos estructurales y variables de funcionamiento en tiempo real deban conocerse para garantizar la seguridad y la fiabilidad de la operación del sistema.

Se definen también las diferentes actuaciones que el Operador del Sistema y las empresas propietarias deberán aplicar a estas instalaciones.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- El Operador del Sistema.
- Las empresas transportistas.
- Las empresas distribuidoras.
- Los Clientes directamente conectados a la red de transporte
- Los Productores conectados a la Red de Transporte o que tienen una influencia significativa sobre la misma.

3. DEFINICIONES

3.1 Red bajo gestión técnica del Operador del Sistema

Es el conjunto de instalaciones de cuya gestión técnica es responsable el Operador del Sistema. Esta red está constituida por la red de transporte y la red observable.

3.2 Red de Transporte

De acuerdo con la Ley 54/1997, y adaptada a la reglamentación que se desarrolla para estos sistemas insulares y extrapeninsulares mediante el Real Decreto 1747/2003, la constituyen los siguientes elementos:

- Las líneas de tensión igual o superior a 66 kV.
- Las interconexiones entre el sistema peninsular y los sistemas insulares y extrapeninsulares y las conexiones interinsulares, independientemente de su tensión.
- Los parques de tensión igual o superior a 66 kV
- Los transformadores cuya tensión de secundario sea mayor o igual a 66 kV

- Cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectado a las redes de tensión igual o superior a 66 kV y aquellos que estén conectados en terciarios de transformadores de la red de transporte.
- Todas aquellas instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que determine la Ciudad o Comunidad Autónoma, a propuesta del Operador del Sistema, que puedan realizar funciones normalmente asignadas a la red de transporte.
- Todas aquellas instalaciones que, como resultado del proceso de planificación de la red de transporte de energía eléctrica, determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta de la Ciudad o Comunidad Autónoma y previo informe del Operador del Sistema.

La consideración de nuevas instalaciones de transporte que no estén incluidas en la planificación, requerirá la aprobación de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta, de forma motivada, de la Dirección General correspondiente de la Ciudad o Comunidad Autónoma donde se localicen, y previo el informe del Operador del Sistema.

Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida. Igualmente se consideran elementos constitutivos de la red de transporte de energía eléctrica los centros de control del transporte, así como otros elementos que afecten a instalaciones de transporte.

No formarán parte de la red de transporte los transformadores de los grupos de generación, las instalaciones de conexión de dichos grupos a la red de transporte, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

3.3 Red observable

La red observable estará constituida por aquellas otras instalaciones cuya topología y medidas de variables de control en tiempo real deben ser conocidas por el Operador del Sistema para gestionar adecuadamente el sistema y efectuar los estudios de seguridad en todos los horizontes temporales, con la precisión, requerida.

Esta red estará constituida por los parques, cualquiera que sea su tensión, que tengan transformación directa a la Red de Transporte.

Así mismo, formarán parte de la Red Observable aquellos elementos de operación normalmente mallada cuya influencia en la Red de Transporte sea superior al 5% (In). El método para calcular esa influencia se recoge en el anexo.

Igualmente, constituirá Red Observable todos aquellos elementos que se sitúen sobre un parque con generación gestionada por el Operador del Sistema, cualquiera que sea su tensión.

4. ACTUACIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA SOBRE LA RED GESTIONADA

En la red gestionada, el Operador del Sistema será responsable de emitir las instrucciones necesarias a las empresas transportistas para la realización de las maniobras de los elementos de la red, incluyendo entre otras:

- La gestión de la topología, adecuándola a las diferentes circunstancias de la explotación, tanto el régimen normal como en régimen perturbado.
- La gestión de los elementos de control de tensión disponibles, en particular los reguladores de los transformadores.
- La aprobación y supervisión en su caso, de los planes de trabajo en las instalaciones, en los distintos ámbitos temporales, tanto por motivos de mantenimiento preventivo como correctivo.
- La aprobación y supervisión, de los planes necesarios para la puesta en servicio de nuevas instalaciones.
- Sobre alguna de estas instalaciones, el Operador del Sistema podrá acordar la delegación de estas actuaciones con los propietarios de las mismas.

5. DETERMINACIÓN Y PUBLICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE LA RED OBSERVABLE.

El Operador del Sistema determinará y mantendrá actualizada una lista con las instalaciones pertenecientes a la red observable, basándose en los criterios indicados en los puntos anteriores.

Para ello dos meses antes de la puesta en servicio de un transformador conectado a la Red de Transporte o de una instalación ubicada en un parque con transformación directa a la Red de Transporte o generación gestionada por el Operador del Sistema o una instalación de generación, cualquiera que sea su régimen, el propietario de la instalación enviará al Operador del Sistema la información estructural establecida en el punto 6 para instalaciones de la red observable, y, en su caso, el Operador del Sistema analizará la repercusión de la nueva instalación sobre los Planes de Reposición de Servicio.

6. TRATAMIENTO DE LA RED COMPLEMENTARIA Y DE LA RED OBSERVABLE

6.1 Red observable

A la red observable le será de aplicación todo lo definido en los procedimientos de operación para la red de transporte.

6.2 Información estructural de la red observable

Los propietarios de instalaciones de la red observable pondrán a disposición del Operador del Sistema la información estructural que se recoge en el procedimiento de operación P.O. 9 de los SEIE.

El Operador del Sistema, previa justificación, podrá solicitar información acerca de nuevas instalaciones o modificación de las existentes.

6.3 Información en tiempo real de la red observable

La información de red observable a recibir por el Operador del Sistema en tiempo real será la recogida en el procedimiento de operación P.O.9 de los SEIE.

ANEXO DEL P.O. 8.1: DETERMINACIÓN DE LA INFLUENCIA EJERCIDA SOBRE LA RED DE TRANSPORTE POR LOS ELEMENTOS DE REDES DE TENSIONES INFERIORES

Para determinar la influencia ejercida sobre la red de transporte por los elementos de redes de tensiones inferiores se seguirá el siguiente método:

Calcular:

$$I_n = \frac{CT_f - CT_i}{RT} * \frac{RO}{CO_i} * 100$$

Donde:

I_n = Influencia de la rama o conjunto de ramas sobre el elemento de la red de transporte, en %.

CT_f = Circulación de potencia activa en el elemento de la red de transporte tras fallo de otro elemento de la red de transporte cuando no está modelada la rama o agrupación de ramas de la red de tensión inferior.

CT_i = Circulación de potencia activa en el elemento de la red de transporte tras fallo de otro elemento de la red de transporte cuando sí está modelada la rama o agrupación de ramas de la red de tensión inferior.

RT = Capacidad de transporte nominal del elemento de la red de transporte.

RO = Capacidad de transporte nominal de la rama o agrupación de ramas de la red de tensión inferior.

CO_i = Circulación en la rama o suma de circulaciones de la agrupación de ramas de las que se va a calcular su influencia.

Este cálculo se realizará para cada elemento ajeno a la red de transporte evaluando su influencia sobre todos y cada uno de los elementos de la red de transporte, tomando como influencia la mayor de ellas. A su vez, la evaluación de cada influencia sobre cada uno de los elementos de la red de transporte se determina en situación de fallo de otro cualquiera de los elementos de dicha red. De esta forma, siendo N el número de elementos de la red de transporte, para cada elemento ajeno a la red de transporte se evaluará $N*(N-1)$ veces la fórmula, tomándose como tanto por ciento de influencia el mayor valor obtenido. Se identificará cual es el elemento de la red de transporte influenciado con ese tanto por ciento y cual es el elemento de la red de transporte cuyo simulación de fallo tiene ese tanto por ciento de diferencia sobre el elemento influenciado entre considerar o no en el modelo el elemento ajeno a la red de transporte evaluado.

Todos lo anterior se calculará con toda la red de transporte en servicio. Igualmente se considerará en servicio toda la red ajena a la red de transporte que está siendo evaluada, incluso aquellas líneas que normalmente se exploten abiertas.

Una vez delimitadas las ramas con influencia sobre la red de transporte, para representarla en el modelo de aplicaciones de red debe ser eléctricamente coherente, es decir, se añadirán a las ramas que garantizan su unión con el resto de la red de transporte.

P.O. 8.2: CRITERIOS DE OPERACIÓN

1. OBJETO

El objeto de este Procedimiento es establecer las actuaciones para la operación de las instalaciones de la red bajo la gestión técnica del Operador del Sistema en los diferentes estados que puedan encontrarse los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), así como, establecer los criterios generales para el control de la tensión

2. ALCANCE

En el presente Procedimiento se establecen:

- El alcance general de las actuaciones del Operador del Sistema sobre las instalaciones del sistema de producción y transporte.
- Las actuaciones requeridas para la operación de las instalaciones de la red bajo la gestión técnica del Operador del Sistema en los diferentes estados en que puede encontrarse el sistema eléctrico en relación con su seguridad.
- La operación del sistema en relación con el control de tensión de la red de transporte.
- Las medidas excepcionales de operación que podrá adoptar el Operador del Sistema, y que deberán ejecutar los agentes afectados para garantizar la cobertura de la demanda cuando el sistema eléctrico se encuentre en situación de alerta o emergencia de cobertura.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- Operador del Sistema
- Las empresas propietarias u operadoras de instalaciones consideradas como red de transporte.
- Empresas gestoras de las redes de distribución.
- Clientes directamente conectados a la red de transporte.
- Empresas propietarias u operadoras de grupos generadores conectados a la red de transporte o que tengan influencia directa sobre ésta.

4. RESPONSABILIDADES

El Operador del Sistema es responsable de la emisión de las correspondientes instrucciones de operación a las empresas de transporte, de distribución y de generación, y, en su caso, a los centros de control del régimen especial.

Las empresas de transporte, de distribución, de generación y los generadores en régimen especial son responsables de la adecuada ejecución de las instrucciones emitidas por el Operador del Sistema, para lo que será preciso, en su caso, que las

mismas sean transmitidas a los generadores en régimen especial por las empresas de distribución y los centros de control del régimen especial.

5. ACTUACIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA SOBRE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

El Operador del Sistema, es responsable de emitir las instrucciones necesarias a las empresas de generación y de transporte para la realización de las maniobras de los elementos del sistema de producción y transporte, incluyendo entre otras:

- La gestión de la topología, adecuándola a las diferentes circunstancias de la operación.
- La gestión de los elementos de control de tensión disponibles, en particular, la generación y absorción de potencia reactiva por las unidades de generación, el uso de reactancias y de baterías de condensadores y de los reguladores de los transformadores.
- La aprobación y supervisión, en su caso, de los planes de trabajo en las instalaciones, ya sea programados o sobrevenidos, en los distintos ámbitos temporales, tanto por motivos de mantenimiento preventivo como correctivo.
- La aprobación y supervisión de los planes necesarios para la puesta en servicio de nuevas instalaciones.

Las instrucciones emitidas a los diferentes agentes deberán quedar debidamente registradas en equipos previstos a tal efecto.

6. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS

6.1 Estados posibles de los sistemas

De acuerdo con lo indicado en el P.O. 1, se pueden distinguir cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

- Estado normal.
- Estado de alerta.
- Estado de emergencia.
- Estado de reposición.

6.2 Operación en estado normal

En esta situación, la operación de cada Sistema debe estar dirigida a mantenerlo en un punto de funcionamiento que garantice:

- El mantenimiento de la frecuencia dentro de la banda establecida.
- Los márgenes de seguridad, mediante la aplicación de los planes de control de tensión y la adopción de las medidas preventivas pertinentes derivadas de los análisis de seguridad realizados.

Si un agente considera necesario realizar una determinada maniobra, deberá proponerla previamente al Operador del Sistema quien, una vez analizada, dará su conformidad si fuera procedente.

Si la iniciativa para realizar la maniobra procede del Operador del Sistema, dará las instrucciones oportunas a la empresa propietaria de la instalación, o, en su caso, a la que tenga asignada la operación de dicha instalación. Si el agente que opera dicha instalación advirtiera algún inconveniente para la maniobra deberá comunicarlo de inmediato.

Toda maniobra que deba ser realizada en el sistema deberá contar con la conformidad previa del Operador del Sistema, excepto aquéllas cuya necesidad se derive de la existencia de riesgo inminente para la seguridad de las personas o las instalaciones. En este caso la empresa que haya realizado la maniobra deberá informar al Operador del Sistema posteriormente en el plazo más breve posible.

6.3 Operación en estado de alerta

En esta situación todas las actuaciones que se lleven a cabo en la red estarán encaminadas a devolver el sistema a su estado normal o a mitigar las consecuencias que pudieran derivarse de una evolución desfavorable del estado del sistema. Para ello el Operador del Sistema determinará las acciones más adecuadas sobre la topología de la red y el estado de la generación, y ordenará a los agentes responsables de las instalaciones la ejecución de las maniobras necesarias.

El proceso de detección y corrección de una situación de alerta es el siguiente:

- Evaluación de los riesgos potenciales que se derivarían si se produjesen determinadas contingencias.
- Determinación y análisis de las posibles acciones correctoras y preventivas.
- Aplicación de las acciones correctoras o preventivas requeridas.

6.3.1 Evaluación de los riesgos potenciales

Una vez determinadas las contingencias que provocarían las violaciones de los límites establecidos por los criterios de seguridad, se identificarán, para cada una de ellas, las posibles repercusiones sobre el sistema eléctrico.

Se asignará un nivel de riesgo especial a aquellas contingencias que lleven asociados incidentes de gran amplitud con unas consecuencias potenciales muy importantes, al poder dar lugar a:

- Un incidente generalizado (desconexiones en cadena, colapso de tensión, variación inadmisibles de la frecuencia, pérdida de estabilidad que pueda conducir a la pérdida de una gran parte del sistema, etc.)
- Un incidente de gran amplitud, que sin llegar a degenerar en un incidente generalizado puede afectar, sin embargo, a un volumen muy importante de mercado.

En la evaluación de riesgo de cada contingencia se prestará especial atención a las circunstancias que puedan incrementar la probabilidad de ocurrencia de la contingencia analizada.

Se tendrán en cuenta así, entre otras circunstancias, las siguientes:

- Condiciones climatológicas adversas (tormentas, viento, nieve, etc.).
- Riesgo de incendios que puedan afectar a las instalaciones.
- Problemas identificados en equipos de las instalaciones.
- Alerta especial frente a sabotajes.

6.3.2. Determinación y análisis de las posibles acciones correctoras y preventivas

En todos aquellos casos en los que determinadas contingencias pudieran ocasionar un incidente generalizado o de gran amplitud, se deberá elaborar un plan de salvaguarda para reducir tanto como sea posible las consecuencias que se deriven de las contingencias indicadas.

En estos planes de salvaguarda se contemplarán, para cada una de las contingencias que planteen problemas graves para la seguridad del sistema en cuestión, las acciones preventivas y/o correctoras de operación que deberían aplicarse llegado el caso con el fin de garantizar la seguridad del sistema (redespacho de generación, reposición de emergencia de elementos en descargo, modificación, en su caso, de los programas de intercambio interinsular, aplicación de interrumpibilidad, deslastre de carga, etc.).

Cuando las contingencias puedan provocar un incidente generalizado o un incidente de gran amplitud y las posibles acciones correctoras post-contingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo razonablemente corto será necesario adoptar medidas preventivas. Estas medidas podrían ser el acoplamiento de nuevas unidades de producción no incluidas en el programa de producción. Cuando sean posibles varias soluciones, se elegirá aquella que introduzca un menor sobre coste.

6.3.3 Aplicación de las acciones correctoras y preventivas

Cuando sea preciso adoptar medidas correctoras o preventivas, éstas deberán aplicarse lo antes posible, en particular si concurren circunstancias especiales que incrementen la probabilidad de ocurrencia de otras contingencias.

Una vez tomada por parte del Operador del Sistema la decisión de ejecución de las medidas antes reseñadas dará las instrucciones oportunas a las empresas afectadas, quienes deberán responsabilizarse de su rápido cumplimiento.

Cuando la acción correctora proceda de la actuación de los automatismos instalados en la red, los agentes implicados, a la mayor brevedad posible, informarán al Operador del Sistema tanto del alcance como del funcionamiento de los equipos automáticos.

Si surgiere alguna dificultad en la puesta en práctica de dichas instrucciones, las empresas responsables comunicarán al Operador del Sistema esta circunstancia a la mayor brevedad posible.

6.4 Operación en estado de emergencia

Durante la operación, en el caso de que el sistema pasara a estado de emergencia, el Operador del Sistema atenderá prioritariamente al restablecimiento urgente de la seguridad hasta devolver el sistema a su estado normal.

En esta situación, el Operador del Sistema tomará las medidas que estime necesarias, coordinando las actuaciones sobre el sistema de producción y transporte, para conseguir de la forma más rápida posible que las variables de control de la seguridad del sistema eléctrico vuelvan a éste a su estado normal.

Las pautas de actuación serán completamente análogas a las indicadas en el apartado 6.3, sobre las que el hecho diferenciador esencial será dar prioridad a las medidas que se muestren más eficaces considerando que la rapidez de su implantación es esencial cuando las violaciones existentes de los criterios de seguridad sean graves.

Asimismo, en el caso de producirse alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local, motivada por un incidente en el sistema de producción y transporte, el Operador del Sistema deberá coordinar con los despachos de los agentes afectados, la reposición del servicio.

6.5 Operación en estado de reposición

El proceso de reposición será coordinado y dirigido en todo momento por el Operador del Sistema.

Una vez detectada la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero total), el Operador del Sistema atenderá prioritariamente a la reposición urgente del suministro eléctrico en la zona afectada.

El Operador del Sistema deberá poner en conocimiento de las Administraciones competentes la existencia de la perturbación e informarles de su evolución. Asimismo, informará de su existencia a la Comisión Nacional de Energía y a los agentes del sistema.

En estado de reposición el Operador del Sistema, con el concurso de las empresas transportistas, de los productores y de los gestores de distribución, dispondrá las actuaciones sobre los elementos de la red en la forma siguiente:

- Activará los Planes de Reposición del Servicio (PRS) correspondientes, cuando éstos sean de aplicación por las características y/o extensión del incidente, pudiendo complementarlos o modificarlos cuando las circunstancias así lo aconsejen.
- Si no existe un PRS aplicable a la situación que se presenta, el Operador del Sistema dirigirá la reposición dando las instrucciones necesarias a los distintos transportistas y, en su caso a los productores y a los gestores de distribución, basando sus decisiones en la información suministrada por los agentes, en su propia experiencia y en las herramientas y ayudas de que disponga.
- Se adoptarán las medidas precisas para asegurar de forma prioritaria la alimentación de los servicios auxiliares de las centrales
- Se suspenderán los descargos en curso que puedan tener incidencia en el proceso de reposición.

Adicionalmente, los centros de control tomarán las medidas precisas que aseguren el correcto funcionamiento de los sistemas informáticos, las vías de comunicaciones y la alimentación eléctrica a los propios centros de control y a las instalaciones vitales.

Si un centro de control hubiera quedado inhabilitado para operar, será su centro de control de respaldo, si existe, quien asuma temporalmente las funciones de aquél, informando de esta eventualidad al Operador del Sistema. Cada centro de control deberá establecer los procedimientos operativos para la correcta operación de su centro de control de respaldo.

Cada centro de control alertará a los retenes de las diferentes instalaciones y servicios por él coordinados para posibilitar una rápida intervención.

7. CONTROL DE LAS TENSIONES EN EL SISTEMA

Los criterios de operación para el control de las tensiones de los nudos pertenecientes a la red de transporte serán los establecidos en el procedimiento P.O.1 y en el Plan de Control de Tensión.

El Operador del Sistema supervisará en tiempo real que la tensión en los nudos de la red de transporte se ajuste a las consignas de tensión y factores de potencia resultantes del Plan de Control de Tensión. Asimismo, deberá garantizar que se cumplen los criterios de seguridad y funcionamiento para la operación del sistema eléctrico exigibles, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento P.O.1.

Para ello, el Operador del Sistema, impartirá a los proveedores del servicio las instrucciones necesarias para la operación de los medios de control de tensión de su propiedad, a saber:

- Maniobra de los elementos de compensación de reactiva conectados en la red de transporte
- Cambio de las tomas de regulación de los transformadores.
- Modificación de las consignas de tensión de los grupos.

Las empresas propietarias de elementos de control de tensión, deberán informar al Operador del Sistema, a la mayor brevedad posible, de cualquier circunstancia que pueda afectar a la disponibilidad y utilización de los elementos de control de tensión de su propiedad.

8. MEDIDAS DE OPERACIÓN PARA GARANTIZAR LA COBERTURA DE LA DEMANDA EN SITUACIONES DE ALERTA Y EMERGENCIA

El sistema eléctrico se encontrará en situación de emergencia de cobertura cuando exista una violación de los criterios de funcionamiento y seguridad contemplados en el procedimiento P.O.1 o una alta probabilidad de que ésta se presente, siempre que ello lleve asociado un grave riesgo objetivo para la garantía del suministro del conjunto del sistema o de áreas importantes del mismo, y al mismo tiempo se produzca o se pueda producir el agotamiento de los recursos para realizar la cobertura de la demanda eléctrica.

Análogamente se entenderá que el sistema eléctrico se encuentra en situación de alerta de cobertura si la ocurrencia de alguna de las contingencias consideradas en el procedimiento de operación indicado condujera a aquel a situación de emergencia de cobertura.

En este procedimiento se indican las medidas de operación que se podrán adoptar, independientemente de que su ejecución pueda derivarse de la aplicación de éste o de otros procedimientos de operación en vigor, según sea la situación de alerta o emergencia de cobertura que se presentase.

Por su propia naturaleza algunas de las medidas se aplicarán simultáneamente y otras de forma secuencial considerando el orden en el que se enumeran en este procedimiento de operación que, en todo caso, se considerará orientativo, debiendo ser el Operador del Sistema quien determine la secuencia temporal de su aplicación en función de las condiciones de operación efectivamente existentes. Adicionalmente, cuando sea de aplicación para las medidas a adoptar, El Operador del Sistema realizará la implementación de las medidas de operación con tanta antelación como sea posible, dentro del proceso de programación diaria de la generación, si esto fuera factible o, en su caso, en tiempo real.

Con esa finalidad, el Operador del Sistema informará a los sujetos afectados por la aplicación de este procedimiento, así como a la Comisión Nacional de Energía y a las Administraciones Públicas de la existencia de un escenario de operación en el que se prevea como probable la aplicación de las medidas de operación contempladas en el mismo. El preaviso con el que se informará podrá llegar a ser de siete días, si las circunstancias lo permiten. En su caso, dichas medidas se ratificarán el día previo al de su implantación y se confirmarán en tiempo real, cuando sea procedente.

8.1 Situación de alerta de cobertura a corto plazo

1º. Reponer los descargos en las redes de transporte y de distribución para los que exista esa posibilidad, siempre que ello contribuya a incrementar la seguridad del sistema.

2º. Establecer las limitaciones precisas a la producción de los grupos generadores y/o al bombeo basadas en la garantía de suministro a corto plazo.

Las limitaciones anteriores serán complementarias de las limitaciones que sobre dichas unidades se hayan de establecer por razones de seguridad a corto plazo, en aplicación de otros procedimientos de operación vigentes.

3º. Modular la producción hidráulica (en su caso) para obtener la máxima capacidad de producción en las horas punta.

Cuando exista bajo nivel en las reservas hidráulicas será preciso programar turbinación en determinados embalses de forma que se garantice la existencia de la cota precisa en otros dependientes de aquellos para que sea posible producir la máxima potencia hidráulica en las horas de mayor demanda.

4º. Dar instrucciones a las empresas de distribución para que requieran a los generadores en régimen especial para realizar la entrega de su potencia máxima disponible y el acoplamiento de todos los medios de compensación de reactiva. Esta última medida también será de posible aplicación a los clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5 (RD 1164/2001 de 26 de octubre).

5º. Fijar los días tipo A correspondientes a la tarifa horaria de potencia en los periodos adecuados para una mejor contribución a la garantía de suministro.

6º. Aplicar interrumpibilidad a nivel total o zonal, según se requiera, a los clientes acogidos a este tipo de tarifa.

El Operador del Sistema podrá admitir que los clientes interrumpibles, tras recibir la orden de interrupción, permanezcan con un consumo de potencia superior al establecido en su contrato, siempre que ello comporte un incremento de la potencia reactiva vertida a la red que suponga, al menos, tres veces el consumo de potencia activa realizado, y que el cumplimiento de dicha medida pueda ser verificado en tiempo real por el Operador del Sistema o por las empresas de distribución.

8.2 Situación de emergencia de cobertura

1º. Adoptar las medidas precisas para obtener la máxima operatividad posible en las subestaciones críticas identificadas previamente por el Operador del Sistema y posibilitar el arranque autónomo de las centrales contempladas en los Planes de Reposición del Servicio. Las medidas indicadas podrán contemplar el incremento de la disponibilidad o movilidad del personal de operación así como cualquier otra acción que se estime necesaria.

2º. Deslastre de carga manual selectivo. En los términos y condiciones establecidos en el procedimiento P.O.1.

Especialmente en el caso de aquellas medidas de operación para las que exista alguna limitación normativa que limite su aplicación, como es el caso de la aplicación de interrumpibilidad, el orden indicado deberá considerarse como orientativo.

9. CONTROL DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA

El Operador del Sistema supervisará en todo momento los valores de la frecuencia, comprobando que se mantengan en los márgenes establecidos, para ello, se atenderá a lo indicado en el procedimiento P.O. 1. y en los procedimientos P.O. 7.1, P.O.7.2 y P.O. 7.3 que desarrollan los criterios para la determinación de las reservas de regulación necesarias en el sistema, para conseguir el adecuado equilibrio generación-demanda.

10. MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN

Con objeto de afrontar situaciones no previstas en este procedimiento o por cualesquiera otras razones debidamente justificadas, el Operador del Sistema bajo su mejor criterio podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas, justificando con posterioridad la oportunidad de sus actuaciones ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la Comisión Nacional de Energía y los agentes afectados.

**1 ANEXO PO EXTRAPENINSULARES
28.4.2006**

P.O. 9 : INFORMACIÓN A INTERCAMBIAR CON EL OPERADOR DEL SISTEMA

1. OBJETO

El objeto de este Procedimiento es definir la información que debe intercambiar el Operador del Sistema con el objeto de realizar las funciones que tiene encomendadas, así como la forma y los plazos en los que debe comunicarla o publicarla.

Dicha información incluye, entre otras, la correspondiente a datos estructurales de las instalaciones de los SEIE, la relativa a la situación en tiempo real de las mismas (estado, medidas, etc.), la información necesaria para la elaboración de estadísticas relativas a la operación de los SEIE, la requerida para el análisis de las incidencias de los SEIE, así como la que se refiere a los datos para las liquidaciones de las transacciones de energía eléctrica efectuadas.

Se establece en este Procedimiento, con el detalle que procede en cada caso, la forma en que se realizará el intercambio de la información entre el Operador del Sistema y los distintos sujetos de los SEIE, el modo de acceso a la información, la forma de estructurarla y organizarla (bases de datos), su carácter (público o confidencial) y su tratamiento posterior (análisis, estadísticas e informes).

Además de la información incluida en el presente Procedimiento, deberán también tenerse en cuenta las necesidades de información recogidas en el resto de Procedimientos de Operación, en los que se describen más detalladamente los procesos necesarios para realizar las funciones que el Operador del Sistema tiene encomendadas.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento alcanza a los siguientes sujetos del sistema eléctrico:

- Operador del Sistema.
- Productores.
- Agentes vendedores en representación de productores
- Gestores de las redes de distribución.
- Transportistas.
- Distribuidores.
- Comercializadores.
- Consumidores conectados a la red de transporte.
- Consumidores cualificados que adquieren su energía directamente en el despacho económico.
- Operador del Mercado.

3. PROCESOS DE GESTIÓN DE INFORMACIÓN EN LOS QUE INTERVIENE EL OPERADOR DEL SISTEMA

Los procesos de intercambio de información en los que interviene el Operador del Sistema se agrupan de la siguiente forma:

- a) Datos Estructurales del Sistema Eléctrico.
- b) Sistema de Información de la Operación de los Sistemas Extrapeninsulares.
- c) Concentrador de Medidas Eléctricas.
- d) SCO: Sistema de Control de la Operación en Tiempo Real.
- e) Otras informaciones que deban enviar los sujetos del sistema.
- f) Estadísticas e Información Pública relativa a la Operación del Sistema.
- g) Análisis e información de incidencias en los SEIE.

En lo que se refiere a los epígrafes b, c, d y e, los agentes del Sistema serán responsables de depositar en los sistemas de información del Operador del Sistema la información recogida en el presente Procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes. Los agentes garantizarán que:

- 1) La información suministrada es la correcta.
- 2) La información está disponible para el Operador del Sistema con el mínimo retraso de tiempo posible y con el estampado de tiempos adecuado.
- 3) Los sistemas de comunicaciones son redundantes, fiables y seguros.
- 4) La transmisión de información se ajusta a las características de protocolos de comunicación y frecuencia de envío de información definidas por el Operador del Sistema.

4. DATOS ESTRUCTURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Son los datos de las instalaciones de la red de transporte y la red observable, así como de los grupos generadores, consumidores y elementos de control, que el Operador del Sistema precisa para ejecutar sus funciones facilitando los análisis de seguridad y estudios de funcionamiento de los SEIE.

4.1 Responsabilidades

El Operador del Sistema es responsable de recopilar, mantener y actualizar los datos estructurales de los SEIE. La información se estructura y organiza en la Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico (BDE).

Los productores, incluidos los de régimen especial, y consumidores afectados, los transportistas, los distribuidores y los gestores de distribución vendrán obligados a suministrar al Operador del Sistema la información necesaria de los elementos de su propiedad o a los que representen para mantener el contenido de la BDE actualizado y fiable.

4.2 Contenido y estructura de la base de datos

La BDE incluirá los registros de todos los elementos dados de alta en los SEIE gestionados por el Operador del Sistema. Igualmente incluirá los registros de elementos en proyecto y construcción y de elementos planificados, con los valores disponibles, si bien éstos se considerarán provisionales hasta su puesta en servicio. Estos últimos registros se darán de alta para facilitar la realización de los estudios de planificación de la red de transporte y los diferentes análisis de previsiones de los SEIE.

El contenido de la BDE responde a la siguiente estructura:

- a. Sistema de Producción
 - Grupos hidráulicos.
 - Embalses.
 - Unidades térmicas.
 - Unidades de producción en régimen especial.
 - Grupos no eólicos.
 - Parques eólicos.
- b. Sistema de Transporte e instalaciones de consumo.
 - Subestaciones.
 - Parques.
 - Líneas y cables.
 - Transformadores.
 - Elementos de control de potencia activa o reactiva.
 - Instalaciones de consumo.
 - Protecciones.
- c. Red Observable
 - Subestaciones.
 - Parques.
 - Líneas.
 - Transformadores.

En el Anexo I del presente procedimiento se incluye una relación detallada de los campos en que se estructura la BDE.

4.3 Proceso de carga

El Operador del Sistema definirá el soporte informático empleado y habilitará las plantillas de las fichas de entrada de datos con los formatos necesarios.

El Operador del Sistema cumplimentará los campos contenidos en las citadas fichas con toda la información de que disponga acerca de cada elemento y las pondrá a disposición del sujeto propietario o representante del elemento al que se refiere la información.

Los sujetos efectuarán una comprobación de la información de las fichas relativas a sus instalaciones y las modificarán, en su caso, con la mejor información disponible, cumplimentando los campos que aparezcan vacíos.

Una vez cumplimentadas y validadas las fichas por parte de cada sujeto, éste comunicará al Operador del Sistema el resultado de su revisión.

4.4 Actualización de la información

La actualización de la información contenida en la BDE puede ser propiciada por cualquiera de las tres circunstancias siguientes:

- Por haberse producido modificaciones de diseño en algún elemento.
- Por alta o baja de algún elemento.
- Por haberse detectado un valor erróneo en algún campo.

Cuando se produzca alguna de las tres circunstancias anteriores, el sujeto propietario del elemento correspondiente o el sujeto que actúe en su representación deberá comunicar al Operador del Sistema las modificaciones necesarias a incorporar.

El Operador del Sistema pondrá periódicamente a disposición de cada sujeto los datos de los elementos de su propiedad o de aquellos a quienes represente recogidos en la base de datos con objeto de que los sujetos puedan comprobar la correspondencia con los datos reales de las instalaciones y, en su caso, comunicar al Operador del Sistema las modificaciones necesarias a introducir.

4.5 Confidencialidad de la información

Los datos relativos a las instalaciones de la red de transporte y de la red observable tendrán carácter público, salvo los datos de planificación, cuya confidencialidad se trata en el procedimiento de operación P.O. 13 de los SEIE en el que se definen, para la planificación de la red de transporte, los intercambios de información. Los datos relativos a instalaciones de producción o relacionados con consumidores en su caso tendrán carácter confidencial para todos los sujetos excepto:

- La Comisión Nacional de Energía, que podrá disponer de toda la información.
- La administración competente, que podrá disponer de toda la información.
- Los gestores de las redes de distribución que podrán disponer de los datos de las instalaciones ubicadas en la red de distribución bajo su ámbito de gestión.

5. SISTEMA DE INFORMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS EXTRAPENINSULARES

Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, el Operador del Sistema debe manejar para realizar los procesos a él encomendados, para la definición de cada una de las programaciones horarias y la asignación de los servicios complementarios a los distintos agentes, serán gestionados por el Sistema de Información de la Operación de los Sistemas Extrapeninsulares. El sistema realizará los procesos de programación y despacho de generación, y el registro y archivo de datos y resultados necesarios para el proceso de liquidación que será realizado por el Operador del Mercado.

El sistema deberá garantizar en la ejecución de los procesos e intercambio de información indicados en el párrafo anterior la confidencialidad en el tratamiento de la información de su responsabilidad, teniendo en cuenta la propiedad correspondiente a cada Agente.

5.1 Bases de datos del sistema

El Operador del Sistema mantendrá en la base de datos del Sistema de Información de la Operación de los Sistemas Extrapeninsulares toda la información necesaria para la correcta gestión de los procesos de su responsabilidad. Adicionalmente tendrá disponible para consulta, la información recogida en el apartado 5.3, correspondiente al último año natural.

5.2 Acceso al sistema

El acceso al Sistema de Información de la Operación de los Sistemas Extrapeninsulares por parte de los agentes, de otros sujetos del sistema eléctrico o del Público en general, se hará en función del carácter de la información a la que se tiene acceso, ya sea pública o confidencial de acuerdo con los criterios que se recogen en el apartado 5.3.

La comunicación entre el Operador del Sistema y los Agentes, así como la divulgación de la información pública de libre acceso se hará por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que sean más adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que éstos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

El Operador del Sistema indicará los medios electrónicos de intercambio de información disponibles y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

5.3 Gestión de la información de la programación de la generación

Los intercambios de información del Operador del Sistema con el exterior pueden ser en ambos sentidos:

- Información comunicada por el Operador del Sistema
- Información comunicada al Operador del Sistema

5.3.1 Criterios de publicidad de la información

La programación de la generación se realiza mediante un proceso de despacho económico de los grupos, por lo que los datos referentes al resultado de dicha programación no son confidenciales y se consideran públicos para todos los agentes.

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el Operador del Sistema son los siguientes:

- El Operador del Sistema hará público el resultado de los procesos de operación técnica de su responsabilidad, así como las curvas de demanda y programas de generación correspondientes.
- En todo caso el Operador del sistema, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los agentes.

5.3.2 Información comunicada por el Operador del Sistema

La información que el Operador del Sistema hace pública sobre los procesos de operación técnica del sistema depende del periodo a que afecta la información y del momento en que se hace pública.

5.3.2.1 Semanalmente

Con periodicidad semanal se elabora la cobertura de la demanda prevista para la semana siguiente y se publicará la siguiente información:

- Previsión de la demanda de cada SEIE.
- Programa horario de generación para cada SEIE.
- Programa de reserva de potencia de regulación primaria y secundaria.
- Programa del servicio de regulación terciaria.
- Orden de arranque de grupos para sustitución en caso de avería o indisponibilidad.

5.3.2.2 Diariamente

Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información:

- Al realizar despacho de generación diario, la información sobre el día siguiente correspondiente a:
 - Previsión de la demanda de cada SEIE.
 - Programa horario de generación para cada SEIE, incluyendo las reservas asignadas.
 - Cierre diario del programa final de generación.

5.3.2.3 En tiempo real

- Después de cada proceso de reprogramación:
 - Nuevo programa de generación horaria, incluyendo reasignación de reserva y resolución de restricciones y desequilibrios generación-demanda, según se necesite y para el sistema que lo requiera.

Todos estos procesos están regulados y desarrollados en los Procedimientos de Operación de los SEIE. La información y el momento de comunicación sobre cada uno de ellos están establecidos en los correspondientes Procedimientos de Operación.

5.3.3 Información comunicada al Operador del Sistema

Los agentes deberán comunicar al Operador del Sistema la información necesaria para realizar la función de programación de la generación. La información a proporcionar es la siguiente:

- disponibilidad horaria de los grupos (indisponibilidades, mantenimiento, limitaciones).
- potencia neta y mínimo técnico.
- rampas de subida y bajada.
- costes de arranque en frío, arranque en caliente y reserva caliente.
- curva de eficiencia del grupo para el despacho económico.
- capacidad de reserva de potencia rodante.
- previsión de demanda de distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados que adquieren su energía directamente en el despacho de generación.
- provisiones de generación de los generadores en régimen especial.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio establecerá el coste de cada uno de los combustibles utilizados en los SEIE.

Así mismo los agentes deberán proporcionar adicionalmente la información que se requiera en los distintos Procedimientos de Operación.

5.4 Gestión de la información para el proceso de liquidación

De acuerdo con el Real Decreto 1747/2003 de 19 de diciembre el Operador del Mercado es responsable de realizar la liquidación de los pagos y cobros consecuencia de los intercambios de energía entre agentes resultantes del despacho económico de cada sistema. Para ello, y según Orden ITC/913/2006 de 30 marzo, el Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado la siguiente información:

- Diariamente, antes de las 12 horas, y para cada hora del día anterior:
 - o Coste provisional horario de generación de cada grupo del régimen ordinario.
 - o Disponibilidad horaria de cada grupo del régimen ordinario.
 - o Medida provisional de la energía horaria generada por cada grupo del régimen ordinario y cada grupo del régimen especial que interviene en el mercado, en barras de central.

- Diariamente, 15 minutos después de recibirla de los agentes, y para cada hora del día siguiente
 - o Previsión de demanda en barras de central de cada distribuidor.
 - o Previsión de demanda en barras de central de cada comercializador.
 - o Previsión de demanda en barras de central de cada consumidor que acude al despacho.
 - Mensualmente, dentro de los 5 primeros días hábiles, y para cada hora del mes anterior:
 - o Coste de generación de cada grupo del régimen ordinario
 - o Energía adquirida por cada distribuidor en barras de central.
 - o Energía adquirida por cada comercializador en barras de central.
 - o Energía adquirida por cada consumidor en su caso en barras de central.
 - Mensualmente, dentro de los 5 primeros días hábiles, y para los dos meses anteriores, las modificaciones producidas en la información anterior, según aplique.
 - Mensualmente, tan pronto esté disponible y antes del día 30, y para el mes m-10 anterior, los valores definitivos de toda la información anterior.
 - Anualmente, dentro de los 30 días siguientes a la publicación por la DGPEM de los valores definitivos de los costes y parámetros que intervienen en su cálculo, el coste horario de generación definitivo de cada grupo del régimen ordinario distinguiendo la parte fija y la parte variable.
- De acuerdo con el Real Decreto 1747/2003 de 19 diciembre, la Orden ITC/913/2006 de 30 marzo, el Operador del Sistema remitirá a la Comisión Nacional de Energía la siguiente información:
- Mensualmente, dentro de los 5 primeros días hábiles:
 - o Energía adquirida por cada comercializador, en barras de central
 - o Energía adquirida por cada distribuidor, en barras de central
 - o Energía adquirida por cada consumidor en su caso, en barras de central.
 - o Medida provisional de la energía generada por cada grupo del régimen ordinario y cada grupo del régimen especial que participe en el despacho, en barras de central
 - o Coste de generación de cada grupo del régimen ordinario
 - Mensualmente, dentro de los 5 primeros días hábiles, y para los dos meses anteriores, las modificaciones producidas en la información anterior, según aplique.
 - Mensualmente, tan pronto esté disponible y antes del día 30, y para el mes m-10 anterior, los valores definitivos de toda la información anterior.

La comunicación se hará en el modo que el Operador define en los documentos "Especificación para el intercambio de información entre Operador del Mercado y Operador del Sistema en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares" y "Especificación para el intercambio de información entre Comisión Nacional de Energía y Operador del Sistema en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares" respectivamente.

6. CONCENTRADOR DE MEDIDAS ELÉCTRICAS DEL SEIE

El Concentrador de Medidas Eléctricas del SEIE que corresponda es el sistema con que gestiona el Operador del Sistema la información de medidas en cada SEIE de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.1 Contenido de la base de datos del Concentrador de Medidas Eléctricas

La base de datos del Concentrador de Medidas del SEIE recoge los datos necesarios para la gestión del sistema de medidas y será al menos la siguiente:

a) La información estructural residente en el Concentrador de Medidas del SEIE para fronteras en las que el Operador del Sistema es el encargado de la lectura:

- Puntos de Medida.
- Puntos frontera.
- Relaciones de puntos de medida con los puntos frontera.
- Contadores.
- Registradores.
- Transformadores de medida.

b) La información de medidas residente en el Concentrador de Medidas del SEIE para fronteras en las que el Operador del Sistema es el encargado de la lectura:

- Medidas horarias en los puntos de medida
- Datos horarios de las medidas calculadas en los puntos frontera.

c) La información estructural residente en el Concentrador de Medidas del SEIE para fronteras de las que el Operador del Sistema no es el encargado de la lectura.

- Códigos Universales Punto de Suministro (CUPS).
- Agregaciones de puntos de medida.

d) La información de medidas residente en el Concentrador de Medidas para fronteras de las que el Operador del Sistema no es el encargado de la lectura

- Medidas horarias en CUPS.
- Datos horarios de las medidas agregadas.

6.2 Acceso a la información del Concentrador de Medidas del SEIE

El Operador Sistema gestiona el acceso a la información de medidas residente en el Concentrador de Medidas del SEIE de acuerdo a lo indicado a continuación:

6.2.1 Información de libre acceso

El Operador del Sistema publicará información de carácter general a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en el Concentrador de Medidas del SEIE.

6.2.2 Información para los participantes del sistema de medidas

La información contenida en el Concentrador de Medidas Eléctricas del SEIE es de carácter restringido, de forma que únicamente cada participante del sistema de medidas podrá acceder a los datos de los puntos frontera, CUPS y/o agregaciones de los que es partícipe.

El Operador del Sistema desarrollará un sistema de acceso seguro, mediante el cual cada participante del sistema de medidas podrá consultar al menos la siguiente información residente en el Concentrador de Medidas Eléctricas del SEIE:

- Medidas horarias de los puntos de medida de los que el Operador del Sistema es Encargado de la Lectura.
- Medidas horarias de los puntos frontera de los que el Operador del Sistema es Encargado de la Lectura.
- Configuración de cálculo de los puntos frontera de los que el Operador del Sistema es Encargado de la Lectura..
- Inventario de los puntos de medida de los que el Operador del Sistema es Encargado de la Lectura.
- Tablas de inventario correspondientes a los puntos de medida de los que el Operador del Sistema es Encargado de la Lectura.
- Medidas horarias en CUPS.
- Medidas horarias de las agregaciones.

El Operador del Sistema pondrá a disposición de los concentradores secundarios los datos de las medidas de los cierres de energía de las fronteras, CUPS y agregaciones de los que cada responsable de concentrador secundario es partícipe.

6.3 Gestión de la información

El concentrador de medidas recibe y gestiona la información intercambiada entre los puntos frontera de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.3.1 Alta de puntos frontera, CUPS, agregaciones y resto de datos estructurales

El alta, baja y/o modificación de fronteras, CUPS y agregaciones junto con el resto de datos estructurales se realizará de acuerdo a la legislación vigente atendiendo a la versión vigente del documento de "Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares".

6.3.2 Recepción de medidas del Concentrador de Medidas del SEIE

El envío de datos de medidas al Concentrador de Medidas del SEIE se realizará de acuerdo a los medios, protocolos y plazos establecidos en la legislación vigente.

6.3.3 Otras consideraciones sobre la información de medidas

La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el concentrador de medidas durante un periodo mínimo de seis años naturales, contados a partir del año siguiente a la fecha de cada medida. El acceso a información de más de dos años de antigüedad podrá requerir un procedimiento especial.

7. SISTEMA DE CONTROL DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (SCO)

El Operador del Sistema deberá recibir en su Sistema de Control de la Operación en tiempo real y de forma automática toda la información de las instalaciones de transporte y producción, incluida la generación en régimen especial y la red observable –según se define ésta última en el procedimiento de operación P.O. 8.1 de los SEIE por el que se definen las redes operadas y observadas por el operador del sistema- que le sea precisa para operar en los SEIE. Para ello el Operador del Sistema dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Control de la Operación (BDCO).

7.1 Despacho delegado de instalaciones de producción

La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción llegará al Operador del Sistema a través del despacho de maniobras de dicha instalación o, en su caso, de su despacho delegado.

Este despacho será el responsable del envío al Operador del Sistema de toda la información en tiempo real correspondiente a la instalación, así como el interlocutor por parte de la instalación en todas las comunicaciones con el Operador del Sistema en relación con la operación de la instalación, incluidos todos los intercambios de información relativos a la participación de la misma en los servicios del sistema y en el despacho económico.

7.2 Contenido y estructura de la Base de Datos del SCO (BDCO)

En la Base de Datos del SCO se recibirá la información que se indica a continuación y con las especificaciones técnicas que se reflejan:

7.2.1 Requerimientos Técnicos

La información a intercambiar con el Operador del Sistema se realizará de acuerdo a un protocolo de comunicación estándar a determinar por el Operador del Sistema, una vez analizada la viabilidad con el agente. La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo de regulación. En cuanto a las medidas de frecuencia, el Operador del Sistema deberá recibir al menos una medida con precisión de mHz por cada sistema aislado de los SEIE con una periodicidad de 1 segundo. El resto de la información será intercambiado con una periodicidad a determinar por el Operador del Sistema con cada agente, y en ningún caso superará los 12 segundos.

El Operador del Sistema mantendrá la confidencialidad de la información recibida. No obstante, podrá enviar a los agentes aquella información que soliciten, siempre y cuando éstos justifiquen que dicha información es imprescindible para garantizar el desarrollo de sus funciones en lo que se refiere a la operatividad del sistema (control de tensión, planes de salvaguarda, emergencia y reposición del servicio) y se cuente con la autorización del titular de la información generada.

7.2.2 Información necesaria

Se requerirá información de las instalaciones que se enumeran a continuación:

- Red de Transporte
- Red Observable

7.3 Definición y Criterios Generales de Captación Normalizada de Señales y Medidas.

En este procedimiento se entiende por posición el conjunto de los elementos asociados a línea, transformador, reactancia, barras o acoplamiento de barras que son precisos para su maniobra y operación.

El estado (abierto/cerrado) de los interruptores y seccionadores se dará mediante 2 bits. El resto de las señales se dará con uno sólo.

Dada su singularidad, se han considerado de forma separada los Compensadores Síncronos y Condensadores.

En cuanto a la forma de captación de las señales se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Bajo el epígrafe de transformadores se consideran incluso los de grupos y los de consumo.
 - b) Se ha realizado la siguiente clasificación de la información a captar:
 1. **Señalizaciones.**- Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estados de mal funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).
 2. **Alarmas.**- Incluye señalizaciones de acciones de dispositivos o eventos, que por la naturaleza de la captación son pulsos de muy corta duración. Esto incluye, aunque no exclusivamente, actuaciones de protecciones que provocan apertura de interruptores.
 3. **Anomalías.**- Incluye señalizaciones asociadas a posiciones o estados de funcionamiento normal/anormal de equipos o elementos. Cada anomalía vendrá indicada por un estado cerrado independientemente de cual sea el estado físico del dispositivo de captación.
 4. **Medidas.**- Incluye las medidas analógicas o digitales para magnitudes numéricas discretas de la instalación (p.e. indicación de tomas de transformadores).
- La información detallada de señales a captar se recoge en el Anexo 2.

8. OTRA INFORMACIÓN QUE LOS SUJETOS DEBEN ENVIAR AL OPERADOR DEL SISTEMA

El Operador del Sistema será el responsable de recopilar toda otra información relativa a la operación de los SEIE descrita en este apartado.

Es responsabilidad de los productores, transportistas y gestores de distribución facilitar al Operador del Sistema la información que éste le requiera y que se derive de la operación de las instalaciones de su propiedad o bajo el ámbito de su gestión.

Así mismo, los gestores de distribución recabarán de los generadores en régimen especial de su ámbito, la información necesaria para la Operación y la enviarán al Operador del Sistema con la periodicidad que éste precise. Dentro de este tipo de información resulta especialmente importante la relativa a las previsiones de producción diaria con desglose horario y por tecnologías que deberán ser comunicadas al Operador del Sistema el día D -1. En caso de no poder conseguir algunos de estos datos, harán una estimación de ellos y los facilitarán al Operador del Sistema.

Los datos que se indican a continuación serán enviados al Operador del Sistema con dos niveles distintos de agregación temporal (diaria y mensual), necesarios para mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y el funcionamiento del sistema.

8.1 Datos diarios

Los sujetos de los SEIE facilitarán al Operador del Sistema todos los datos necesarios para la elaboración de las estadísticas oficiales, utilizando para ello los cauces de intercambio de información establecidos. Todos los valores de las magnitudes enumeradas a continuación se darán con la mayor desagregación posible en unidades físicas. El plazo máximo de envío de estos datos será el de los cuatro días laborables siguientes:

- Producciones de los grupos térmicos en barras de central.
- Producciones de las centrales hidráulicas, en barras de central.
- Producciones de parques eólicos.
- Consumos propios de generación.
- Consumo de combustible en centrales térmicas.
- Existencias de combustible en centrales térmicas.
- Incidencias en la Red de Transporte.

8.2 Datos mensuales

Los datos mensuales que se indican a continuación serán enviados al Operador del Sistema antes del día 20 del mes siguiente con el máximo nivel de desagregación posible en unidades físicas:

- Producciones de grupos térmicos, brutas y netas.
- Producciones de centrales hidráulicas, en bornes de alternador.
- Consumos propios de generación.

- Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.
- Energía adquirida a cada productor acogido al Régimen Especial.
- Energía producida por cada productor acogido al Régimen Especial.
- Entrada de combustible en centrales térmicas.
- Consumo de combustible en centrales térmicas.
- Existencias de combustible en centrales térmicas.
- Poder calorífico inferior de cada uno de los combustibles utilizados en la generación.

9. ESTADÍSTICAS E INFORMACIÓN PÚBLICA RELATIVA A LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

El Operador del Sistema publicará los datos que más adelante se indican sobre la operación realizada, incluyendo el comportamiento de la red de transporte y de los medios de generación.

9.1 Información diaria

La información que el Operador del Sistema publicará diariamente es la curva de carga del sistema.

9.2 Información a los tres días

La información correspondiente al día D que el Operador del Sistema publicará el día D + 4 es la siguiente el Balance eléctrico de producción.

9.3 Información mensual

Mensualmente el Operador del Sistema publicará la siguiente información:

- Estadísticas de Operación de los SEIE.
- Disponibilidad del equipo térmico de generación.
- Tasa de indisponibilidad de las líneas, transformadores y reactancias de la red de transporte.
- Estadísticas de incidentes.
- Evolución de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte.
- Calidad de servicio ENS y TIM.

9.4 Información anual

El Operador del Sistema publicará anualmente la siguiente información:

- Disponibilidad del equipo generador.
- Disponibilidad de la red de transporte.

- Calidad de servicio ENS y TIM
 - Límites térmicos estacionales de la red de transporte.
- Además el Operador del Sistema mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:
- Potencia instalada en cada SEIE.
 - Energía generada tanto por el régimen ordinario como por el régimen especial.
 - Demanda de cada SEIE.
 - Producible hidroeléctrico.
 - Reservas hidroeléctricas.
 - Tasas de disponibilidad del equipo generador.
 - Tasas de disponibilidad de la red de transporte.

10. ANÁLISIS E INFORMACIÓN DE INCIDENCIAS

10.1 Incidencias

Los eventos que definen aquellas incidencias de los sistemas eléctricos que son objeto de información, en el ámbito de este procedimiento, por parte del agente titular de las instalaciones afectadas o del responsable del suministro a los mercados afectados son los siguientes:

- a) La pérdida de una o varias instalaciones de transporte y/o de otros elementos de los sistemas eléctricos (generación y/o transformación transporte-distribución) cuando ésta resulte en una violación de los criterios de funcionamiento y seguridad de los sistemas eléctricos establecidos en el correspondiente procedimiento de operación o en una pérdida directa de mercado.
- b) Cualquier otra circunstancia que resulte en:
 - a. Daño mayor a cualquiera de los elementos del sistema eléctrico.
 - b. Fallo, degradación, o actuación incorrecta del sistema de protección, de automatismos o de cualquier otro sistema que no requiera intervención manual por parte del operador.
 - c. Cualquier acto que pueda sospecharse provocado por sabotaje electrónico ó físico, terrorismo dirigido contra los sistemas eléctricos o sus componentes con intención de interrumpir el suministro, o reducir la fiabilidad de los sistemas eléctricos en su conjunto.
 - d. Pérdida de mercado, independientemente del incidente que la haya producido y del nivel de tensión en el que éste haya acontecido, significativa o solicitada por el Operador del Sistema.
 - e. Otras circunstancias anómalas para el sistema eléctrico –por ejemplo, oscilaciones significativas- no asociadas a pérdida de instalaciones de la red de transporte o a pérdidas de mercado.

10.2 Comunicación al Operador del Sistema

En el caso de que se produzca alguna incidencia de las definidas en el apartado 10.1, el agente titular de las instalaciones o responsable del suministro afectado deberá facilitar al Operador del Sistema y en un plazo de 2 horas la mejor información de que disponga sobre las causas y efectos del evento. Esta información que constituye el informe preliminar de la incidencia contendrá, al menos, los aspectos a), b), c) y d) que se recogen en el Anexo 3 que resulten de aplicación.

El Operador del Sistema podrá, cuando así lo estime necesario, realizar consultas adicionales con objeto de clarificar el contenido de dicho informe preliminar quedando el emisor del mismo obligado a atender la consulta en ese momento o tan pronto como disponga de la información adicional necesaria.

Cuando el Operador del Sistema determine que el evento constituye una incidencia significativa para algún sistema eléctrico, procederá a notificarlo al titular de la instalación o al responsable del mercado afectado. Dicho titular deberá remitir un informe escrito al Operador del Sistema en un plazo no superior a 15 días hábiles a contar desde el requerimiento. En dicho informe se revisará y completará la información remitida en el informe preliminar (Anexo 3) y se incluirán las posibles acciones identificadas por el agente para evitar o minimizar el efecto de incidencias similares que pudieran producirse en el futuro.

10.3 Comunicación del Operador del Sistema

Cuando se produzca una incidencia de las definidas en el apartado 10.1, el Operador del Sistema incluirá la información correspondiente en un "Parte Diario de Incidencias" que se pondrá a disposición de los agentes antes de las doce horas del día siguiente a la ocurrencia de la misma.

Cuando el Operador del Sistema considere una incidencia de especial relevancia elaborará un informe escrito, una vez disponga de la información definitiva de la misma. Este informe incluirá las medidas a tomar para evitar la repetición de la incidencia o la minimización de sus consecuencias en caso de que vuelva a presentarse una situación similar en el futuro. Este informe se remitirá a los agentes afectados, a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en un plazo no superior a 60 días hábiles tras la ocurrencia de la incidencia.

Los informes correspondientes a las incidencias más significativas serán presentados y analizados en las reuniones del Grupo de Análisis de Incidencias que convocará el Operador del Sistema.

10.4 Investigaciones Conjuntas

Para aquellas incidencias en que por su importancia o naturaleza el Operador del Sistema lo juzgue necesario, propondrá a la mayor brevedad posible la realización de un análisis conjunto con los restantes agentes involucrados o afectados. Los resultados de dicho análisis se incorporarán en el informe que elabore el Operador del Sistema sobre la incidencia.

ANEXO 1 DEL P.O.9: CONTENIDO DE LA BASE DE DATOS ESTRUCTURAL

Notas generales y abreviaturas

Como norma general, los datos deben expresarse en unidades del sistema internacional, salvo que expresamente se indique otra cosa.

De los datos de impedancia se debe indicar la tensión a la que están referidos o los valores de base, en su caso.

La expresión PSS/E se refiere a la aplicación informática para el análisis de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia de Power Technologies Inc.

1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN:

1.1 GRUPOS HIDRÁULICOS

1.1.1 Datos en el caso de grupos de régimen ordinario que no estén conectados a la red de transporte o a la red observable

- Nombre de la Central.
- Domicilio de la Central: municipio, código postal y provincia.
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre
 - NIF
 - Dirección
- Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre
 - NIF
 - Dirección.
- Cuenca (río) en que está ubicada la central.
- Embalse asociado.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).
- Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).

- Potencia aparente en bornes del alternador (MVA).
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Potencia nominal en bombeo (MW), en su caso.
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
- Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.
- Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.
- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

1.1.2 Datos en el caso de grupos que estén conectados a la red de transporte o a la red observable

a) Datos generales e hidráulicos de la instalación

- Nombre de la Central.
- Domicilio de la Central: municipio, código postal y provincia.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
- Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia)
- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre
 - NIF
 - Dirección
 - Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre
 - NIF
 - Dirección.
- Cuenca (río) en que está ubicada la central.
- Esquema del subsistema hidráulico.
- Embalse asociado.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).
- Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Canal de conducción / galería de presión (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
- Depósito o cámara de carga (SÍ/NO). En caso afirmativo, volumen.
- Tubería forzada (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
- Tipo de turbina.
- Caudal nominal (m3/s).
- Velocidad nominal (m/s).
- Caudal máximo de turbinación (m3/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m3/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto nominal (m).
- Salto neto de equipo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Coeficiente energético máximo (kWh/m3).
- Coeficiente energético mínimo (kWh/m3).
- Curvas cuadráticas de rendimiento para cotas máxima, media y mínima (alternativa: tablas de eficiencia cota-potencia).
- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
 - Altura de impulsión nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m3/s).
 - Caudal máximo de bombeo (m3/s).
 - Caudal mínimo de bombeo (m3/s).
- Índice de acumulación por bombeo (%), definido como la relación entre la energía eléctrica que puede producirse con el agua acumulada por bombeo y la energía consumida para su elevación.

b) Datos de cada generador

- Potencia aparente en bornes del alternador (MVA).
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Potencia nominal en bombeo (MW), en su caso.
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
- Máxima generación de reactiva a plena carga (MVAR) en b.c.
- Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAR) en b.c.
- Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVAR) en b.c.
- Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAR) en b.c.
- Factor de potencia nominal.
- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
- Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SI/NO).
- Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).

c) Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria

- Características de la turbina: fabricante y modelo. Se ha de proporcionar un modelo simplificado de funcionamiento de la turbina incluyendo la constante de tiempo del agua Tw.
- Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.
- Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
- Estatismo permanente:
 - rango de ajuste
 - valor ajustado
 - posibilidad de telemedida del valor ajustado.
- Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.
- Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
 - rango de ajuste
 - valor ajustado: confirmar que es cero
 - posibilidad de telemedida del valor ajustado
- Características del regulador: fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...)

- Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor de ajuste o consigna.
- Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

d) Datos de regulación secundaria

- Zona de regulación a la que pertenece.
- Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SI/NO).
- Generadores con posibilidad de participación activa en la regulación secundaria:
- Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites,...
- Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.
- Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

e) Datos necesarios para los planes de reposición del servicio

- Capacidad de arranque autónomo (SI/NO).
- Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar el grupo en situación de isla.
- Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.

f) Datos de los transformadores de grupo

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).
- Características de regulación (arrollamiento con tomas, nº de tomas, relación máxima y mínima).

g) Datos de la línea de evacuación (en su caso)

- Ver líneas de red observable.

h) Datos de las protecciones

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
- Relés de mínima tensión: ajustes.
- Estabilidad de la central ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.
- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
- Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

1.1.3. Datos adicionales en el caso de grupos conectados a la red de transporte

a) Datos de la central

- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
- Configuración general de la central.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
- Esquema unifilar de protección y medida de la instalación.

b) Datos de cada grupo

- Tensión nominal de generación (kV).
- Máxima tensión de generación (kV).
- Mínima tensión de generación (kV).
- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina.
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s).
- Reactancia de fuga no saturada (p.u.).
- Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u. (p.u.).
- Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u. (p.u.).

(Los tres últimos datos anteriores podrán recogerse en forma de curva de entrehierro y a plena carga, ver figura 1).

c) Datos principales de los equipos de control de tensión

- Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.
- Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

d) Datos de los transformadores de grupo

Ver transformadores de transporte.

e) Datos de la línea de evacuación (en su caso)

Ver líneas de transporte.

f) Datos de las protecciones:

1º Protecciones de la Central

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.
- Protección ante pérdida de sincronismo: indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante éste el grupo queda sobre auxiliares.
- Relé de sobretensión: ajustes.
- Protección de secuencia inversa: indicar estado de coordinación de esta protección con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.
- Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.

2º Protecciones asociadas a la interconexión

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.
- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de generación. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección. Tiempo crítico contemplado.
- Relé de mínima tensión: ajustes.

3º Teledisparo ante contingencias en la red

- Capacidad de teledisparo (SI/NO)
- Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.
- Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1. 2. EMBALSES

- Nombre del embalse.
- Empresa o empresas propietarias o concesionarias:
- Nombre
- NIF
- Dirección
- Porcentaje de participación.
- Cuenca (río).
- Situación: provincia, término municipal, paraje o predio.
- Fecha de terminación.
- Capacidad en energía eléctrica bruta (MWh).
- Serie histórica de aportaciones naturales mensuales (m3).
- Volumen máximo (hm3).
- Volumen útil (hm3).
- Volumen mínimo (hm3).
- Curva cota /volumen (mínimo 3º grado).
- Cota máxima de explotación (m).
- Cota mínima de explotación (m).
- Caudal mínimo ecológico a mantener aguas abajo.
- Régimen de regulación (fluyente, semanal, anual, hiperanual).
- Coeficiente de regulación (días), definido como el cociente entre el volumen del embalse y la aportación media anual al embalse.
- Tiempo de vaciado del embalse (horas) con turbinación a plena carga de la propia central.
- Uso (Hidroeléctrico, Mixto).
- Restricciones de explotación (detracciones, riegos, etc).

1.3 UNIDADES TÉRMICAS

1.3.1 Datos generales de la instalación.

- Denominación de la central.
- Denominación de la instalación.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
- Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia)
- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso).
- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
- Empresa o empresas propietarias:
- Nombre
- NIF
- Dirección
- Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
- Nombre
- NIF
- Dirección.
- Número de identificación en el RAIPEE.
- Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Combustibles.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).
- Consumo térmico en el arranque en frío de cada unidad térmica y del conjunto (termias).
- Eficiencia de cada unidad térmica y del conjunto para distintos regímenes de carga (kWh/kcal).
- Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh).

- Régimen de funcionamiento previsto.
- Esquemas unifilares de protección y medida de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

1.3.2 Datos de cada generador

En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia activa y reactiva, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, con turbina de vapor fuera de servicio.

- Potencia aparente instalada (MVA).
- Tensión nominal de generación (kV).
- Máxima tensión de generación (kV).
- Mínima tensión de generación (kV).
- Potencia activa instalada en b.a. (MW).
- Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).
- Potencia activa neta efectiva de invierno en b.c. (MW).
- Potencia activa neta efectiva de verano en b.c. (MW).
- Mínimo técnico en b.a. (MW).
- Mínimo técnico en b.c. (MW).
- Mínimo técnico especial en b.a. (MW).
- Mínimo técnico especial en b.c. (MW).
- Tiempo que puede mantenerse el mínimo técnico especial (h).
- Máxima generación de reactiva a plena carga (MVar) en b.a.
- Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.
- Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVar) en b.a.
- Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia activa (MW).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia reactiva (MVar).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia activa (MW).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia reactiva (MVar).
- Factor de potencia nominal.
- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal (p.u.).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s).

- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s).
 - Constante de inercia del conjunto giratorio turbina-generador (s).
 - Reactancia de fuga no saturada (p.u.).
 - Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u. (p.u.), según figura 1.
 - Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u. (p.u.), según figura 1.
- (Los tres datos anteriores podrán recogerse en forma de curva de entrehierro y a plena carga).

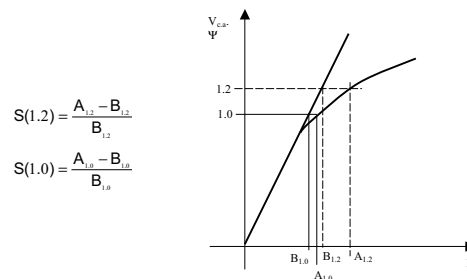


Figura 1.- Factores de saturación.

1.3.3 Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria

En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor.

- Características de la turbina de gas (en su caso): fabricante y modelo. Se ha de incluir un modelo simplificado de funcionamiento que considere el limitador de la temperatura de combustión.
- Características de la turbina de vapor (en su caso): fabricante y modelo. Se ha de incluir un modelo simplificado de funcionamiento que especifique la constante de tiempo de la etapa de alta presión y del recalentador junto con las fracciones de potencia correspondientes a cada etapa. Debe incluirse también un modelo simplificado de la caldera con la constante de tiempo de acumulación del vapor, el modelo del regulador de presión y los correspondientes ajustes y límites.
- Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.
- Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...

- Estatismo permanente:
- rango de ajuste
- valor ajustado
- posibilidad de telemida del valor ajustado
- Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.
- Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
- rango de ajuste
- valor ajustado: confirmar que es cero
- posibilidad de telemida del valor ajustado
- Características del regulador (o de los reguladores, en su caso): fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...)
- Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se han de especificar el rango de cada parámetro y su valor de consigna.
- Esquema de bloques del regulador (o de los reguladores, en su caso) de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

1.3.4 Datos de regulación secundaria

- Zona de regulación a la que pertenece.
- Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SI/NO).
- Generadores con posibilidad de participación activa en la regulación secundaria:
- Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites,...
- Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.
- Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

1.3.5 Datos para programación y regulación terciaria

En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos solicitados, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, arranque de la segunda turbina de gas en caso de estar funcionando con una turbina de gas y la turbina de vapor.

- Tiempo mínimo de arranque de programación
- desde sincronización hasta mínimo técnico (min)
- desde sincronización hasta plena carga (min)
- Tiempo mínimo de parada de programación (desde plena carga hasta desconexión) (min)
- Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 min)
- Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 min)
- Tiempo mínimo desde desconexión hasta listo para sincronización (MIN OFF) (h)
- Tiempo mínimo desde sincronización hasta listo para desconexión (MIN ON) (h)

1.3.6 Datos principales de los equipos de control de tensión

En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada generador de turbina de gas y de vapor.

- Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.
- Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador (PSS) si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

1.3.7 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio

- Alimentación de SSAA.
- Esquema simplificado y descripción del proceso de alimentación de SSAA en los siguientes supuestos:
 - Normal
 - Arranque
 - Otras alternativas (Grupos Diesel/Baterías/Otras)
 - Tensión de alimentación de SSAA.
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia activa (MW).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia reactiva (MVar).

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia activa (MW). Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia reactiva (MVar). Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.
- Capacidad de arranque autónomo.
- Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:
 - Batería
 - Grupo Diesel
 - Otros
- Diagramas unifilares
- Tiempo de autonomía (horas)
- Tipo de arranque:
 - Por control remoto
 - Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal)
- El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de combustible o de agua).
- Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.
- Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo
- Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.
- Curvas de capacidad P-Q (Límites de funcionamiento).
- Reconexión del grupo a la red.
- Tiempo mínimo de arranque en frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
- Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
- Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.
- Funcionamiento en isla.
- Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios. (Sí/No. Descripción).
- Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.
- Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.
- Otros datos.

- Características de los motores y cargas de servicios auxiliares y datos sobre protecciones y ajustes, en su caso.
- Dependencia de infraestructuras ajenas de suministro de combustible para el proceso de reposición.

1.3.8 Datos de los transformadores de grupo

Ver transformadores de transporte.

1.3.9 Datos de la línea de evacuación (en su caso)

Ver líneas de transporte.

1.3.10 Datos de las protecciones

1.3.10.1 Protecciones de la Central

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.
- Servicios auxiliares, relés de mínima tensión y/o de mínima frecuencia: indicar ajustes y para el relé de mínima tensión fases en que mide y lógica de disparo.
- Estabilidad de la central (grupo y servicios auxiliares) ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.
- Protección ante pérdida de sincronismo: indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante éste el grupo queda sobre auxiliares.
- Relé de sobretensión: ajustes.
- Protección de secuencia inversa: indicar estado de coordinación con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.
- Protección de mínima frecuencia de grupo: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia (sí/no). Ajustes, en su caso.

1.3.10.2 Protecciones asociadas a la interconexión

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.
- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de grupo. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección. Tiempo crítico contemplado.
- Relé de mínima tensión: ajustes.

1.3.10.3 Teledisparo ante contingencias en la red

- Capacidad de teledisparo (SI/NO)
- Tipo de teledisparo (apertura de interruptor de generación o fast-valving)
- Potencia final y tiempo de bajada en los casos de reducción rápida de carga (fast-valving) y en general en procesos no instantáneos, como por ejemplo, en ciclos combinados, el de respuesta de la turbina de vapor al teledisparo parcial de turbinas de gas.
- Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.
- Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1.4. UNIDADES DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL

1.4.1 GRUPOS NO EÓLICOS

- Nombre de la central.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
- Empresa o empresas propietarias:
- Nombre
- NIF
- Dirección
- Porcentaje de participación.
- Número de identificación en el RAIPEE.
- Unidad de oferta a la que pertenece, en su caso.
- Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tipo de central.
- Fecha de concesión en Régimen Especial.
- Año final de la concesión.
- Normativa aplicable.
- Compañía Distribuidora.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Tipo de instalación según tipificación Real Decreto 2818/1998 o reglamentación alternativa que sea de aplicación.

- Número de grupos.
- Combustible.
- Salto (m).
- Caudal máximo (m³/s).
- Cuenca (río).
- Tipo de potencia (eventual / garantizada).
- Potencia aparente instalada (MVA) de las unidades generadoras.
- Potencia acogida al Real Decreto 2818/1998 1998 o reglamentación alternativa que sea de aplicación (MW).
- Potencia no acogida (MW).
- Potencia activa neta y mínimo técnico (MW) disponibles para la red: distribución estadística por deciles de potencias o energías horarias vertidas a la red desde que la planta entró en funcionamiento o estimada.
- Constante de inercia del grupo turbogenerador (s).
- Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.
- Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.
- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Datos adicionales en el caso de unidades de generación que participen en el servicio complementario de regulación secundaria

1. Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria

- Características de la turbina: fabricante y modelo. Se ha de proporcionar un modelo simplificado de funcionamiento de la turbina. Para una turbina hidráulica debe incluir la constante de tiempo del agua TW. Para una turbina de gas el modelo debe considerar el limitador de la temperatura de combustión. Para una turbina de vapor se ha de especificar la constante de tiempo de la etapa de alta presión y del recalentador junto con las fracciones de potencia correspondientes a cada etapa. En este último caso, debe proporcionarse también un modelo simplificado de la caldera con la constante de tiempo de acumulación del vapor, el modelo del regulador de presión y los correspondientes ajustes y límites.
- Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
- Características del regulador: fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...)

- Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor actual.
- Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

2. Datos de regulación secundaria

- Zona de regulación a la que pertenece.
- Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SI/NO)
- Generadores con posibilidad de participación activa en la regulación secundaria:
- Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites,...
- Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.
- Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

Datos adicionales en el caso de generadores conectados a la red observable

1. Datos de la instalación y de los generadores

- Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
- Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA) en el punto de conexión a la red.
- Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA) en el punto de conexión a la red.
- Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA) en el punto de conexión a la red.
- Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA) en el punto de conexión a la red.

2. Datos de regulación primaria

- Estatismo permanente:
 - rango de ajuste
 - valor ajustado
 - posibilidad de telemidida del valor ajustado.
- Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):

- rango de ajuste
- posibilidad de telemidida del valor ajustado

3. Datos para programación y regulación terciaria (en caso de participar en el mercado de producción de energía eléctrica)

- Tiempo mínimo de arranque de programación
- desde sincronización hasta mínimo técnico (min)
- desde sincronización hasta plena carga (min)
- Tiempo mínimo de parada de programación (desde plena carga hasta desconexión) (min)
- Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 min)
- Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 min)

4. Datos para los planes de reposición del servicio

- Capacidad de arranque autónomo.
- Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.
- Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.
- Tiempo mínimo de arranque en frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
- Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
- Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.

5. Datos de los transformadores de grupo

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).
- Características de regulación (arrollamiento con tomas, nº de tomas, relación máxima y mínima).

6. Datos de la línea de evacuación (en su caso)

Ver líneas de red observable.

7. Datos de las protecciones

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

- Relés de mínima tensión: ajustes.
- Estabilidad de la central ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
- Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo

Datos adicionales en el caso de generadores conectados a la red de transporte

1. Datos de la instalación en el punto de conexión a la red

- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
- Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
- Régimen de funcionamiento previsto (ciclos diarios, semanales, estacionales, si procede).
- Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
- Contenido máximo de distorsión armónica garantizado (magnitud y orden), en caso de que existan procesos con control de onda en la instalación:
- Armónicos de tensión
- Armónicos de intensidad
- Esquema unifilar de protección y medida de la instalación.

2. Datos de cada generador

- Tensión nominal (kV).
- Máxima tensión de generación (kV).
- Mínima tensión de generación (kV).
- Velocidad nominal.
- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para ejes directo y transversal (Ω).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como para eje transversal (s).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como para eje transversal (s).
- Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

- Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

3. Datos del transformador principal

Ver transformadores de transporte.

4. Datos de la línea de evacuación (en su caso)

Ver líneas de transporte.

5. Datos de las protecciones

5.1 Protecciones de la Central

- Relé de sobretensión: ajustes.
- Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

5.2 Protecciones asociadas a la interconexión

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.
- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

5.3 Teledisparo ante contingencias en la red

- Capacidad de teledisparo (SI/NO).
- Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal (indicar también tiempos de apertura de interruptor).
- Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1.4.2. PARQUES EÓLICOS

1. Características de cada parque

- Nombre del parque
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
 - Empresa propietaria:
 - Nombre
 - NIF
 - Dirección.
 - En su caso, número de identificación en el RAIPEE.
 - Fecha de concesión del Régimen Especial.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - Domicilio del parque: municipio, código postal y provincia.
 - Coordenadas UTM de la poligonal del parque.
 - Compañía Distribuidora.
 - Potencia instalada: aparente bruta (MVA) y activa neta (MW). La potencia aparente debe incluir toda la compensación de reactiva del parque.
 - Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
 - Régimen de operación previsto del parque:
 - Horas de utilización (a plena potencia) referidas a períodos anual y estacionales.
 - Curva de potencia activa en función de la velocidad del viento, incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores dejan de aportar potencia.
 - Cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión (sí/no).
 - Procedimiento de arranque / frenado.
 - Capacidad de arranque autónomo.
 - Capacidad de funcionamiento en isla.
 - Datos de cada modelo de aerogenerador:
 - Número de aerogeneradores del mismo modelo
 - Fabricante y modelo
 - Tecnología (máquina de inducción o asíncrona de jaula de ardilla, máquina de inducción o asíncrona de deslizamiento variable, máquina de inducción o asíncrona doblemente alimentada, aerogeneradores con conversión total de potencia en estátor (full converter), otras.
 - Breve descripción de la tecnología.
 - Potencia activa instalada de cada aerogenerador (kW).
 - Potencia aparente instalada de cada aerogenerador (kVA) incluyendo, en su caso, su compensación de reactiva interna.
 - Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna del aerogenerador.
 - Constante de inercia del aerogenerador referida al lado eléctrico (s).
 - Relación de multiplicación, en su caso.
 - Constante de elasticidad del acoplamiento mecánico-eléctrico, en su caso, referida al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).
 - Coeficiente de amortiguamiento, en su caso, referido al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).
 - Velocidad nominal.
 - Rendimiento.
 - Se aportará un modelo de cada tipo de generador que describa el comportamiento dinámico desde el punto de vista de la red eléctrica ante perturbaciones en la misma (velocidad de viento constante). Asimismo, deberá contemplar el comportamiento dinámico de la parte mecánica si, durante perturbaciones en la red, dicho comportamiento modifica la respuesta eléctrica o justificase su desconexión. Se aportará el esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.
 - Compensación de reactiva en bornas del aerogenerador excluida, en su caso, la compensación interna:
 - Compensación estática y dinámica de potencia reactiva (valores nominales en Mvar).
 - Posibilidad de regulación.
 - Compensación de reactiva en bornas de parque excluida, en su caso, la asociada a cada aerogenerador.
 - Compensación estática y/o dinámica de potencia reactiva total (valor nominal en Mvar).
 - Posibilidad de regulación.
 - Baterías de condensadores (sí/no).
 - Potencia total (Mvar).
 - Número de escalones.
 - Tipo de control de los escalones.
 - Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS) (sí/no).
 - Potencia total instalada (Mvar).
- 2. Datos del transformador de conexión a la red**
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre

- NIF
- Dirección.
- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).
- Características de regulación (arrollamiento con tomas, nº de tomas, relación máxima y mínima).

3. Datos de la línea de conexión a la red

Ver líneas de red observable.

4. Datos de las protecciones

4.1 Protecciones del parque

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas al parque (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
- Relé de mínima tensión: indicar fases en que mide y ajustes.
- Relé de sobretensión: ajustes.
- Estabilidad del parque ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.
- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

4.2 Protecciones asociadas a los aerogeneradores

- Relé de mínima tensión: indicar fases en que mide y ajustes.
- Relé de sobretensión: ajustes.
- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
- Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

4.3 Protecciones asociadas a la interconexión

- Relé de mínima tensión: ajustes.

Datos adicionales en el caso de parques conectados a la red de transporte

1. Características de cada parque

- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
- Intensidad de cortocircuito aportada por el parque a un cortocircuito en el punto de conexión a la red.
- Contenido máximo de distorsión armónica garantizado (magnitud y orden):
- Armónicos de tensión
- Armónicos de intensidad
- Nivel de tensión (kV) de la red interna de conexión de los generadores.
- Esquema unifilar de protección y medida del parque y de la instalación de enlace.

2. Datos del transformador de parque (en caso de ser éste el transformador de conexión a la red, ver punto 4)

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).
- Características de regulación (arrollamiento con tomas, nº de tomas, relación máxima y mínima).

3. Datos de la línea de evacuación de cada parque (en su caso) (en caso de ser ésta la línea de conexión a la red de transporte, ver punto 5)

Ver líneas de red observable.

4. Datos del transformador de conexión a la red

Ver transformadores de transporte.

5. Datos de la línea de evacuación (en su caso)

Ver líneas de transporte.

6. Datos de las protecciones

6.1. Protecciones del parque

- Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

6.2. Protecciones asociadas a la interconexión

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.
- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

6.3. Teledisparo ante contingencias en la red

- Capacidad de teledisparo (SI/NO).
- Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal (indicar también tiempos de apertura de interruptor).
- Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

2. SISTEMA DE TRANSPORTE E INSTALACIONES DE CONSUMO

2.1 SUBESTACIONES

- Nombre de la subestación.
- Domicilio: municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

2.2 PARQUES

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).
- Coordenadas UTM del parque (dar un punto de referencia).
- Configuración.
- Propietario de cada posición.
- Propietario de cada barra.
- Intensidad máxima de cortocircuito admisible de los distintos elementos del parque.
- Poder de corte nominal en cortocircuito de los interruptores.
- Esquemas unifilares de protección y medida.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Protecciones: ver epígrafe "Protecciones".

2.3 LÍNEAS Y CABLES

- Denominación de línea.
- Parques extremos de la línea.
- Número de circuito y longitud en km.
- Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.
- Resistencia de secuencia directa (Ω).
- Reactancia de secuencia directa (Ω).
- Susceptancia de secuencia directa (μS).
- Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
- Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
- Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

- Valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera) de:
- Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA)
- Elemento limitante
- Límite térmico permanente del conductor (MVA)
- Temperatura máxima de funcionamiento del conductor (OC).
- Longitud en apoyos compartidos, en su caso (en una misma zanja o galería, si de cables aislados se trata).
- Configuración de la línea.
- Conductor: Denominación / material / sección total (mm2).
- Cables de tierra: Denominación / material / sección total (mm2).
- Configuración de puesta a tierra (sólo para cables aislados): Tipo/longitud de las secciones.
- Número de conductores por fase.
- Protecciones: ver epígrafe "Protecciones".

2.4 TRANSFORMADORES

El presente epígrafe es de aplicación a los transformadores conectados entre red de transporte y red observable. Los transformadores que alimentan cargas y los conectados a redes no observables se tratan bajo el epígrafe "Instalaciones de consumo".

- Nombre de la subestación y parque del nivel de tensión más alto.
- Número de orden.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100kV con influencia en la red de transporte).
- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.
- Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador / transformador, circuito magnético (nº de columnas).
- Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
- Tipo de refrigeración.

- Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).
- Tensión máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).
- Grupo de conexión.
- Tipo de regulación en cada arrollamiento (carga o vacío). Posibilidad de regulación automática y de su bloqueo ante colapso.
- Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador), de la toma habitual (regulación en vacío) y de la toma máxima. Para transformadores de generación, además, números de la toma habitual (cambiador de tomas en vacío) o de las más frecuentes (cambiador de tomas en carga).
- Relación de transformación entre primario y secundario para cada una de las posibles tomas del transformador o autotransformador.
- Pérdidas en el transformador:
- Pérdidas debidas a la carga entre cada pareja de arrollamientos (kW)
- Pérdidas en vacío (kW)
- Pérdidas en los equipos auxiliares (kW)
- Tensión de cortocircuito entre cada pareja de arrollamientos en las tomas principal, máxima y mínima en su caso (%). Toma principal en transformadores de generación.
- Impedancias homopolares entre cada arrollamiento y su borne neutro en las tomas principal, máxima y mínima en su caso (% en base máquina). Toma principal en transformadores de generación.
- Protecciones: ver epígrafe "Protecciones".

2.5 ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA O REACTIVA

Los ítems que forman la base de datos para los elementos más comunes de compensación de energía reactiva son los siguientes:

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Tipo (Reactancia o Condensador o Estática; se replicará la información en caso de elementos con posibilidades de compensación inductiva y capacitiva).
- Número de orden.
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (MVA).
- Tensión de conexión (kV).
- Situación (barras o terciario de transformador).
- Propietario.
- Pérdidas en el hierro (kW).
- Pérdidas en el cobre (kW).

- Pérdidas totales incluidas adicionales (kW)
 - Tipo de conexión.
 - Número de escalones.
 - Para cada escalón:
 - Nº de bloques.
 - Potencia nominal de cada bloque (MVA).
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - En el caso de compensación estática: las características del transformador de conexión a la red, tensión nominal del equipo compensador, característica V/I del sistema de compensación, y esquema de bloques del regulador de tensión con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.
 - En el caso de elementos de control de potencia activa, se facilitarán los datos asociados en función de la configuración correspondiente.
 - Protecciones: ver epígrafe "Protecciones".
- 2.6 INSTALACIONES DE CONSUMO**
- El presente epígrafe es de aplicación a los transformadores que alimentan cargas y los conectados a redes no observables. Los transformadores conectados entre red de transporte y red observable se tratan bajo el epígrafe "Transformadores".
- Denominación de la instalación.
 - Número de orden.
 - Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.
 - Propietario.
 - Domicilio de la instalación. Municipio, código postal y provincia.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - Tipo de carga (red de distribución, servicios auxiliares, consumidor).
 - Subestación y parque de conexión a la red (Nombre, kV).
 - Configuración general de la instalación, modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).
 - Régimen de funcionamiento previsto. Previsión de consumo (MW, MVA) en el punto de conexión a la red en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual.
 - Transformador de conexión a la red.
 - Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
 - Tensión nominal y máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).
 - Grupo de conexión.
 - Tipo de regulación en cada arrollamiento (carga o vacío). Posibilidad de regulación automática y de su bloqueo ante colapso.
 - Pérdidas debidas a la carga (kW).
 - Tensión de cortocircuito (%).
 - Impedancia homopolar (% en base máquina).
 - Características principales de composición de la carga (si procede):
 - Proporción asimilable a carga de potencia constante.
 - Proporción asimilable a carga de impedancia constante.
 - Proporción asimilable a carga de intensidad constante.
 - Características y ajuste del relé de frecuencia. Este punto es adicional a los recogidos bajo en epígrafe "Protecciones":
 - Frecuencia: rango de ajuste, escalonamiento y valor de ajuste (Hz).
 - Temporización: rango de ajuste y valor de ajuste (s).
 - Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).
 - Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé.
 - Información adicional para hornos de arco en corriente alterna:
 - Tensión nominal (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia del horno (MVA).
 - Compensación de reactiva: tipo, potencia nominal (MVA) y embarrado de conexión.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores AT-MT y MT-BT.
 - Impedancia de la reactancia serie, si la hubiere.
 - Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
 - Información adicional para hornos de arco en corriente continua:
 - Tensión nominal (kV).

- Tensión de media (kV).
- Tensión de baja (kV).
- Potencia de rectificación (MW).
- Número de pulsos.
- Compensación de reactiva: tipo, potencia nominal (MVA_r) y embarrado de conexión.
- Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores AT-MT y MT-BT.
- Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
- Filtros de armónicos: orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (MVA_r).
- Información adicional para cargas desequilibradas:
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.
- Línea de evacuación (en su caso):
- Número de circuitos y longitud en km.
- Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.
- Resistencia de secuencia directa (Ω).
- Reactancia de secuencia directa (Ω).
- Susceptancia de secuencia directa (μS).
- Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
- Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
- Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

2.7 PROTECCIONES

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
- Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado
- Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.
- Esquema unifilar de protección y medida.

- Relés 86: desglose, indicando para cada uno si es o no teledirigido
- Acopladores de red o teleacopladores:
- Tiempo que se mantiene la búsqueda de condiciones de cierre a partir de la orden dada (min)
- Modo redes acopladas:
- Diferencia de frecuencias máxima (Hz)
- Diferencia angular máxima ($^{\circ}$) que permite el cierre para las siguientes diferencias en el módulo de las tensiones de línea: nula, del 10% y del 20% de la tensión nominal
- Modo redes desacopladas:
- Diferencia máxima de frecuencia para la que se permite el cierre (Hz)
- Diferencia máxima de tensiones de línea para la que se permite el cierre (kV)
- Relés de sincronismo:
- Diferencia máxima de frecuencias (Hz)
- Diferencia angular máxima ($^{\circ}$) que permite el cierre para las siguientes diferencias en el módulo de las tensiones de línea: nula, del 10% y del 20% de la tensión nominal
- Desglosar, en caso necesario, entre supervisión del reenganche y del cierre voluntario.
- Límite de sobrecarga:

Independientemente de que el elemento esté dotado de un relé específico de disparo por sobreintensidad de fase, se deberá conocer la máxima capacidad de transporte de potencia activa en condiciones equilibradas antes del disparo, para la tensión nominal y 0,95 p.u., y factores de potencia 0,8, 0,9 y 1.

Notas:

1.- Los valores que se dejen en blanco se supondrá que son mayores del doble del límite térmico estacional de invierno del elemento que protegen.

2.- Si fuese necesario se distinguirá entre factor de potencia inductivo y capacitivo.

- Relés de mínima tensión
- Existencia (SI/NO)
- Activo (SI/NO)
- Ajustes (kV, s)
- Lógica de disparo
- Protecciones de sobretensión:
- Existencia (SI/NO)
- Ajustes (kV, s)
- Dispositivos automáticos de reposición
- Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

- Reenganche de líneas
- Posición del reenganchador en condiciones normales de operación (no activo/mono/mono+tri/tri)
- Extremo que lanza tensión en el reenganche trifásico
- Supervisión de sincronismo en el reenganche trifásico (SI/NO)
- Teledisparo de líneas
- Teledisparo ante apertura voluntaria (SI/NO)
- Teledisparo ante apertura de interruptor (SI/NO)
- Teledisparo de protecciones (SI/NO). Indicar qué protecciones lo activan, en su caso.

3. RED OBSERVABLE

3.1 SUBESTACIONES

- Nombre de la subestación.
- Domicilio: municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

3.2 PARQUES

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).
- Configuración.
- Propietario de cada posición.
- Propietario de cada barra.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

3.3 LÍNEAS

- Denominación de línea.
- Parques extremos de la línea.
- Número de circuito y longitud en km.
- Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Resistencia de secuencia directa (Ω).
- Reactancia de secuencia directa (Ω).
- Susceptancia de secuencia directa (μS).
- Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
- Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
- Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

3.4 TRANSFORMADORES

- Los transformadores conectados a la red de transporte se tratan en el capítulo de "Sistema de Transporte".

ANEXO 2 DEL P.O.9: INFORMACIÓN QUE SE ENVIARÁ AL OPERADOR DEL SISTEMA

EN TIEMPO REAL

RED DE TRANSPORTE

INTERRUPTORES

SEÑALIZACIONES

Posición del interruptor

Posición del selector local/remoto (por interruptor y con los seccionadores asociados)

ALARMAS

Fallo del interruptor

ANOMALÍAS

Defecto interruptor

SECCIONADORES

SEÑALIZACIONES

Posición de los seccionadores

LÍNEAS

SEÑALIZACIONES

Presencia de tensión de retorno (sustituible por 504) (opcional)

Automatismo de reposición en /fuera de servicio

Reenganchador en/fuera de servicio

ALARMAS

Disparo temporizado por protección (opcional)

Recepción de teledisparo (opcional)

Orden de reenganche (opcional)

Disparo del sistema de protección primario o secundario

ANOMALÍAS

Anomalia protecciones (opcional)

MEDIDAS

Potencia activa

Potencia reactiva

Tensión de línea

TRANSFORMADORES Y REACTANCIAS

SEÑALIZACIONES

Mando en local del regulador (sólo transformadores)

Regulación automática de tensión en/fuera de servicio (sólo transformadores)

ALARMAS

Actuaciones de protecciones propias que permiten la prueba inmediata (opcional)

Actuaciones de protecciones propias que permiten la prueba al cabo del tiempo (opcional)

Actuaciones de protecciones propias que no permiten la prueba

ANOMALÍAS

Anomalia transformador/reactancia (opcional)

Anomalia protecciones (opcional)

MEDIDAS

Potencia activa primario del transformador

Potencia reactiva primario del transformador

Toma del regulador en carga (sólo transformadores)

Toma del regulador en vacío (sólo transformadores) (opcional)

Potencia activa secundario del transformador (opcional)

Potencia reactiva secundario del transformador (opcional)

Potencia activa terciario del transformador (opcional)

Potencia reactiva terciario del transformador (opcional)

Tensión en reactancia (sustitutiva de la de potencia reactiva) (opcional)

Potencia reactiva en reactancia

BARRAS

ALARMAS

Actuación protección de diferencial (opcional)

Relé de baja frecuencia (opcional)

ANOMALÍAS

Protección diferencial bloqueada o fuera de servicio

MEDIDAS

Tensión por sección de barra

Medida de frecuencia en algunas barras seleccionadas

ACOPLAMIENTO DE BARRAS

MEDIDAS

Potencia activa

Potencia reactiva

GENERALES DE S.E.

SEÑALIZACIONES

Automatismo de reposición en/fuera de servicio por parque
Parque "local/telemando"

ALARMAS

Disparo por mínima tensión por parque (opcional)
Disparo por sobretensión por parque (opcional)

MEDIDAS

Dirección del viento (opcional)
Temperaturas (opcional)
Insolación-nubosidad (opcional)
Velocidad del viento (opcional)

RED OBSERVABLE

INTERRUPTORES

SEÑALIZACIONES

Posición del interruptor

SECCIONADORES

SEÑALIZACIONES

Posición de seccionadores que afecten a topología

LÍNEAS

MEDIDAS

Potencia activa

Potencia reactiva

TRANSFORMADORES Y REACTANCIAS

MEDIDAS ANALÓGICAS

Potencia activa primario del transformador

Potencia reactiva primario del transformador

Toma del regulador en carga (sólo transformadores)

Potencia activa secundario del transformador

Potencia reactiva secundario del transformador

Tensión en reactancia (sustitutiva de la de potencia reactiva)

Potencia reactiva en reactancia

BARRAS

MEDIDAS

Tensión por sección de barra

GENERACIÓN INCLUIDA EN EL MODELO DE RED

GRUPOS CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN

SEÑALIZACIONES

Estado local/remoto de regulación del grupo

Tipo de regulación, control/no control

Grupo como síncrono (opcional)

GRUPOS TÉRMICOS

MEDIDAS

Potencia activa en alta del transformador de máquina

Potencia reactiva en alta del transformador de máquina

Potencia activa en baja del transformador de máquina (opcional)

Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (opcional)

Tensión de generación (opcional)

GRUPOS HIDRÁULICOS Y RÉGIMEN ESPECIAL

MEDIDAS

Potencia activa en alta del transformador de máquina

Potencia reactiva en alta del transformador de máquina

GRUPOS EÓLICOS

MEDIDAS

Potencia activa en alta agrupada por parque

Potencia reactiva en alta agrupada por parque

GENERADORES SÍNCRONOS Y CONDENSADORES

SEÑALIZACIONES

Estado de conexión del condensador

MEDIDAS

Potencia reactiva

Tensión

ANEXO 3 DEL P.O.9: INFORMES DE INCIDENCIAS

Los contenidos que deben incluirse en el informe sobre una incidencia son los que resulten de aplicación de entre los que se enumeran a continuación:

- a) Fecha y hora de la incidencia.
- b) Instalaciones de transporte y/o elementos del sistema eléctrico en cuestión directamente involucradas en la incidencia (y no únicamente afectadas por la incidencia), duración de la pérdida de servicio (con indicación de si se trata de dato o previsión)
- c) Afectación directa al mercado: ubicación y número de clientes afectados, demanda (en MW) interrumpida y la duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión).
- d) Afectación a la generación: grupo o grupos afectados, generación interrumpida (MW) y duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Daños constatados.
- e) Descripción de la incidencia (cronología de eventos, actuación de sistemas de protección y automatismos,...).

2ANEXO PO EXTRAPENINSULARES 28.4.2006

P.O. 10.1: CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDIDA

1. OBJETO

Este documento tiene por objeto definir las condiciones a que deben ajustarse las instalaciones de los puntos de medida y sus equipos asociados de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el Real Decreto 2018/1997, el Real Decreto 385/2002, el Real Decreto 1747/2003, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el Real Decreto 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año, la Orden ITC 913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo de cada uno de los combustibles utilizados y procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como el Real Decreto 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía.

3. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

3.1. Tipos 1, 2 y 3

3.1.1. General

El Encargado de la Lectura deberá comprobar que las instalaciones de puntos de medida cumplen con lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los equipos de medida se instalarán de modo que funcionen dentro de las condiciones ambientales definidas por el fabricante.

Será obligatorio el precintado de los contadores y de los transformadores de medida y la verificación de los contadores de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O 10.2 de los SEIE.

La relación de transformación de los transformadores de intensidad será tal que la intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o a la potencia contratada en el caso de clientes se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador. En el caso de que alguna instalación no pueda cumplir este rango, el responsable de la instalación, deberá indicarlo de modo explícito, justificando la imposibilidad de cumplimiento del mismo.

La relación de transformación de los transformadores de tensión será tal, que la tensión nominal del primario estará comprendida entre el 80% y el 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.

Las características nominales de tensión e intensidad de los contadores serán las adecuadas a los secundarios de los transformadores de medida a que están conectados.

Los registradores y equipos de medidas de comunicaciones que se instalen, deberán utilizar el protocolo de comunicación establecido en el procedimiento P.O. 10.4 de los SEIE.

3.1.2. Determinación de la ubicación de los puntos de medida

La definición de los puntos de medida y la determinación de la ubicación de los equipos en los puntos de medida se realizará de acuerdo con lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía. Cuando el responsable de los equipos de un punto de medida proyecte operar con una configuración diferente a las establecidas en la Normativa de Puntos de Medida de Energía, deberá entregar al Encargado de la Lectura un informe en el que se justifique el motivo por el que propone dicha configuración, así como una descripción detallada de la misma. El Encargado de la Lectura, garantizando que se respeta la definición de las fronteras de la Normativa de Puntos de Medida de Energía, dará en un plazo inferior a treinta días la conformidad o no del establecimiento de la instalación en las condiciones solicitadas.

Debido a las particularidades del procedimiento liquidatorio de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares las fronteras de generación se definirán por grupo generador independientemente del número de conexiones entre la central y las barras de distribución y/o transporte. Como consecuencia de lo anterior, se equipará con punto de medida cada una de las salidas de transformador de generación de grupo y caso de existir, se equiparán con puntos de medida todas las conexiones de auxiliares de la central con las redes de transporte o distribución. Si alguna de las fronteras fuese de tipo 1, deberán ser equipados los puntos de medida a fin de disponer de medida redundante o comprobante.

Independientemente de lo indicado en el párrafo anterior, previo acuerdo del operador del sistema y los participantes de una frontera podrán establecer puntos de medida alternativos que sean equivalentes y no afecten a la medida de cara al sistema de liquidaciones.

3.1.3. Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida

La instalación de los equipos de puntos de medida se realizará atendiendo a lo indicado en la Normativa vigente y en la última edición del Reglamento Sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según corresponda.

El secundario de los transformadores de medida al que se conecten los contadores deberá disponer de una caja de centralización precintable, preferiblemente independiente del resto de los devanados secundarios o de bornas precintables independientes situadas en una caja de centralización común a todos los devanados secundarios. Para instalaciones preexistentes a la Normativa de Puntos de Medida de Energía en las que no sea posible cumplir dicho requisito, el responsable del punto de medida deberá justificar el incumplimiento al Encargado de la Lectura que podrá aceptar o no esta instalación, en función de los criterios técnicos expuestos por el responsable del punto de medida. Una vez aceptada la instalación, dicha aceptación será válida hasta que se realicen trabajos de renovación o modificación. La instalación de dicha caja de centralización no será obligatoria para distancias inferiores a 15 metros entre los transformadores de medida y el armario donde se encuentren ubicados los contadores.

Para los transformadores de tensión, cuando existan otros devanados secundarios no dedicados a medida, el responsable del equipo de medida deberá justificar, basándose en los ensayos de fabricante u otro método válido, que la precisión para la medida es adecuada para el rango de cargas instalado en los otros devanados secundarios. La carga que soporten los secundarios no dedicados a medida deberá mantenerse siempre dentro del rango especificado en los ensayos. En todo caso, la carga total para dichos transformadores de tensión no excederá nunca la carga de precisión. Los ensayos anteriormente indicados serán custodiados por el responsable del equipo de medida y cualquier participante de la medida podrá solicitar su inspección. A fin de alcanzar una carga que sea al menos del 50% de la carga de precisión en dichos devanados secundarios, será válido cargar el devanado de medida con una resistencia adicional hasta alcanzar una carga que esté entre el 50% y el 100% de la carga de precisión de dicho devanado o bien cargar el resto de devanados hasta alcanzar una carga que esté entre el 50% y el 100% de la carga de precisión simultánea.

El encargado de la lectura podrá solicitar la comprobación de la distribución de cargas simultáneas en los distintos secundarios.

La caída de tensión no será superior al 1 por 1000 en el cableado de transformadores de Tensión desde el transformador hasta el contador.

Para las instalaciones que entren en servicio con posterioridad a la aprobación de este procedimiento se requerirán, además los siguientes requisitos:

- Las instalaciones de medida contarán con una toma de corriente de 230 V ~ a menos de 10 metros de distancia de los contadores.
- Los contadores instalados en intemperie contarán con resistencia calefactora y su correspondiente termostato.

La instalación y equipos se precintarán de forma que no sea posible añadir o quitar cargas sin romper los precintos.

Cada contador y registrador dispondrá de un rótulo identificativo que indique a qué punto/s de medida corresponde.

3.1.4. Telemedida

La Normativa de Puntos de Medida de Energía establece qué puntos deben disponer obligatoriamente de comunicación, siendo optativo para el resto.

3.1.5. Elementos auxiliares

En cada contador se instalará un bloque de pruebas de, al menos, seis polos para el circuito de intensidades y otro bloque de pruebas de, al menos, cuatro polos para el circuito de tensiones, tanto en el caso de medida directa como de medida indirecta o un bloque conjunto con las características anteriormente indicadas. Dichos bloques permitirán la separación para la verificación o sustitución del contador sin necesidad de desconectar la instalación y, en caso de los transformadores de intensidad, sin interrumpir la continuidad del circuito secundario. Los bloques de prueba deberán permitir realizar las operaciones que se indican a continuación:

- Precintar sus alvéolos de prueba y elementos cortocircuitables.
- Abrir y cerrar cualquier circuito de tensión.
- Puesta en cortocircuito de cualquier circuito de intensidad.
- Realizar mediciones en serie y en paralelo de los circuitos de intensidad y tensión.
- Cambiar el contador y variar las instalaciones sin necesidad de cortar el suministro del punto de medida.
- Verificar el contador.
- Dejar conectados equipos de comprobación temporalmente sin desconexión del equipo principal.

Los conductores irán marcados convenientemente mediante anillas de plástico o cualquier otro método a fin de identificar correctamente cada uno de los circuitos.

Las interconexiones entre los contadores y los transformadores de medida se realizarán utilizando cables apantallados de sección igual o superior a 6 mm² para las nuevas instalaciones; para instalaciones anteriores a la entrada en vigor de la Normativa de Puntos de Medida de Energía que no dispongan de cables apantallados, el responsable de los equipos de medida será responsable de su sustitución cuando se acometan trabajos de modificación o sustitución de los transformadores de medida o cuando se detecten errores de imprecisión o averías imputables al apantallamiento.

En las nuevas instalaciones los cables no deberán tener puntos de conexión intermedios. Si estos han de existir, se instalarán cajas de conexión intermedia precintables o en su caso bornes precintables, que serán precintadas por el Encargado de la Lectura y que impidan la manipulación. En aquellas instalaciones ya existentes se reducirá al mínimo las conexiones entre paneles, utilizando para estas bornes no seccionables y preferiblemente precintables.

3.1.6. Equipos que no cumplan los requisitos de instalación

Podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipos nuevos aquellos equipos de medida existentes de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los equipos de medida que no cumplan todos estos requisitos mínimos deberán ser sustituidos en los plazos que se indican en las disposiciones transitorias de la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Para los equipos aprovechables durante las etapas transitorias que fija el Normativa de Puntos de Medida de Energía y que no cumplan los requisitos de precisión indicados en dicho Normativa de Puntos de Medida de Energía, el Encargado de la Lectura, si existen dudas sobre su estado o precisión, podrá solicitar una verificación a petición. Dicha verificación se realizará de acuerdo con el procedimiento P.O. 10.2. de los SEIE.. Los gastos de dicha verificación correrán a cargo del responsable del equipo de medida.

3.1.7. Modificación de las instalaciones

El responsable de los equipos de cada punto de medida solicitará al Encargado de la Lectura, por cualquier procedimiento que deje constancia, cualquier modificación planificada en las instalaciones de medida con al menos un mes de antelación a su fecha prevista.

La solicitud de modificación habrá de ser confirmada por el Encargado de la Lectura, en un plazo de quince días después de la recepción, aceptando o denegando la solicitud de modificación.

Las modificaciones de las instalaciones que deberán ser notificadas serán las que afecten a:

- Modificación de relaciones de transformación
- Sustitución de cualquier equipo de medida
- Modificación en el conexionado interno o externo de cualquiera de los equipos de medida
- Retirada de los precintos colocados por el Encargado de Lectura o por el Verificador de Medidas
- Incorporación o sustitución de cualquier equipo conectado a cualquiera de los devanados secundarios de los transformadores de medida
- Modificaciones en el circuito de potencia de la instalación
- Otras modificaciones que puedan afectar a la medida

El Encargado de la Lectura autorizará o no la modificación solicitada, comunicando al responsable del equipo del punto de medida y al otro participante su decisión no más tarde de los quince días después de recibir la solicitud. Una vez realizada la intervención, el resultado de esta le será comunicada al Encargado de la Lectura, mediante el método que este prevea.

Las modificaciones de las instalaciones podrán requerir a criterio del Encargado de la Lectura, una nueva realización del procedimiento de puesta en servicio de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.3. de este procedimiento.

En caso de modificaciones urgentes por reparación ante avería o mantenimiento correctivo no planificado que impliquen intervenciones en equipos de medida instalados en puntos que no sean fronteras de cliente y que requieran una intervención urgente por necesidades del servicio, deberán ser notificadas al Encargado de Lectura en el primer día hábil. Esto no incluye cambios de topología si la frontera correspondiente a la nueva instalación (línea, transformador, etc.) y sus equipos no han sido dados de alta en el Concentrador de medidas.

Independientemente de todo lo anterior, el levantamiento de cualquier precinto ya sea planificado o por avería se realizará de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.2. de los SEIE.

3.1.8. Registros de la instalación

El responsable de los equipos de los puntos de medida custodiará la información que se indica a continuación:

- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los distintos equipos de medida.
- Documentación técnica descriptiva original de los equipos de medida.
- Manuales de uso de los equipos de medida.
- Protocolos de ensayos en origen (fabrica), de acuerdo al procedimiento P.O. 10.2 de los SEIE. 10.2, ensayos de precisión, ensayos eléctricos y mecánicos que especifiquen las normas UNE o IEC.
- Ensayo de precisión para carga simultánea de los distintos devanados secundarios, según apartado 4.1.2 de las Instrucciones Técnicas Complementarias si aplica.
- Los protocolos de ensayo realizados durante la puesta en servicio de la instalación.
- Ficheros de inventario actualizados en soporte informático de los equipos de medida, de acuerdo al documento "Ficheros para el intercambio de información de Medidas para los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares".
- Copia del acta de conformidad de la instalación descrita en el apartado 4.3.5. de este documento.

El Encargado de la Lectura y el Operador del Sistema tendrán acceso a dicha documentación.

Independientemente de lo anterior, los responsables de puntos de medida de instalaciones operando en el mercado con anterioridad de la aprobación de este procedimiento, deberán enviar a su Encargado de la Lectura antes de que se cumplan seis meses desde la aprobación de este procedimiento la información que se indica a continuación:

- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medida así como el de la instalación de su equipo/s de medida comprobante/s o redundante si fuesen de aplicación.
- Características básicas del punto de medida: Ubicación, tensión, tipo de punto, potencia aparente o contratada, actividades a ambos lados de la frontera, empresa propietaria, responsable del equipo de medida, configuración (principal, comprobante o redundante), etc.
- Características principales de cada uno de los equipos de medida: normas de fabricación y ensayo, marca, modelo, tipo y clase de precisión.
- Certificados de conformidad a norma de cada uno de los equipos de medida.
- Fotocopia de los ensayos de verificación en origen indicados en el procedimiento P.O. 10.2. de los SEIE.

3.2. Tipos 4 y 5

3.2.1. General

Los equipos de medida instalados en puntos de tipo 4 y tipo 5, tanto estáticos como de inducción se ajustarán a lo reglamentado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y a la reglamentación específica que les sea de aplicación.

3.2.2. Determinación de los puntos de medida

El responsable del punto de medida ubicará el punto de medida principal coincidiendo con el punto frontera. Cuando ello no sea posible se aplicará el procedimiento legalmente previsto.

3.2.3. Criterios de instalación de los equipos de los puntos de medida

La instalación de los equipos de puntos de medida se realizará atendiendo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía y en la última edición del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se podrán usar centralizaciones de equipos de medida para suministros individuales en función de la reglamentación y de la normativa interna de cada distribuidor, que en todo caso habrá de estar conforme con la normativa vigente. En cualquier caso, tanto las centralizaciones como los suministros individuales deberán estar protegidos por paneles aislantes o módulos de aislamiento.

En caso de equipos instalados en un panel de centralización, las salidas hacia los contadores deberán ser con bornes que tengan una capacidad de embornamiento al menos entre 6 y 25 mm². Cada salida estará protegida con fusibles de seguridad.

En caso de equipos instalados en envoltentes individuales, están deberán permitir el alojamiento del contador, interruptor horario y base portafusibles.

4. PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES DE LOS PUNTOS DE MEDIDA

4.1. Tipos 1, 2 y 3

4.1.1. General

El proceso de entrada en funcionamiento de las instalaciones de un punto de medida en el Sistema de Información de Medidas Eléctricas se realizará atendiendo a lo indicado a continuación.

Caso de detección de incumplimiento del procedimiento de puesta en servicio en cualquiera de sus fases por el Encargado de la Lectura, éste último será responsable de comunicarlo a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo por si fueran de aplicación sanciones por incumplimiento la Normativa vigente.

4.1.2. Solicitud de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida

El responsable del equipo de medida o su representante solicitará al Encargado de la Lectura su intención de entrar en el sistema de información de medidas eléctricas, con al menos quince días de antelación a la fecha prevista para la puesta en servicio.

La solicitud se realizará de acuerdo al documento "Ficheros para el intercambio de información de Medidas en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

Adicionalmente, el responsable deberá enviar al Encargado de la Lectura la siguiente información:

- Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medida así como el de la instalación de su equipo/s de medida comprobante/s o redundante si fuesen de aplicación.
- Características básicas del punto de medida: Ubicación, tensión, tipo de punto, potencia aparente y contratada, actividades a ambos lados de la frontera, empresa propietaria, responsable del equipo de medida, configuración (principal, comprobante o redundante), etc.
- Características principales de cada uno de los equipos de medida: normas de fabricación y ensayo, marca, modelo, tipo y clase de precisión.
- Certificados de conformidad a norma de cada uno de los equipos de medida.
- Fotocopia de los ensayos de verificación en origen indicados en el procedimiento P.O. 10.2. de los SEIE.

En el caso de Puntos de Medida de clientes, el Encargado de Lectura dispondrá de un plazo de 15 días a partir de que el cliente o su representante comunique que dispone de los equipos de medida o que opta por alquilarlos, para la instalación y precintado de los mismos, siempre y cuando dicho cliente cuente con la concesión de la solicitud de acceso.

Para el resto de Puntos de Medida, el Encargado de la Lectura emitirá carta al solicitante indicando su acuerdo o posibles modificaciones necesarias en el plazo de un mes desde que reciba la solicitud, a fin de acordar la fecha para la inspección, parametrización y precinto de la instalación que deberá efectuarse antes de tres meses desde la entrada en servicio de la instalación. Asimismo, el Operador del Sistema pondrá a su disposición las instrucciones para que el responsable de los equipos del punto de medida o su representante prepare los datos del punto de medida para la carga de inventario, de acuerdo a las Especificación para el intercambio de información entre Agentes y Operador del Sistema en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

Si tras el análisis de los datos de la instalación, el Encargado de la Lectura considera la instalación con defectos, lo comunicará antes de cumplirse quince días para fronteras de clientes y de un mes de recibir la solicitud para el resto de fronteras. El responsable del equipo de medida dispondrá de un plazo de un mes para corregir los defectos. El alta de una frontera requerirá de pruebas de comunicación satisfactorias con cada uno de los registradores de puntos de medida asociados a dicha frontera por parte del encargado de la lectura.

Para poder ser considerada una medida en el sistema de información de medidas es necesario que el Encargado de la Lectura emita una carta indicando su acuerdo inicial a los datos aportados por el solicitante. Caso contrario, el punto de medida no sería válido para actuar en el mercado de energía eléctrica.

Las medidas procedentes de instalaciones con defectos podrán estar sujetas a estimación de acuerdo al procedimiento P.O. 10.5 de los SEIE.

4.1.3. Procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones de un punto de medida

El Encargado de la Lectura realizará la inspección de la instalación de acuerdo a la normativa aplicable y levantará acta de dicha inspección de acuerdo al anexo 1 de este procedimiento. La verificación comprenderá al menos, la comprobación de los siguientes aspectos:

- Inspección visual de los equipos de medida principal y comprobantes o redundantes.
- Comprobación de cableados y esquema eléctrico del sistema de medida.
- Comprobación de que los equipos de medida han superado la verificación en origen o primitiva.
- Parametrización del contador y registrador.
- Precinto de los equipos de medida.
- Pruebas funcionales de comunicación

Adicionalmente, previamente o durante la inspección de la instalación, el responsable de los puntos de medida deberá hacer entrega al Encargado de la Lectura con copia al otro participante de una carta en la que certifique que todas las fronteras de la instalación se corresponden con todas las fronteras dadas de alta en el sistema de información de medidas y que no existe ningún punto de interconexión eléctrica con otros agentes en dicha instalación.

4.1.4. Inspección visual

El Encargado de la Lectura realizará la inspección visual de la instalación a fin de comprobar que cumple los requisitos establecidos en la Normativa vigente y en este procedimiento.

4.1.5. Comprobación de cableados

En presencia del Encargado de la Lectura, el responsable de los equipos del punto de medida identificará y comprobará la correcta conexión de los cableados a fin de comprobar que los circuitos cumplen los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía y en este procedimiento.

El Encargado de la Lectura, precintará la caja de bornes de los distintos equipos de medida a fin de asegurar la no manipulación de los circuitos.

4.1.6. Aceptación de los ensayos en origen de los equipos de medida

El Encargado de la Lectura comprobará que los certificados de verificación en origen de los distintos equipos de medida son acordes a lo especificado en el procedimiento P.O. 10.2. de los SEIE, y cumplen los requisitos para el tipo de punto de medida. Para los equipos que dispongan de verificación primitiva, se estará a lo dispuesto en su legislación específica.

4.1.7. Parametrización, inspección y precintado del contador-registrador

El Encargado de la Lectura comprobará la parametrización del contador y registrador de acuerdo a lo indicado en éste documento y se asegurará que el contador y el registrador no han sufrido deterioro durante su instalación. Una vez realizadas dichas comprobaciones se precintarán los equipos de medida de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.7 del procedimiento P.O. 10.2. de los SEIE.

4.1.8. Pruebas funcionales de comunicación

El Encargado de la Lectura realizará una prueba de lectura remota a través del concentrador de medidas (para equipos con comunicación) y otra local en la instalación con TPL. Una vez realizadas las comprobaciones, el Encargado de la Lectura levantará acta de aprobación o no de la instalación con listado de defectos y pendientes a solucionar antes de la puesta en servicio de acuerdo a lo indicado en el anexo 1 de este procedimiento.

4.1.9. Datos de inventario

Antes de una semana de la fecha de puesta en servicio el responsable del equipo de medida, o del concentrador secundario asociado, deberá proporcionar al Encargado de la Lectura los datos de inventario del punto de medida de acuerdo a las Especificación para el intercambio de información entre Agentes y Operador del Sistema en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

Cualquier modificación de los datos de inventario se deberá comunicar al Encargado de Lectura con al menos una semana de antelación a la fecha prevista de modificación.

4.1.10. Auditoría de las instalaciones

El Encargado de la Lectura y/o Operador del Sistema podrá realizar una comprobación de las instalaciones del punto de medida en cualquier momento, a petición de cualquier participante de la medida, o si observara errores o datos inconsistentes, con el mismo alcance al indicado en el punto 4.1.3 de este procedimiento, a fin de comprobar que no se han introducido modificaciones no autorizadas en la instalación con respecto al acta de verificación inicial.

4.1.11. Defectos de instalación y funcionamiento de instalaciones de medida

Los posibles defectos en las instalaciones de medida son los que se indican a continuación:

- Falta identificación de Punto de medida en contador o registrador.

- No cumplimiento de transformadores de Tensión y/o Intensidad con las clases de precisión definidas en Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Configuración de la frontera no responde a las previstas en el Reglamento de Medidas. Compartir transformadores de medida (o compartir secundarios) en fronteras con potencia instalada superior a 80 MVA está en este caso.
- No cumplimiento de contadores con las clases de precisión definidas en Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Ausencia de registrador o éste no dispone del protocolo de comunicaciones adecuado.
- Ausencia de bloques de pruebas o no precintables.
- Características de tensión e intensidad de contadores no adecuadas a los transformadores de Tensión y/o Intensidad a los que están conectados.
- Relación transformación de transformadores de tensión no comprendida entre el 80% y 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.
- La relación de transformación de los Ti no se encuentra entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador.
- Secundarios de medida a los que está conectados los contadores no están dedicados en exclusiva a la medida destinada a liquidación, teniendo conectados relés, indicadores de cuadro, convertidores de medida, etc.
- Caída de tensión superior al 1 por 1000 en cableado de transformadores de Tensión.
- Carga de cables mayor al 75% de la carga de precisión del devanado en transformadores de Intensidad.
- Carga sobre el secundario del o los transformadores de tensión por debajo del 50% de la carga de precisión.
- Ubicación de armario de equipos de medida inadecuada (exceso de calor o humedad, no accesibilidad, etc).
- Ausencia de caja de centralización para transformadores de Tensión y/o Intensidad donde sea obligatoria.
- Secundarios dedicados a medida no precintables en caja de centralización.
- Cableado con secciones inferiores a las indicadas en las Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Cableado no blindado/apantallado entre cajas de centralización y el armario de contadores.
- Disposición física de equipos inadecuada en altura.
- Sistema de medida a tres hilos, sin la necesaria justificación.
- Conexiones intermedias, bloque de pruebas, contador, registrador u otros elementos del circuito de medida no precintables.
- Falta o ilegibilidad en placas de características de contadores, registradores, transformadores de Tensión, transformadores de Intensidad.

El responsable del equipo de medida es responsable de subsanar todos los defectos de sus instalaciones en los términos indicados en la Normativa vigente, en un plazo de tres meses desde que reciba la comunicación del Encargado de la Lectura con los defectos encontrados.

El Encargado de la Lectura comunicará al responsable del punto de medida y a la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, los defectos encontrados así como los plazos para su resolución. Cuando los defectos sean considerados graves, lo comunicará además a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

En caso de que el responsable del equipo de medida considere que no es posible subsanar alguno de estos defectos, lo justificará en el plazo de un mes ante el Encargado de la Lectura, quien dispondrá de otro plazo de un mes para comunicar la aceptación o no de dicha justificación. La sustitución de equipos que no cumplan los requisitos se realizará de acuerdo a los plazos indicados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Las medidas procedentes de instalaciones con defectos podrán estar sujetas a estimación de acuerdo al procedimiento P.O.10.5 de los SEIE.

4.2. Tipos 4, 5

4.2.1. Solicitud de puesta en servicio y alta de las instalaciones de un punto de medida

El cliente elegible o su representante solicitarán al Encargado de la Lectura su intención de entrar en el sistema de información de medidas eléctricas, en los plazos y con los requisitos especificados en la normativa vigente.

El Encargado de Lectura basándose en el boletín emitido por el instalador correspondiente o en su defecto mediante inspección de la instalación, deberá indicar en el plazo legalmente previsto, la aceptación de la instalación o las modificaciones a efectuar, indicando el código universal dentro del Sistema de Medidas del punto de medida.

ANEXO I DEL P.O.10.1: ACTA DE VERIFICACIÓN DE PUNTO DE MEDIDA

TIPOS 1, 2 y 3

Fecha: Causa de la verificación(P.E.S. / Modificación / Auditoría):

1. IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE MEDIDA

Código PM (Operador del Sistema):..... Dirección.....
 Código PM (externo): Población:.....
 Responsable de la instalación: Código postal:.....
 Tipo de punto (1/2/3): Teléfono contacto:
 Potencia aparente nominal/contratada (kVA): Telemedida (CP/CS/NO):
 Tensión nominal (kV):..... Fecha inicio vigencia:
 SEIE

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES

Transformadores de intensidad (relación devanado medida)

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	Nº Devanados secundarios/ medida	RELACIÓN	POTENCIA	CLASE

Transformadores de Tensión

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	Nº Devanados secundarios/ medida	RELACIÓN	INDUCTIVO	POTENCIA	CLASE

Contadores

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	T. Nominal	I. Nominal	Lectura max. Activa	Lectura max. Reactiva	CLASE

Registrador

CODIFICACIÓN EXT.	MARCA	MODELO	N. SERIE	CANAL (1-8)	DIRECCIÓN (0-65535)	CODIGO SIMEL	COMUNICACIÓN

Observaciones:.....

3. CUMPLIMIENTO REQUISITOS DE LOS EQUIPOS

	PROTOCOLOS DE ENSAYO EN ORIGEN	CLASE DE PRECISIÓN ADECUADA TIPO PM	CUMPLIMIENTO RD 2018/97	Aprobación modelo Autorización tipo	Verificación primitiva Verificación en origen	OBSERVACIONES
Transformador intensidad						
Transformador tensión						
Contadores						

4. CONFIGURACIÓN DE LA MEDIDA DEL PUNTO DE MEDIDA

Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los distintos equipos de medida.

Punto/s frontera para los que se utiliza el punto de medida:

Tipo de configuración del punto frontera / medida descrita en el Apéndice C de las ITC's (caso de no ser ninguna de las configuraciones, deberá existir nota de conformidad del encargado lectura)

Observaciones:.....

5. ADECUACIÓN Y CONECTIVIDAD DE EQUIPOS DE MEDIDA

Relación de transformación de los transformadores de intensidad es tal que la intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o contratada se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador.

Relación transformación de transformadores de tensión comprendida entre el 80% y 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario

Características nominales de tensión e intensidad de contadores adecuadas a los secundarios de transformadores de medida a que están conectados

Secundarios de medida a que está conectado el contador/es dedicado en exclusiva a medida destinada a liquidación.

El registrador utiliza el protocolo de comunicación establecido en el procedimiento P.O. 10.4 de los SEIE.

6. CARGA SIMULTÁNEA DEVANADOS SECUNDARIOS

	PROTOCOLO ENSAYO O MEDIDA (VA)	ESPECIFICADA (VA)	CUMPLIMIENTO RD 2018/97	OBSERVACIONES
Carga simultanea devanado Sec. I.				
Carga simultanea devanados Sec. T.				

Observaciones:.....

6. CRITERIOS DE INSTALACIÓN

Transformadores de tensión

Inspección visual Precinto caja

Medida o comprobación (del protocolo de puesta en servicio) de carga simultanea sobre todos los transformadores de tensión por encima del 50% de la carga de precisión con cos mayor de 0.8 .

Fase R:..... VA(Medida) Fase R:..... VA(Calculada)

Fase S:..... VA(Medida) Fase S:..... VA(Calculada)

Fase T:..... VA(Medida) Fase T:..... VA(Calculada)

Separación entre devanado de medida / otros y posibilidad de precintado independiente

Medida o comprobación (del protocolo de puesta en servicio) de caída de tensión inferior al 1 por 1000.

Fase R:..... VA(Medida) Fase R:..... VA(Calculada)

Fase S:..... VA(Medida) Fase S:..... VA(Calculada)

Fase T:..... VA(Medida) Fase T:..... VA(Calculada) T:

Observaciones:.....

Transformadores de intensidad

Inspección visual Precinto caja

Medida o comprobación (del protocolo de p.e.s.) de carga máxima cables menor o igual 75 % de la carga de precisión del transformador.

Fase R:..... VA(Medida) Fase R:..... VA(Calculada)

Fase S:..... VA(Medida) Fase S:..... VA(Calculada)

Fase T:.....VA(Medida) Fase T: VA(Calculada)

Cableados

Cables apantallados/ blindados entre transformadores medida –caseta Identificación de cables

Cableado interconexión mayor o igual a 6 mm² Sin conexiones intermedias. Si hay deben precintarse

Observaciones:.....

Contador/es

Inspección visual Precinto
Sistema de medida a cuatro hilos Bloque de pruebas precintable
Identificación del punto de medida a que corresponde Comprobación parametrización

Observaciones:.....

Registrador

Inspección visual Precinto
Comprobación parametrización y remota (CS o CP) si aplica Comprobación de lectura local (TPL)
Identificación de los puntos de medida a que corresponde Carga de clave privada

Observaciones:.....

7. DATOS DE INVENTARIO

Ficheros inventario actualizados en soporte informático, de acuerdo especificaciones del Operador del Sistema de cargas de inventario de SIMEL.
Comprobación de dichos ficheros en el CP.

Observaciones:.....

8. PRUEBAS FUNCIONALES DE LECTURA

Lectura local con TPL Lectura remota CS o CP

Observaciones:.....

9. TOTALIZACIÓN DE PRECINTOS

	FRONTAL	POSTERIOR	OBSERVACIONES
Armario contador			
Contador			
B.P.			
Registrador			
Caja centralización			

10. LISTA DE DEFECTOS

.....

En a de del 20....
 Por el Encargado de Lectura: Empresa propietaria del PM:
 Nombre..... Nombre responsable PM:
 Firma Firma

ANEXO II DEL P.O.10.1: ACTA DE VERIFICACIÓN DE PUNTO DE MEDIDA

TIPOS 4 y 5

Fecha: Causa de la inspección(P.E.S. / Modificación / Auditoria):.....

1. IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE MEDIDA

Código PM (CUPS o nº registro Productor. Reg. Esp.)..
 Dirección.....
 Población.....
 Titular del Punto de suministro/producción:
 Código postal:
 Tipo de punto (4/5):
 Teléfono contacto:
 Potencia máxima autorizada (kW):.....
 Tensión nominal (V):
 Fecha inicio vigencia:
 Compañía Distribuidora:.....
 Tarifa en vigor, de suministro o acceso:
 Derechos de acceso reconocidos:.....
 Derechos de extensión reconocidos:.....
 Disponibilidad de ICP
 SEIE.....

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA Y CARACTERÍSTICAS NOMINALES

Contador

CODIFICACIÓN	MARCA	MODELO	N. SERIE	T. Nominal	I. Nominal	Lectura max. Activa	Lectura max Reactiva	CLASE

Registrador(si aplica)

CODIFICACIÓN	MARCA	MODELO	N. SERIE	CANAL	DIRECCIÓN	CODIGO EL	COMUNICACIÓN

Otros dispositivos (ICP, Etc.)

Observaciones:.....

3. CUMPLIMIENTO REQUISITOS DE LOS EQUIPOS

	PROTOCOLO DE ENSAYO	CUMPLIMIENTO REAL DECRETO (CLASE PRECISIÓN, ETC.)	Aprobación modelo Autorización tipo	Verificación primitiva Verificación en origen	OBSERVACIONES
Contador					
Registrador					
Otros dispositivos (ICP, etc)					

4. INSPECCION DE LA INSTALACION DEL PUNTO DE MEDIDA

Sección cableado línea repartidora (mm²)
 Sección cableado derivación individual (mm²)
 Esquema eléctrico y conexionado

Contador/Registrador

- Inspección visual Precinto
- Identificación del punto de medida a que corresponde parametrización Comprobación parametrización

Propiedad del equipo de medida:.....
 Observaciones:.....

5. LISTA DE DEFECTOS

.....

En a de del

Por el Encargado de la Lectura: Por el Titular del PM:
 Nombre..... Nombre:.....
 Firma Firma

P.O. 10.2 :VERIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

1. OBJETO

Este documento tiene por objeto definir las condiciones y procedimiento de verificación de los equipos de medida instalados en los puntos de medida de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el Real Decreto 2018/97, el Real Decreto 385/2002, el Real Decreto 1747/2003, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el Real Decreto Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistema eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) así como el Real Decreto 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía .

3. VERIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

3.1. Equipos de medida a verificar

Los equipos de medida solos o combinados que será necesario verificar serán los siguientes:

- Contadores de activa y reactiva
- Registradores de energía
- Otros equipos o dispositivos cuando la legislación así lo establezca

3.2. Tipos de verificaciones y periodicidad de las mismas

Los equipos de medida descritos en 3.1 serán sometidos a los distintos tipos de verificaciones y en los plazos indicados de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 1, 2, 3 deberán disponer de verificación primitiva o en origen y serán sometidos a verificaciones sistemáticas en los plazos indicados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía o en su caso se someterán a las verificaciones periódicas cuando corresponda.

Los equipos de medida instalados en puntos de tipo 4 y tipo 5 tanto estáticos como de inducción, deberán disponer de verificación primitiva o en origen y serán sometidos a verificaciones sistemáticas o en su caso verificaciones periódicas en los plazos indicados y con el sistema de lotes y muestras establecido en las Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 y FOM/1100/2002 de 08/05/2002.

3.3. Solicitud de verificaciones no planificadas (verificaciones a petición)

Cualquiera de los participantes en una medida o el Operador del Sistema, podrá solicitar la realización de la verificación de cualquiera de los equipos del punto de medida del que son partícipes fuera de los plazos indicados en la Normativa sobre Sistema de Medidas del Mercado de Producción de Energía.

Las verificaciones no planificadas o a petición tendrán el mismo alcance y tratamiento que las planificadas.

Las verificaciones no planificadas con resultados satisfactorios darán lugar a la reasignación de las fechas de verificación sistemática de acuerdo a lo indicado en la Normativa sobre Sistema de Medidas del Mercado de Producción de Energía.

Las solicitudes de verificación no planificadas se comunicarán al encargado de la lectura por el procedimiento que defina el encargado de la lectura, con el contenido mínimo que se indica a continuación:

- Fecha en que se emite la solicitud.
- Identificación del equipo de medida del que se solicita verificación.
- Identificación del punto de medida.
- Causa de la solicitud de verificación.
-

3.4. Gastos ocasionados por las verificaciones

Los gastos que ocasionen las verificaciones estarán sujetos a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía y resto de normativa vigente.

3.5. Procedimiento de verificación

3.5.1 Puntos tipo 1, 2, 3

3.5.1.1. Verificaciones sistemáticas

3.5.1.1.1. Coordinación de la verificación

El encargado de la lectura atendiendo a las periodicidades indicadas en 3.2 coordinará con el responsable de cada equipo de medida y el otro participante de la medida la realización de las verificaciones.

Cualquier persona física o jurídica con interés económico en una medida podrá participar en las verificaciones, para lo cual podrá solicitar al encargado de la lectura que le comunique las que este previsto realizar a un equipo de medida.

3.5.1.2. Lugar de la verificación

Las verificaciones se realizarán siempre que sea posible en la propia instalación en la que esté el equipo. De no ser posible la realización de la verificación en la propia instalación, el responsable del equipo comunicará al resto de participantes de la medida la razón y el laboratorio en que se realizará la verificación.

El responsable de un equipo de medida o, en su caso, el propietario de la instalación de red donde éste se instale, deberá garantizar el acceso físico al encargado de la lectura, verificador de medidas si lo hubiere, a los demás participantes en la medida y a las Administraciones competentes para la realización de los trabajos de verificación.

3.5.1.3. Procedimiento de verificación

Las verificaciones se realizarán dentro del rango de las condiciones ambientales definidas por el fabricante para cada equipo de medida y los patrones a utilizar. En el caso de que las condiciones ambientales de los equipos de medida no se encuentren dentro de los rangos establecidos por el fabricante, se indicará dicha circunstancia en el protocolo de verificación y se considerará que el equipo no cumple los requisitos especificados de acuerdo al apartado 3.6. de este procedimiento.

Para cada equipo a verificar existe un documento específico o protocolo de prueba en el que se indican y registran los ensayos a realizar:

Anexo : Verificación Contador - registradores de energía

Antes de proceder a la verificación de un contador - registrador, se comprobará que su parametrización es correcta y coincide con la inventariada en el Concentrador de medidas/ o concentrador del encargado de la lectura. Asimismo, se deberá tomar lectura local con TPL, inmediatamente antes e inmediatamente después de la realización de una verificación.

3.5.1.4. Equipos necesarios para la verificación

Los equipos de inspección, medición y ensayo que se utilicen en las verificaciones que sirvan para aceptar o rechazar las características especificadas de un equipo de medida, deberán cumplir lo indicado en el procedimiento P.O. 10.3. de los SEIE.

3.5.1.5. Responsables de ejecución

El Verificador de Medidas Eléctricas autorizado será el responsable de las verificaciones en los puntos de medida, ejecutando la verificación a petición del responsable del punto de medida, salvo en las fronteras con Transporte y en las fronteras de generación que oferten su energía al mercado de producción, donde el Verificador será el Operador del Sistema. No obstante, el Encargado de la Lectura, podrá efectuar determinadas verificaciones en los supuestos y bajo las condiciones previstas en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

El responsable del equipo de medida, o su representante, es el responsable de elegir al ejecutor de los trabajos que deberá ser un Verificador de Medidas Eléctricas de acuerdo a los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

El encargado de la lectura participará en el desarrollo de la verificación con las atribuciones indicadas en la Normativa de Puntos de Medida de Energía. El participante no responsable del equipo de medida y/u otros sujetos con interés en la medida podrán asistir a la verificación si así lo desean y lo comunican previamente al encargado de la lectura. En este último caso firmarán en el certificado de verificación.

3.5.1.1.6. Criterios de aceptación

Los criterios de aceptación de los equipos a verificar, considerando el grado de incertidumbre de los equipos de verificación utilizados de los diversos ensayos indicados en el apartado 3.5.1.4 serán los indicados en las siguientes normas:

Contadores

Los establecidos para la clase de contador verificado en la última edición de las normas:

UNE-EN 60.687

UNE-EN 61.036

UNE-EN 61.268

En concreto, los criterios de aceptación según clases de precisión, cargas y ángulos serán:

Carga	Cos φ	Clase de Precisión				
		0,2 S	0,5 S	0,5	1	2
100% In	1	±0,2	±0,5	±0,5	±1,0	±2,0
	0,5 Ind	±0,3	±0,6	±0,8	±1,0	±2,0
	0,8 Cap	±0,3	±0,6	±0,8	±1,0	-
50% In	1	±0,2	±0,5	±0,5	±1,0	±2,0
	0,5 Ind	±0,3	±0,6	±0,8	±1,0	±2,0
	0,8 Cap	±0,3	±0,6	±0,8	±1,0	-
10% In	1	±0,2	±0,5	±0,5	±1,0	±2,0
	0,5 Ind	±0,3	±0,6	±1,3	±1,5	±2,5
	0,8 Cap	±0,3	±0,6	±1,3	±1,5	-
5% In	1	±0,2	±0,5	±1,0	±1,5	±2,5
2% In	0,5 Ind	±0,5	±1,0	-	-	-
	0,8 Cap	±0,5	±1,0	-	-	-

Los resultados de cada ensayo serán inicialmente aceptados por el personal que efectúa la verificación si estos se encuentran comprendidos dentro de los criterios indicados.

Para la aceptación de desviaciones diferentes será necesaria la consulta al Operador del Sistema, que resolverá acerca de su aceptación o rechazo.

3.5.1.1.7. Registro

El protocolo de verificación que forma parte del anexo de este documento, debidamente cumplimentado servirá como registro de la verificación realizada.

Además de los resultados del ensayo, el protocolo deberá indicar las anomalías encontradas en la verificación, en caso de existir, de acuerdo a la siguiente lista:

- Contador fuera de clase.
- Imposibilidad de precintado de bloque de pruebas o contador.
- Incongruencia con base de datos del Concentrador de medidas en codificación de puntos de medida o direcciones de enlace de registradores.
- Parametrización incorrecta y no modificable de contador o registrador.
- Imposibilidad de comprobación de parametrización, de carga de clave privada o de comprobación de firma electrónica en registradores por desconocimiento de claves de acceso. Sujeto a comprobación posterior.
- Imposibilidad de acceso a registrador, si es achacable al registrador.
- Condiciones ambientales fuera de las establecidas por el fabricante.

El protocolo deberá ir firmado por los representantes de los participantes en la medida que hayan intervenido en la verificación y por el verificador de medidas. Los protocolos firmados serán registrados y custodiados en el concentrador del encargado de la lectura y se harán públicos a los interesados a través de los servicios de usuario.

3.5.1.1.8. Medidas pérdidas durante las verificaciones

En los casos en que un equipo de medida pueda verificarse aislando del resto de equipos pero continuando el flujo de energía por la frontera, la energía no medida del punto de red donde se encuentra el equipo a verificar podrá obtenerse por cualquiera de los métodos y con la relación que se indica a continuación:

- Punto de medida redundante
- Punto/s de medida comprobante/s
- Equipo auxiliar de medida
- Estimación del Encargado de la lectura, de acuerdo al procedimiento P.O. 10.5. de los SEIE.

El equipo de medida auxiliar podrá ser otro equipo de clase igual o mejor del equipo a verificar. Antes de utilizar el equipo de medida auxiliar, los participantes en la verificación deberán comprobar el funcionamiento del mismo. El equipo auxiliar deberá estar verificado con los mismos requisitos y periodicidades de los del tipo 1.

El método seleccionado para la determinación de la energía no medida durante la verificación deberá indicarse en el protocolo de verificación.

En el protocolo de verificación se registrará tanto la energía no medida por el contador durante la verificación como los periodos de integración inválidos del registrador consecuencia de la verificación junto con la energía a asignar a dichos periodos obtenida por cualquiera de los métodos anteriormente indicados. La energía no medida durante la verificación se indicará para periodos completos de integración (sí la verificación dura 1 hora 15 minutos, se indicará en el protocolo la energía no medida para los periodos de las dos horas afectadas).

3.5.1.2. Verificaciones a petición

Una vez recibida la solicitud, el encargado de la lectura coordinará con los dos participantes en la medida el día y hora de realización de la verificación. En cualquier caso, la verificación se realizará en un plazo máximo de 30 días desde su solicitud.

El procedimiento de verificación a petición es idéntico que el de verificaciones sistemáticas.

3.5.1.3. Verificaciones en origen.

3.5.1.3.1. Coordinación de la verificación

El responsable del equipo de medida será responsable de que dicho equipo disponga de una verificación en origen antes de la puesta en servicio de sus equipos de medida, que será ejecutada por un verificador de medidas eléctricas.

3.5.1.3.2. Lugar de verificación

Las verificaciones en origen se realizarán en un laboratorio oficial autorizado. No obstante cuando el equipo carezca de tal verificación, se podrán realizar in situ por un verificador de medidas eléctricas.

3.5.1.3.3. Procedimiento de verificación

El verificador de medidas eléctricas, que podrá ser el fabricante cuando esté autorizado como tal, ejecutará el protocolo que se incluye, con al menos, los ensayos, condiciones de prueba, condiciones de los equipos de inspección y criterios de aceptación indicados en el apartado 3.5.1 de este documento.

3.5.1.3.4. Registros

El responsable del equipo de medida será el responsable de custodiar su certificado de verificación en origen hasta al menos la primera verificación sistemática del equipo y con un mínimo de seis años.

El encargado de la lectura o cualquier participante de la medida podrá solicitar la inspección del certificado de verificación en origen del equipo de medida.

3.5.2. Puntos tipo 4, 5

3.5.2.1. Verificación primitiva.

3.5.2.1.1. Coordinación de la verificación

Los beneficiarios de la aprobación de modelo están obligados a presentar a la verificación primitiva todos los contadores fabricados conforme a dicha aprobación de modelo, antes de su comercialización o puesta en servicio.

3.5.2.1.2. Lugar de verificación

Las verificaciones primitivas serán llevadas a cabo por los servicios de las Administraciones públicas, o por los organismos o laboratorios legalmente autorizados por estas.

3.5.2.1.3. Procedimiento de verificación

El procedimiento de verificación primitiva se atenderá a lo dispuesto en la reglamentación etrológica correspondiente, Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 para contadores estáticos y Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo (BOE 12/05/1984) para contadores de inducción de clase 2.

3.5.2.1.4. Registros

La verificación primitiva tendrá una validez máxima establecida en su legislación específica. El encargado de la lectura será el responsable de custodiar el documento emitido por el servicio u organismo autorizado.

3.5.2.2. Verificaciones periódicas

3.5.2.2.1. Coordinación de la verificación

Las compañías distribuidoras serán las encargadas de solicitar ante la Administración Pública competente la verificación periódica de los contadores instalados en su red en puntos de medida de tipo 4 y 5, sean o no de su propiedad.

3.5.2.2.2. Ejecución de la verificación periódica

Las verificaciones periódicas serán realizadas por los servicios de las Administraciones Públicas competentes o por los organismos autorizados por estas.

3.5.2.2.3. Procedimiento de verificación periódica

Las verificaciones periódicas se efectuarán de acuerdo al sistema de lotes y muestras establecido en las Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 para contadores estáticos y FOM/1100/2002 de 08/05/2002 para contadores de inducción.

Los lotes se establecerán de acuerdo a los criterios de homogeneidad definidos en la citada Reglamentación etrológica.

3.5.2.2.5. Criterios de aceptación

Los criterios de aceptación serán los definidos en las Ordenes Ministeriales del Ministerio de Fomento de 18/02/2000 para contadores estáticos y FOM/1100/2002 de 08/05/2002 para contadores de inducción.

3.5.2.2.6. Equipos necesarios para la verificación

Los equipos de inspección, medición y ensayo que se utilicen en las verificaciones que sirvan para aceptar o rechazar una muestra deberán cumplir lo indicado en el procedimiento P.O. 10.3 de los SEIE y en su normativa específica aplicable.

3.5.2.2.7. Resultados

Los resultados serán comunicados por el servicio u organismo verificador oficialmente autorizado a la Administración Pública competente en los plazos y con los datos indicados en la reglamentación etrológica aplicable.

El resultado positivo de los ensayos supondrá la validez de la verificación periódica durante el plazo legalmente previsto.

3.5.2.2.8. Medidas pérdidas durante las verificaciones

Cuando se retire un equipo de medida para verificarse y continúe el flujo de energía por la frontera, la energía en el punto de red se medirá con un equipo de clase igual o superior al retirado

3.6. Equipos que no cumplan los requisitos especificados

Para los contadores instalados en puntos de medida de tipo 1, 2 y 3 las reparaciones necesarias para la corrección de averías detectadas durante una verificación se atenderán a lo indicado en los Reales Decretos 2018/97 y 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias que los desarrollan y en la reglamentación metrológica aplicable.

El encargado de la lectura comunicará al responsable del equipo de medida y al Comisión Nacional de Energía los defectos encontrados.

Para los contadores instalados en puntos de medida de tipo 4 y 5, los resultados negativos en el proceso de verificación periódica sobre las muestras establecidas según la reglamentación metrológica definida, supondrá la retirada de la red y su sustitución de la totalidad del lote.

3.7. Precinto de los equipos de medida

Todos los equipos de medida deberán estar precintados por el Encargado de la Lectura en su caja de bornes y por el Verificador de Medidas Eléctricas en la tapa de la envolvente. El precinto del Encargado de la Lectura sólo podrá ser retirado por su representante o quien tenga permiso escrito para retirar el precinto. En dicho permiso deberá figurar, al menos, los siguientes datos:

- Identificación de la persona que puede retirar el precinto
- Identificación de la instalación, equipo de medida y precinto que se puede retirar.
- Periodo de validez de la autorización
- Persona del encargado de la lectura que concede la autorización

ANEXO DEL P.O.10.2

PROTOCOLO DE VERIFICACION DE CONTADOR - REGISTRADOR DE ENERGIA - PVC

Identificación del punto de medida

Código pto medida :
 Tipo pto medida(1/2) :
 Configuración (P/R/C) :
 Tensión kV :

Ubicación :
 Posición :

Empresas afectadas:

Datos de transformadores de medida

Fase	Intensidad			Tensión		
	R	S	T	R	S	T
Marca						
Tipo						
Núm. de serie						
Relación de transformación						
Potencia (VA)						
Clase de Precisión						

Datos registrador asociado

Marca: _____ Modelo: _____ Canal(1-8): _____ Dir. Registro(0-65535): _____
 Cód. registrador empresa: _____ Cód. registrador O.S.: _____ Nserie: _____

Comentarios y observaciones a la verificación

Equipos patrones de verificación empleados:

Equipo	Numero	Lab. calibrador	Fecha calibración	Próxima calibración

Firmas y precintos de la verificación

Fecha: _____
 O. Sistema / Representante Empresa / Representante Empresa / Representante

Precinto Firma: _____ Firma: _____ Firma: _____

Empresa / Representante Empresa / Representante Empresa / Representante

Firma: _____ Firma: _____ Firma: _____

PVC 1/2

Energía / Sentido	Activa / Salida	Activa / Entrada	Código PM:	
			Reactiva/Salida	Reactiva/Entrada
Marca				
Modelo				
Número serie / Año				
Clase de precisión				
Intensidad nominal				
Tensión referencia				
Rev. o Imp / kWh (primario)				
Valor del impulso (kWh)				
Constante lectura (kWh)				
Constante facturación (MWh)				
Dígitos minúscula				
Bloques prueba				

Tabla de errores obtenidos en % (límites según UNE-EN 60521 y 60687)

Carga	cos φ	Salida A-	Entrada A+	Reactiva Q-	Reactiva Q+
100 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
50 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
10 % In	1				
	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
5 % In	1				
2 % In	0,5 Ind				
	0,8 Cap				
% In					

Lecturas y correcciones contables (MWh-kWh)

Hora Inicial	Contador (AS)	Contador (AE)	Registador		
			Horas inhibidas (incluid)	de	a
Hora final			Lectura de periodos	A S	A E
Lectura final (Mwh/Mvarh)			Periodo 1		
Lectura inicial (Mwh/Mvarh)			Periodo 2		
Difer. no contable			Periodo 3		
Energía no medida (MWh)			Periodo 4		
Método obtención			Periodo 5		
Corrección contable (MWh)			Periodo 6		

Valores de tensiones e intensidades secundarias medidos

U₁₀ = U₅₀ U₁₀₀ = I₁ = I₂ = I₃ = I₄ = I₅ = I₆ =

Comprobación de la parametrización del contador y registrador

Condiciones ambientales

Temperatura °C				
Humedad relativa %				

P.O. 10.3: REQUISITOS DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN

1. OBJETO

Este documento tiene por objeto definir los requisitos que deben cumplir los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados en verificaciones de equipos de medida instalados en los puntos de medida de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas en relación con las verificaciones de todo tipo de contadores de energía activa, reactiva y contadores combinados, independientemente de su clase de precisión.

La normativa básica de aplicación es el Real Decreto 2018/97, el Real Decreto 385/2002, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12 de abril de 1999 que lo desarrolla, el Real Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador Principal de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año así como el Real Decreto 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medidas de Energía.

3. REQUISITOS DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN

3.1 General

Los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados en las verificaciones de equipos de medida estarán sometidos al control metrológico del Estado establecido en la Ley 3/1985, 18 de marzo, de Metrología, sus modificaciones y reglamentos de desarrollo, en lo sucesivo reglamentación metrológica y deberán cumplir los requisitos que se indican en este procedimiento.

Los patrones de referencia utilizados en las verificaciones de equipos de medida deberán estar trazados a patrones nacionales o internacionales oficialmente reconocidos.

Se define la incertidumbre de medida como el parámetro, asociado al resultado de la medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían razonablemente ser atribuidos al mensurando. Para la estimación de dicho valor se seguirá lo establecido en las respectivas ediciones vigentes de la guía EN ISO/IEC 17025, así como la guía para la expresión de la incertidumbre de medida del Centro Español de Metrología, Ministerio de Ciencia y Tecnología.

En el Anexo I, se incluye un ejemplo práctico de cálculo de incertidumbre de medida de un contador estático de energía eléctrica, al objeto de completar la definición expresada de incertidumbre de medida.

3.2. Equipos de inspección, medición y ensayo

Con independencia de los valores establecidos en las tablas I, II, III y IV del presente apartado y referidos al caso de contadores eléctricos con Norma UNE EN, se deberá cumplir cuando no exista norma UNE que los equipos de inspección, medición y ensayo, utilizados para la verificación de los contadores en los puntos de medida tendrán como nivel mínimo de incertidumbre un grado cuatro veces mejor que el equipo a verificar.

Los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados para los ensayos de verificación de contadores de energía eléctrica con Norma UNE EN, serán tales que la incertidumbre total de la medida no supere los valores indicados en las tablas I, II, III y IV siguientes, según el tipo de contador de energía eléctrica, energía medida y la clase de precisión correspondiente.

Clase del contador		Factor de potencia
1	2	
0,2 %	0,4 %	1
0,3 %	0,6 %	0,5 ind. o 0,8 cap.

Tabla I. Incertidumbre de la medida.
Contadores estáticos energía activa clases 1 y 2.

Clase del contador		Factor de potencia
0,2 S	0,5 S	
0,05 %	0,1 %	1
0,1 %	0,2 %	0,5 ind. o 0,8 cap.

Tabla II. Incertidumbre de la medida.
Contadores estáticos energía activa clases 0,2 S y 0,5 S.

Clase del contador		sen ϕ
2	3	
0,5 %	0,7 %	1
1 %	1,4 %	0,5 ind. o 0,8 cap.

Tabla III. Incertidumbre de la medida.
Contadores estáticos energía reactiva clases 2 y 3.

Clase del contador	Factor de potencia
2	1
0,4 %	1
0,6 %	0,5 inductivo

Tabla IV. Incertidumbre de la medida.

Contadores de inducción energía activa clase 2.

A los contadores estáticos combinados, para medida de energía eléctrica activa y reactiva, se les aplicará las tablas correspondientes a su clase de precisión, según el tipo de energía eléctrica medida.

Los ensayos de verificación en laboratorio se realizarán en las condiciones de referencia generales determinadas en los apartados 5.6.1 de las normas españolas UNE EN 61036, UNE EN 60687, UNE EN 61268 y en el apartado 5.2 del R. D. 875/1984, de 28 de marzo, según el tipo y la clase de contador de energía eléctrica a verificar.

A fin de controlar las condiciones ambientales de referencia establecidas, durante la realización de los ensayos se deberá disponer, al menos, de los siguientes instrumentos:

Un termómetro cuya resolución sea de 0,1 °C o mejor, en el intervalo de temperatura comprendido entre 15 °C y 30 °C, con una incertidumbre de medida de 0,5 °C.

Un higrómetro cuyo campo de medida esté comprendido entre el 20 % y el 80 % de humedad relativa, con una incertidumbre de medida del 3 %.

Los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados para la verificación de transformadores en los puntos de medida tendrán como nivel mínimo de incertidumbre un grado dos veces mejor que el equipo a verificar.

3.3 Identificación de los equipos

Los equipos de inspección estarán perfectamente identificados mediante una codificación única e inequívoca.

3.4 Calibración de los equipos

Los equipos de inspección, medición y ensayo serán calibrados periódicamente. Para que un equipo de inspección, medición y ensayo sea válido, deberá haber sido calibrado en un plazo igual o inferior a un (1) año antes de efectuar con dicho equipo las mencionadas actividades.

Los procedimientos de calibración cumplirán los requisitos básicos necesarios para verificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas aplicables a los Equipos de inspección, medición y ensayo.

Los equipos y demás aparatos utilizados para las calibraciones de los equipos de inspección, medición y ensayo, serán tales que la incertidumbre de medida sea al menos 4 veces menor que la incertidumbre del equipo de inspección a calibrar.

Los patrones de referencia utilizados para las calibraciones, deberán estar trazados a patrones nacionales o internacionales.

El estado de calibración de los equipos se indicará en los mismos utilizando etiquetas adhesivas. El contenido mínimo de las etiquetas que indican el estado de calibración será el siguiente:

- Anagrama o identificación del responsable del equipo o, en su defecto del laboratorio de calibración.
- Identificación del equipo
- Fecha de calibración

3.5. Ficha / Historial de los equipos de inspección

A fin de poder efectuar un seguimiento de los equipos de inspección, éstos deberán disponer de una ficha de vida con el siguiente contenido mínimo:

- Título de " Ficha / Historial "
- Identificación del equipo de inspección
- Modelo
- Fabricante
- N° de serie
- Descripción
- Fecha de adquisición
- Calibración antes de su puesta en servicio
- Historial de daños, averías y reparaciones
- Última calibración

3.6. Certificados de calibración de los equipos de inspección

El resultado de las calibraciones de los equipos quedará reflejado en un documento con el contenido mínimo que se indica a continuación:

- Título del Documento: "Certificado de Calibración".
- Referencia (Anagrama, dirección...) de la Empresa Responsable de realizar y/o gestionar la Calibración.
- Nº de expediente o certificado.
- Identificación del Equipo de Inspección, Medición y Ensayo, aportando:
 - Fabricante.
 - Modelo o tipo.
 - Nº de Serie.
 - Nº de matrícula.
- Identificación del Procedimiento técnico o método utilizado en la calibración.
- Datos sobre la Trazabilidad de calibración (patrón utilizado y su referencia a patrones nacionales o internacionales acreditados. En defecto de estos patrones serán de aplicación referencias e intercomparaciones autorizadas o supervisadas por entidades nacionales o comunitarias de acreditación).
- Incertidumbre ($K=2$).
- Condiciones ambientales reales (simultáneas a la Calibración) del área de trabajo.
- Valor medido y valor requerido (1).
- Resultados de la Calibración.
- Observaciones (si aplica).
- Nombre y firma del técnico calibrador.
- Nombre y firma del Supervisor (Director o Responsable del Laboratorio de Calibración).
- Fecha de calibración.
- Fecha de edición del Certificado.
- Número de páginas referenciando en x/y ($x=n^{\circ}$ de la página actual, $y=n^{\circ}$ de la última página).
- Sello del laboratorio calibrador.

(1) El valor requerido debe ser al menos cuatro veces mejor que el fijado en la normativa específica de los equipos de medida a los que se aplique el patrón.

En el caso de que se detecte, en la calibración de un Equipo de Inspección, que éste se encuentra fuera de sus límites de error, los equipos de medida que hayan sido verificados con dicho Equipo de Inspección desde su anterior calibración se considerarán como verificados si el propietario del Equipo de Inspección demuestra que la fecha desde la que puede considerarse averiado el Equipo de Inspección es posterior, en informe remitido a su Encargado de Lectura, antes de un mes desde la detección de la avería del Equipo de Inspección y es aceptado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y el Centro Español de Metrología. Por otra parte, se considerarán equipos de medida no verificados los que hayan sido verificados entre la fecha de avería resultado del informe anteriormente indicado y la fecha de calibración fuera de límites de error del Equipo de Inspección.

3.7. Condiciones de ensayo

Los ensayos en Laboratorio de los Equipos de Inspección, medición y ensayo de contadores se efectuarán al menos en las condiciones de referencia generales determinadas en los apartados 5.6.1 de las normas españolas UNE EN 61036, UNE EN 60687, UNE EN 61268 y en el apartado 5.2 del Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo, según el tipo y la clase de contador de energía eléctrica a verificar.

3.8. Ensayos de precisión

Los Equipos de Inspección, medición y ensayo deben ser sometidos a ensayos de precisión donde como mínimo se controlen los puntos especificados en la tabla de Anexo II.

3.9. Uso y almacenamiento

Los Equipos de Inspección, medición y ensayo se utilizarán, manipularán y almacenarán de conformidad con las certificaciones y especificaciones técnicas de los mismos, de tal forma que sean compatibles con la medida o ensayo a realizar y no sufran deterioros por efectos de uso o conservación indebida.

Los equipos de inspección, medición y ensayo deberán ser calibrados después de una avería.

No se podrán utilizar equipos de inspección fuera de su periodo de calibración. Cuando se detecten equipos con los que se hayan realizado medidas fuera del intervalo de calibración, el responsable del equipo verificado será responsable de solucionar las repercusiones derivadas de los posibles de los errores en las medidas realizadas.

3.10. Registros

El propietario del equipo de inspección será el responsable de custodiar tanto sus certificados de calibración como su ficha de vida. Los certificados de calibración se conservarán durante 4 años como mínimo.

Cualquier participante de la medida podrá solicitar la inspección tanto de la ficha de vida como el certificado de calibración de los equipos inspección.

El Operador del Sistema mantendrá una base de datos de equipos de Inspección, medición y ensayo utilizados en el Sistema de Medidas en la que figurarán al menos Propietario, Identificación del Equipo (fabricante, modelo) y fecha de la última calibración.

ANEXO I DEL P.O. 10.3: CÁLCULO DE INCERTIDUMBRES; SUPUESTO PRÁCTICO CONTADOR ESTÁTICO DE ENERGÍA ELÉCTRA

INCERTIDUMBRE

La composición de la incertidumbre se obtiene asimilando a desviaciones típicas cada uno de los componentes del error que intervienen en la medida. Agruparemos las incertidumbres en las dos categorías siguientes:

- A. Basadas en estimaciones estadísticas sobre las series de cinco medidas correspondientes a cada punto de tensión, intensidad de corriente y factor de potencia.
- B. Aquellas que vamos a evaluar por otros métodos, no estadísticos y basados en suposiciones subjetivas y además independientes del número de medidas realizadas.

Vamos a resumir las contribuciones en las siguientes tablas, considerando la calibración del patrón de referencia.

Nota aclaratoria: se parte de la hipótesis de que la influencia de la magnitud temperatura está controlada, realizándose la medida a la temperatura de referencia, en caso contrario debería tratarse como una contribución más estimándose su influencia a partir del cálculo de la varianza, conociendo sus límites de variación y considerando distribución rectangular.

En todos los casos partiremos de la hoja de datos correspondiente, donde se anotan cinco errores relativos para cada punto de medida, de la forma:

$$E_r \% = \frac{L_{\text{equipo a calibrar}} - L_{\text{equipo de referencia}}}{L_{\text{equipo de referencia}}} \times 100$$

La asignación y expresión de incertidumbres se realizará siguiendo lo establecido en el apartado 5.4.6 de la guía EN ISO/IEC 17025, así como *la guía para la expresión de la incertidumbre de medida*, publicación 2ª edición marzo de 2002, Centro Español de Metrología, Mº de Fomento.

La comparación se va a realizar sin aplicar inicialmente corrección a la lectura del patrón (en el ejemplo final se establece el procedimiento caso de que exista tal corrección). El tratamiento para la potencia y la energía es el mismo.

Como resultado de la calibración se toma el error cuya expresión, considerando todas aquellas contribuciones (teniendo en cuenta que también hay que expresarlas en tanto por ciento de error) que afectarían al resultado, sería:

$$E = E_r \% - \delta_{P_{\text{cal}}} - \delta_{P_{\text{der}}} - \delta_{P_{\text{est}}} + \delta_{M_{\text{res}}}$$

Aplicando la ley de propagación de las varianzas, considerando que todas las magnitudes de entrada son independientes y que $L_{\text{equipo a calibrar}} \cong L_{\text{equipo de referencia}}$, se obtiene:

$$u^2(E) = u^2(\bar{q}) + u^2(\delta_{P_{\text{cal}}}) + u^2(\delta_{P_{\text{der}}}) + u^2(\delta_{P_{\text{est}}}) + u^2(\delta_{M_{\text{res}}})$$

donde se ha tenido en cuenta que en la ecuación (11 a) de "Guía para la expresión de la incertidumbre de medida" $c_i = 1$.

Por otra parte hay que tener en cuenta que todas las contribuciones $u(d_i)$ han de estar expresadas como tanto por ciento respecto a la lectura del patrón o del medidor a calibrar.

A continuación se indica como se estima cada una de estas contribuciones.

NOTA:

En el desarrollo de la expresión anterior se ha tomado $E_r\% = \frac{L_{\text{equipo a calibrar}} - L_{\text{equipo de referencia}}}{L_{\text{equipo de referencia}}} \times 100$ como una sola variable, ya que al repetir

medidas puede que no se repita para un mismo punto de calibración el valor de $L_{\text{equipo a calibrar}}$ por lo que se obtendría una mayor dispersión que no es debida a errores en los equipos sino a diferentes energías generadas.

- Primero se calculará la desviación estándar experimental, para la que se utilizarán los datos obtenidos durante la calibración. (contribución a la incertidumbre de tipo A)

$$u(\bar{q}) = s(\bar{q})$$

Media aritmética	Desviación típica experimental	Desviación típica de la media	Incertidumbre típica de Tipo A
$\bar{q} = \frac{\sum_{k=1}^n q_k}{n}$	$s^2(q) = \frac{\sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2}{n-1}$	$s(\bar{q}) = \frac{s(q_k)}{\sqrt{n}}$	$u_1(y) = s(\bar{q})$

en este caso con $n = 5$ y q_k igual a cada uno de los errores relativos ($E_r\%$) encontrados.

- Contribución a la incertidumbre debida a la calibración del patrón de referencia, $u(x_2)$. Con su incertidumbre de calibración expandida U_P para un nivel de confianza y un factor de cobertura, k_p , se hallará la:

$$u(\rho_{\text{cal}}) = U_P/k_p$$

NOTA:

Aquí se considera incluida la resolución del patrón.

- Contribución a la incertidumbre debida a la deriva de las medidas del patrón. Esta se puede conocer con los resultados de las medidas de calibraciones anteriores, se tendrá un historial del cual se calculará la recta de regresión lineal, obteniéndose una incertidumbre de tipo A para estos valores igual a:

$$u_2^2(y) = x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b) \quad \text{con: } u_2(y) = u(\rho_{\text{der}})$$

En el caso de que los puntos de calibración correspondientes al historial sean escasos, de forma que no se pueda considerar la recta de regresión lineal, se tomará el valor mayor de deriva $D_{\text{máx}}$ y se considerará como distribución rectangular:

$$u(\delta_{\text{pder}}) = \frac{D_{\text{máx}}}{\sqrt{3}}$$

- Contribución a la incertidumbre debida a la estabilidad de la fuente, $u(x_4)$. Su influencia va a ser muy pequeña ya que la calibración se hace por comparación.

$$u(\delta_{\text{pest}}) = \frac{f}{\sqrt{3}}$$

- Contribución a la incertidumbre debida a la resolución del equipo o contador de energía a calibrar, $u(x_5)$. La resolución se encuentra en el manual de especificaciones del fabricante del equipo y hay que expresarla como un tanto por ciento de la lectura. Esto podría venir en forma de tabla, si el equipo tiene varios rangos de medida. Si designamos por al valor de resolución requerido, considerando la hipótesis de distribución rectangular:

$$u(\delta_{\text{Mres}}) = \frac{a}{\sqrt{3}}$$

Puesto que en la mayoría de los casos la medición se realiza por integración de pulsos, la resolución tal y como se ha definido no es aplicable, ya que la indicación del visualizador no es tenida en cuenta. Aquí la resolución estará relacionado con el valor de un pulso, ya que es la mínima cantidad de la magnitud medida que se puede percibir de forma significativa durante la medición, y se sabe que cada pulso equivale a 0,00001 Wh. Lo que se ha hecho es tomar un tiempo de integración adecuado para que en todos los puntos de la calibración la contribución a la incertidumbre sea despreciable.

Si la resolución R se expresa en porcentaje: $R\% = \frac{a}{L_M} \times 100$ y la lectura del

$$\text{medidor teórica es: } L_M = \frac{U \cdot I \cdot \cos\varphi}{3600} \times t$$

se tomaría $t = 100$ s para todos los puntos

Por otro lado, los sistemas automáticos expresan los resultados con un número de dígitos concreto por lo que tendremos en cuenta esta resolución.

- Contribución a la incertidumbre debida a la interpolación asociada a la corrección de las medidas del patrón de acuerdo con el certificado de calibración y ésta sería, $u(\delta_{\text{int}})$.

A partir de los resultados del certificado de calibración del patrón se podrían corregir las medidas del patrón a través de una recta que se ajuste lo mejor posible a los valores obtenidos en la calibración (por ejemplo, un ajuste por mínimos cuadrados).

En este caso la lectura del patrón se corregiría con el valor indicado por esta recta y se tendría una contribución a la incertidumbre que se podría estimar como la máxima desviación, en valor relativo, de cualquiera de los puntos del certificado de calibración con respecto a la recta. Se tomará D_{int} dividido por raíz de 3 si se considera la hipótesis de distribución rectangular, por tanto:

$$u(\delta_{\text{pint}}) = \frac{D_{\text{int}}}{\sqrt{3}}$$

NOTA:

En el caso de que no se realicen correcciones a las indicaciones del patrón en función de los resultados de la calibración, esta contribución no se consideraría. La incertidumbre se calcularía a través de la ley de propagación de las varianzas y se sumaría el valor máximo de la corrección no realizada $U^* = U + C_{\text{max}}$

La incertidumbre estándar, $u(y)$, asociada con la salida estimada viene dada por:

$$u(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u_i^2(y)}$$

donde: $u_i^2(y) = u^2(\delta_i)$

Ahora se trata de averiguar cuál es el factor de cobertura. Se calcula primero los grados de libertad efectivos de $u(y)$ según:

$$v_{\text{eff}} = \frac{u^4(y)}{\sum_{i=1}^n \frac{u_i^4(y)}{v_i}}$$

teniendo en cuenta que para la incertidumbre de tipo A se tiene, y para la de tipo B se podría hacer infinito si se han tomado precauciones a la hora de tomar los valores de la $u_i(y)$. Una vez hallado los grados de libertad efectivos se hará uso de la siguiente tabla, para un nivel de confianza del 95,45%:

v_{eff}	1	2	3	4	5	6	7	8	10	20	50	∞
k	13,97	4,53	3,31	2,87	2,65	2,52	2,43	2,37	2,28	2,13	2,05	2,00

Tabla 1

Finalmente se calcula la incertidumbre expandida U como:

$$U = k \cdot u(y)$$

que es la incertidumbre de calibración del instrumento para un determinado nivel de confianza y un factor de cobertura k .

El resumen del análisis de incertidumbres sería:

Magnitud	Incertidumbre típica $u(\delta_i)$	Coefficiente de sensibilidad c_i	Contribución a la incertidumbre $u_i(y)$
$E, \%$	$s(\bar{q})$	1	$s(\bar{q})$
δ_{Pcal}	U_P/k	1	U_P/k
δ_{Pder}	$\sqrt{x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b)}$	1	$\sqrt{x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b)}$

Magnitud	Incertidumbre típica $u(\delta_i)$	Coefficiente de sensibilidad c_i	Contribución a la incertidumbre $u_i(y)$
δ_{Pet}	$\frac{f}{\sqrt{3}}$	1	$\frac{f}{\sqrt{3}}$
δ_{Pres}	$\frac{a}{\sqrt{3}}$	1	$\frac{a}{\sqrt{3}}$
E			$u(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u_i^2(d_i)}$

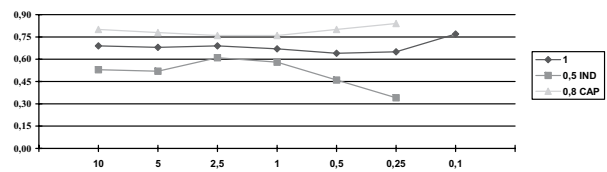
EJEMPLO

Se aplicará lo expuesto para la realización de ensayos de exactitud de un contador eléctrico estático clase 1 con un patrón calibrado.

CURVA DE REFERENCIA U = 63,5 V
Importación de energía

I (A)	cos j						E _m
10	1	0,68	0,71	0,69	0,69	0,67	0,69
10	0,5 ind	0,50	0,50	0,54	0,55	0,54	0,53
10	0,8 cap	0,78	0,80	0,79	0,81	0,81	0,80
5	1	0,67	0,68	0,67	0,66	0,70	0,68
5	0,5 ind	0,54	0,52	0,50	0,52	0,52	0,52
5	0,8 cap	0,79	0,77	0,77	0,77	0,79	0,78
2,5	1	0,69	0,70	0,69	0,68	0,68	0,69
2,5	0,5 ind	0,63	0,60	0,63	0,60	0,61	0,61
2,5	0,8 cap	0,75	0,75	0,77	0,75	0,76	0,76
1	1	0,67	0,66	0,67	0,66	0,67	0,67
1	0,5 ind	0,60	0,56	0,57	0,57	0,58	0,58
1	0,8 cap	0,75	0,75	0,78	0,75	0,75	0,76
0,5	1	0,62	0,63	0,64	0,67	0,65	0,64
0,5	0,5 ind	0,45	0,45	0,49	0,45	0,44	0,46
0,5	0,8 cap	0,80	0,79	0,80	0,82	0,78	0,80
0,25	1	0,67	0,65	0,64	0,66	0,65	0,65
0,25	0,5 ind	0,30	0,34	0,37	0,33	0,37	0,34
0,25	0,8 cap	0,86	0,85	0,86	0,87	0,76	0,84
0,1	1	0,78	0,76	0,72	0,79	0,78	0,77

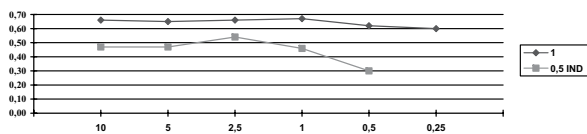
CURVA BASE
Carga equilibrada



Curva monofásica. Importación de energía
FASE R

I (A)	cos j						E _m
10	1	0,66	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66
10	0,5 ind	0,48	0,45	0,47	0,50	0,47	0,47
5	1	0,66	0,65	0,64	0,65	0,65	0,65
5	0,5 ind	0,46	0,48	0,48	0,45	0,48	0,47
2,5	1	0,66	0,68	0,64	0,66	0,68	0,66
2,5	0,5 ind	0,55	0,53	0,50	0,53	0,57	0,54
1	1	0,65	0,65	0,66	0,74	0,64	0,67
1	0,5 ind	0,47	0,47	0,44	0,46	0,47	0,46
0,5	1	0,63	0,63	0,62	0,61	0,59	0,62
0,5	0,5 ind	0,26	0,29	0,27	0,35	0,34	0,30
0,25	1	0,58	0,59	0,58	0,62	0,61	0,60

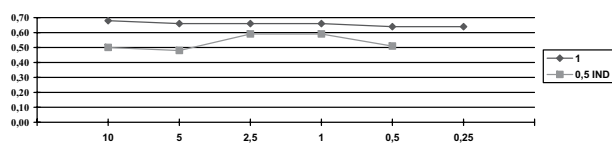
**CURVA MONOFÁSICA
FASE R**



**Curva monofásica. Importación de energía
FASE S**

I (A)	cos φ	E _m					
10	1	0,69	0,67	0,67	0,67	0,68	0,68
10	0,5 ind	0,49	0,51	0,49	0,51	0,48	0,50
5	1	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
5	0,5 ind	0,52	0,47	0,46	0,47	0,50	0,48
2,5	1	0,68	0,67	0,65	0,64	0,66	0,66
2,5	0,5 ind	0,59	0,60	0,60	0,60	0,57	0,59
1	1	0,64	0,66	0,65	0,68	0,65	0,66
1	0,5 ind	0,62	0,64	0,56	0,57	0,56	0,59
0,5	1	0,66	0,60	0,66	0,63	0,67	0,64
0,5	0,5 ind	0,55	0,53	0,47	0,50	0,50	0,51
0,25	1	0,67	0,68	0,59	0,60	0,68	0,64

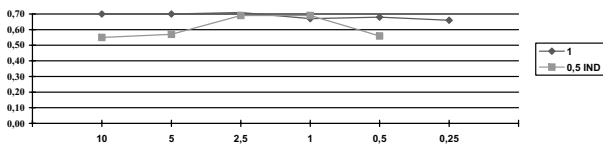
**CURVA MONOFÁSICA
FASE S**



**Curva monofásica. Importación de energía
FASE T**

I (A)	cos φ	E _m					
10	1	0,71	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
10	0,5 ind	0,54	0,58	0,55	0,54	0,52	0,55
5	1	0,70	0,70	0,70	0,69	0,70	0,70
5	0,5 ind	0,57	0,57	0,59	0,54	0,56	0,57
2,5	1	0,71	0,72	0,71	0,70	0,70	0,71
2,5	0,5 ind	0,68	0,69	0,70	0,71	0,66	0,69
1	1	0,67	0,67	0,65	0,68	0,69	0,67
1	0,5 ind	0,70	0,71	0,71	0,66	0,69	0,69
0,5	1	0,66	0,67	0,66	0,70	0,69	0,68
0,5	0,5 ind	0,56	0,54	0,52	0,60	0,56	0,56
0,25	1	0,67	0,66	0,69	0,72	0,57	0,66

**CURVA MONOFÁSICA
FASE T**



Valores aplicados			Error relativo	Error medio
U (V)	I (A)	cos φ	E _r %	E _m %
63,5	5	1	+ 0,67	+ 0,68
			+ 0,68	
			+ 0,67	
			+ 0,66	
			+ 0,70	

Valores aplicados			Error relativo	Error medio
U (V)	I (A)	cos φ	E _r %	E _m %
63,5	5	0,5 l	+ 0,54	+ 0,52
			+ 0,52	
			+ 0,50	
			+ 0,52	
			+ 0,52	

F.P.	Media aritmética	Desviación típica experimental	Desviación típica de la media	Incertidumbre típica de Tipo A
	$\bar{q} = \frac{\sum_{k=1}^n q_k}{n}$	$s(q_k) = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2}{n-1}}$	$s(\bar{q}) = \frac{s(q_k)}{\sqrt{n}}$	$u(x_i) = s(\bar{q})$
1	+0,68	0,015 2	0,006 8	0,006 8
0,5 l	+0,52	0,014 1	0,006 3	0,006 3

Magnitud	Incertidumbre típica $u(\delta_i)$	Coeficiente de sensibilidad c_i	Contribución a la incertidumbre $u(y)$ para F.P.=	
			1	0,5 l
E _r %	$s(\bar{q})$	1	0,006 8	0,006 3
δ_{Pcal}	U_p/k	1	0,008 8	0,010 1
δ_{Pder}	$\sqrt{x^2 s^2(a) + s^2(b) + 2xs(a)s(b)r(a,b)}$	1	0,008 0	0,012 0

Magnitud	Incertidumbre típica $u(\delta_i)$	Coeficiente de sensibilidad c_i	Contribución a la incertidumbre $u(y)$ para F.P.=	
			1	0,5 l
δ_{Pat}	$\frac{f}{\sqrt{3}}$	1	0,005 8	0,005 8
δ_{PRes}	$\frac{a}{\sqrt{3}} 0$	1	0,002 9	0,002 9
E	$u(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u^2(\delta_i)}$		0,015 1	0,018 0

$V_{eff} = 99,557 \Rightarrow k = 2 \Rightarrow U = 0,030\ 3$; El valor de la corrección del patrón es $\epsilon_p = 0,01$,

por tanto $U^* = U + C_{max} = 0,040\ 3$

$V_{eff} = 260,0318 \Rightarrow k = 2 \Rightarrow U = 0,035\ 9$; El valor de la corrección del patrón es $\epsilon_p = 0,02$,

por tanto $U^* = U + C_{max} = 0,055\ 9$

ANEXO II DEL P.O. 10.3: ENSAYOS MÍNIMOS DE PRECISIÓN DE LOS EQUIPOS DE INSPECCIÓN, MEDICIÓN Y ENSAYO

ENSAYOS MÍNIMOS DE PRECISIÓN						
ENSAYO	TENSIÓN	INTENSIDAD	FACTOR DE POTENCIA	CARGA	VALOR MEDIDO	VALOR REQUERIDO
1	U_n	I_n	$\cos\varphi=1$ $\cos\varphi=0,5$ ind. $\cos\varphi=0,8$ cap.	Monofásico(R, S, T)		
2	U_n	$0,5 I_n$	$\cos\varphi=1$ $\cos\varphi=0,5$ ind. $\cos\varphi=0,8$ cap.	Monofásico(R, S, T)		
3	U_n	$0,1 I_n$	$\cos\varphi=1$ $\cos\varphi=0,5$ ind. $\cos\varphi=0,8$ cap.	Monofásico(R, S, T)		
4	U_n	$0,05 I_n$	$\cos\varphi=1$	Monofásico(R, S, T)		
5	U_n	$0,02 I_n$	$\cos\varphi=1$	Monofásico(R, S, T)		
6	$1,1U_n$	I_n	$\cos\varphi=1$	Trifásico		
7	$0,9U_n$	I_n	$\cos\varphi=1$	Trifásico		

ENSAYO	TENSIÓN	INTENSIDAD	FACTOR DE POTENCIA	CARGA	VALOR MEDIDO	VALOR REQUERIDO
8	U_n	I_n	$\cos\varphi=1$	Trifásico		
9	U_n	$0,001 I_n$	$\cos\varphi=1$	Trifásico		
10	U_n	$0,5 I_{m\acute{a}x}$	$\cos\varphi=1$	Trifásico		

NOTA: El ensayo nº 9 en $0,001 I_n$, corresponde a las condiciones de arranque y no debería medirse el error, quedando solo como comprobación de que el contador efectivamente arranca con la intensidad de ensayo.

P.O. 10.4: CONCENTRADORES DE MEDIDAS ELECTRICAS Y SISTEMAS DE COMUNICACIONES

1. OBJETO

Este documento tiene por objeto definir las características de funcionamiento y flujo de información de medidas entre los concentradores de medidas y/o registradores del Sistema de Información de Medidas Eléctricas de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares y sus sistemas de comunicaciones.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los equipos y participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el Real Decreto 2018/1997, el Real Decreto 385/2002, el Real Decreto 1747/2003, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el Real Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador de Medidas de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año, la Orden ITC 913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueba 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, así como el Real Decreto 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía.

3. CARACTERÍSTICAS Y GESTIÓN DE LOS CONCENTRADORES DE MEDIDAS

3.1 General

El Operador del Sistema instalará los concentradores de medidas que considere necesarios para la gestión de cada uno de los SEIE existentes.

Cada Concentrador de Medidas está constituido por un sistema informático que recibe, trata, almacena y difunde las lecturas horarias de los equipos de medida tipos 1, 2, 3 que no sean de clientes cualificados, las agregaciones de medidas de los puntos tipo 3 de consumidores cualificados, las medidas de los productores de régimen especial tipos 4 y 5 y las agregaciones de clientes tipo 4 y 5, facilitando la información para el proceso de liquidaciones y garantizando la confidencialidad de la información recibida. Las medidas almacenadas en el Concentrador de Medidas podrán provenir de Concentradores Secundarios, Registradores de Medidas, Terminales Portátiles de Lectura, lecturas visuales, integración del tiempo real, integración de estimadores de estado y estimaciones.

El Operador del Sistema es el responsable de diseño, instalación, gestión, administración y mantenimiento del Concentrador de Medidas de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los responsables de Concentradores secundarios y puntos de medida facilitarán al Operador del Sistema la información indicada en este documento a fin de asegurar el funcionamiento del Sistema de Información de Medidas.

3.2 Características de funcionamiento del Concentrador de Medidas

3.2.1 Canal y protocolo de comunicación entre el Concentrador de Medidas y los Concentradores Secundarios

El canal o canales de comunicación entre el Concentrador de Medidas y cada Concentrador Secundario atenderá a lo indicado en el apartado 4.2.1. de este procedimiento.

3.2.2 Canal y protocolo de comunicación entre el Concentrador de Medidas y los Registradores de Medida

La conexión de los equipos de medida de tipo 1 y 2 que no correspondan a clientes al Concentrador de Medidas podrá ser directa o a través de cualquier concentrador secundario, para la conexión a través de concentradores secundarios aplicará lo indicado en 4.2.2.

La conexión de los equipos de medida de tipo 3, 4 y 5 que no correspondan a clientes se realizará siempre a través del Concentrador secundario del Encargado de la Lectura de la zona y aplicará lo indicado en 4.2.2.

Los canales de comunicación de los equipos de medida de clientes se realizará siempre a través de concentradores secundarios de acuerdo a lo indicado en el apartado 4 de este documento.

Los canales de comunicación entre el Concentrador de Medidas y los Registradores de Medida podrán ser líneas dedicadas, RTC, RDSI o cualquier combinación de las anteriores. Otro tipo de canales de comunicación podrán ser acordados entre los responsables de los equipos de medida y el Operador del Sistema.

La comunicación entre el Concentrador de Medidas y los Registradores que decidan transmitir sus medidas directamente al Concentrador de Medidas se realizará de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema del Protocolo de comunicación entre Registradores y Concentradores de medida. El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dichas especificaciones.

3.3 Integridad de la información

Un registrador garantiza la integridad de la información enviada por comunicaciones cuando la información que se puede obtener por lectura local del registrador se corresponde, byte a byte, con la recibida en el Concentrador de Medidas, a excepción de las modificaciones que introduzcan los protocolos específicos del canal de comunicaciones.

Es opcional que los registradores garanticen o no la integridad, si bien esto se traducirá en un régimen diferente de lectura o comprobación de la medida.

El método para asegurar la integridad se realizará de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de Software de Seguridad (Interfaz de desarrollo de la

infraestructura de seguridad para concentradores secundarios). El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.

3.4 Obtención de datos de medidas

3.4.1 Generalidades

El Concentrador de Medidas almacenará la información de medidas eléctricas de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

El Concentrador de Medidas obtendrá los datos de medidas correspondientes a los Puntos de Medida mediante la interrogación a Registradores de Medida, recepción de los Concentradores Secundarios, o bien mediante el volcado de datos obtenidos tras lecturas locales mediante Terminales portátiles de Lectura o lecturas visuales.

3.4.2 Recepción de datos de inventario

En el Concentrador de Medidas se mantendrán los Inventarios actualizados de los Concentradores secundarios, equipos de medida de los que es Encargado de la Lectura y equipos que conforman el sistema de comunicaciones de la Red Troncal de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los responsables de los Concentradores secundarios y equipos de medida de puntos que no correspondan a clientes o sus representantes deberán facilitar al Operador del Sistema la información para la carga inicial del inventario y/o modificaciones en el Concentrador de Medidas de acuerdo al documento 'Ficheros para el intercambio de información de Medidas para los SEIE en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares' antes de la puesta en servicio de los mismos.

Los responsables de los Concentradores Secundarios de encargados de la lectura o sus representantes deberán facilitar al Operador del Sistema la información para la carga inicial y/o modificaciones en el inventario de consumidores cualificados al Concentrador de Medidas de acuerdo al procedimiento P.O. 10.11 de los SEIE...

El Concentrador de Medidas realizará la carga de los ficheros recibidos correspondientes a:

- Puntos frontera, puntos de medida, contadores, registradores, asociaciones de puntos de medida con puntos frontera distintos de clientes o modificación de los mismos
- Alta de CUPS de clientes tipo 1 y 2
- Alta de agregaciones de clientes
- Cambio de comercializador o paso tarifa o cambio de datos o bajas de CUPS tipos 1 y 2
- Baja de agregaciones
- Ficheros de corrección de errores de altas / bajas / modificaciones

No se cargará ni modificará información de inventario de ningún punto de medida ni agregación con fechas de vigencia que afecten a meses de los que se haya realizado el cierre definitivo.

El concentrador de medidas generará los ficheros de error que se pudiesen generar como consecuencia de los anteriores ficheros y los pondrá a disposición del emisor no más tarde de 48 horas desde el momento de la puesta del fichero de inventario en el servidor del concentrador de medidas.

Los datos de inventario incluidos en los ficheros de error publicados por el concentrador de medidas se considerarán como no enviados y es responsabilidad de su emisor reenviar dichos ficheros corrigiendo los errores de formato / incumplimiento de plazos que pudieran contener.

3.4.3 Recepción de medidas

El Concentrador de Medidas cargará las medidas con la frecuencia y plazos de acuerdo a lo indicado a continuación:

a) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y los posibles eventos de los registradores de tipo 1 que no sean de clientes que tiene asociados antes de las ocho horas del día siguiente al que correspondan las medidas de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 3.2.2.

b) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y los posibles eventos de los registradores de tipo 2 que no sean de clientes que tiene asociados antes de las ocho horas del tercer día natural del mes siguiente al que corresponden las medidas de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 3.2.2.

c) Recibir de todos los concentradores secundarios diariamente, antes de las ocho horas del día siguiente al que corresponden las medidas, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 1 que no sean de clientes asociados a dichos concentradores secundarios de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 4.2.1.

d) Recibir de todos los concentradores secundarios, antes de las ocho horas del tercer día del mes siguiente al que corresponden las medidas, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 2 que no sean de clientes asociados a dichos concentradores.

e) Recibir de todos los concentradores secundarios antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente al que corresponden las medidas todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 3 que no sean de clientes.

f) Recibir las medidas de clientes tipo 1, 2, 3, 4, y 5 de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11 de los SEIE.

g) Obtener las medidas de los puntos de régimen especial tipo 4 y 5 antes del tercer día hábil de los siete meses siguientes a que correspondan las medidas.

h) A partir del decimoquinto día natural del séptimo mes siguiente al que corresponden las medidas, estas no tendrán por que ser admitidas en el Concentrador de Medidas del Operador del Sistema ni tenidos en cuenta en sus cálculos y estimaciones.

i) Una vez hayan expirado los plazos anteriormente indicados, el Operador del Sistema estimará las medidas de los puntos frontera y/o agregaciones de acuerdo a los procedimientos descritos en el procedimiento P.O. 10.5 de los SEIE..

El concentrador de medidas no cargará datos de medidas si no se han enviado previamente y con una antelación de al menos 48 horas sus datos de inventario descritos en el apartado anterior.

Independientemente de los intentos de comunicación que realiza el Concentrador de Medidas con las periodicidades anteriormente indicadas, para aquellos periodos de datos y puntos de medida en que no haya funcionado correctamente la comunicación, el Concentrador de Medidas realizará al menos tres intentos para recuperar las medidas perdidas. Salvo casos excepcionales, no se intentará recuperar medidas correspondientes a periodos de puntos de medida de más de dos meses de antigüedad.

3.4.4 Obtención de incidencias en las medidas

El Concentrador de Medidas recibirá y tratará las incidencias de medidas de las que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5 de los SEIE.

3.4.5 Obtención de objeciones de medidas

Una vez el Operador del Sistema haya publicado a los diversos participantes las medidas en cierre provisional se abre el plazo de objeción de medidas.

El Concentrador de Medidas recibirá y tratará las objeciones de medidas de las que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5 de los SEIE..

Los concentradores secundarios de los Encargados de la Lectura recibirán y tratarán las objeciones de medidas de las que son encargados de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5 de los SEIE.

3.4.6 Programas de agentes del mercado

El Concentrador de Medidas recibirá y almacenará diariamente los programas horarios definitivos de todos los programas de cada uno de los grupos de generación, distribuidores y comercializadores que operan en el despacho económico de los SEIE.

3.4.7 Tratamiento de la información

En el Concentrador de Medidas se tratará la información de medidas recibidas de los Concentradores secundarios y equipos de medida, a fin de elaborar al menos la siguiente información:

- Mejor valor horario de energía en cada punto frontera de generación en régimen ordinario
- Mejor valor horario de energía en cada punto frontera de régimen especial que acuda a mercado
- Mejor valor horario de energía de las frontera de distribución con transporte

- Energía horaria demandada por cada distribuidor
- Energía horaria demandada por los clientes de cada comercializador
- Balances de energía por Puntos Frontera.
- Cálculo de pérdidas de transporte.
- Estimación de medidas en aquellos puntos donde no se disponga de medidas firmes.
- Estimación de agregaciones cuando no se disponga de medidas firmes de las mismas.
- Detección de discrepancias de equipos de medida principales con comprobantes/redundantes.
- Detección de errores por otros métodos de estimación desarrollados por el Operador del Sistema.

3.5 Acceso a la información

Tendrán acceso a la información contenida en cada Concentrador de Medidas los participantes en cada medida, la Comisión Nacional de la Energía, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y las Comunidades y Ciudades Autónomas en el ámbito de sus competencias. El Operador del Sistema, como administrador del Concentrador de Medidas, gestionará el acceso a dicha información de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

El concentrador de medidas proporcionará al sistema de liquidaciones por cada sistema aislado la información de medidas que se indica a continuación:

- Medidas de energía neta de cada una de las fronteras de generación
- Medidas de energía neta de cada una de las fronteras de régimen especial que acuden a mercado
- Medidas de energía demandada de cada uno de los distribuidores.
- Medidas de energía demandada de los clientes de cada uno de los comercializadores.
- Pérdidas horarias de Transporte

3.6 Incorporación de nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información

Los responsables de los equipos de medida podrán proponer al Operador del Sistema nuevos medios, protocolos de comunicación, o sistemas de integridad distintos a los descritos anteriormente.

Las propuestas se dirigirán por escrito al Operador del Sistema, indicando el motivo y una descripción detallada de la misma.

El Operador del Sistema incorporará las propuestas justificadas y que cumplan, al menos, la funcionalidad y los criterios de seguridad definidos en los medios, protocolos y sistemas de seguridad ya implantados.

El solicitante correrá con los gastos de incorporación que ocasione la implantación del nuevo medio, protocolo o sistema de seguridad en el Concentrador de Medidas.

4. CARACTERÍSTICAS Y GESTIÓN DE LOS CONCENTRADORES SECUNDARIOS

4.1. General

Los concentradores de medida secundarios son equipos para la captura y almacenamiento de las lecturas guardadas en los registradores para su envío al Concentrador de Medidas. Adicionalmente, los concentradores secundarios podrán capturar, almacenar y tratar otra información de uso específico siempre que esto no afecte a los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con este procedimiento.

La existencia de concentradores secundarios asegurará la lectura de los puntos de medida a él asociados.

Cualquier sujeto del sistema eléctrico puede instalar y operar de forma voluntaria concentradores de medida secundarios de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con este procedimiento.

El Operador del Sistema mantendrá un inventario actualizado de los concentradores secundarios y sus titulares.

El titular de un concentrador secundario es responsable del mantenimiento del mismo a fin de asegurar su correcto funcionamiento durante todo su ciclo de vida.

La existencia de Concentradores Secundarios es obligatoria para los distribuidores que son los encargados de la lectura de clientes. Estos concentradores secundarios deberán cumplir los requisitos de este documento junto con los indicados en el procedimiento P.O. 10.11 de los SEIE.

No se permitirá que un distribuidor realice sus envíos de datos de medidas de clientes a través de concentradores secundarios de medidas propiedad de empresas comercializadoras de energía.

4.2. Características funcionales de los concentradores secundarios

Los concentradores de medidas secundarios deberán cumplir, al menos, las características que se indican a continuación:

4.2.1. Canal y protocolo de comunicación entre el Concentrador de Medidas y el concentrador secundario.

El canal o canales de comunicación entre el Concentrador de Medidas y el concentrador secundario podrá ser una línea dedicada, RTC, RDSI o cualquier combinación de las anteriores. Otro tipo de canales de comunicación podrá ser acordado entre el titular del concentrador secundario y el Operador del Sistema.

La comunicación entre el Concentrador de Medidas y los Concentradores Secundarios de puntos de medida que no sean de clientes se realizará de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de Diseño de Comunicaciones Concentrador de Medidas-Concentrador Secundario y Protocolo Concentrador de Medidas-concentrador Secundario. El Operador del Sistema tiene a disposición de los

sujetos que lo soliciten dichas especificaciones. Para concentradores secundarios puestos en servicio con posterioridad a febrero de 2004, dicho intercambio de información deberá realizarse utilizando la infraestructura de comunicación descrita en el procedimiento P.O. 10.11 de los SEIE.

La comunicación entre el Concentrador de Medidas y los Concentrador Secundario de puntos de medida de clientes se realizará de acuerdo al documento P.O. 10.11 de los SEIE.

Los intercambios de información entre no encargados de la lectura estarán basados en web services. Para aquellos agentes que no tengan obligación de disponer de concentradores secundarios el Operador del Sistema establecerá los canales y procedimientos que consideren más oportunos.

Para aquellos agentes con concentradores secundarios puestos en servicio antes de febrero de 2004 que no tengan disponible el protocolo basado en web services con el Concentrador de Medidas, el Operador del Sistema habilitará los canales de comunicación que consideré más apropiados.

Si un propietario de un concentrador secundario decide utilizar un protocolo o canal de comunicación diferente deberá acogerse a lo indicado en el apartado 4.8. de este procedimiento.

4.2.2. Canales y protocolo de comunicación entre el concentrador secundario y los registradores de medida.

Los canales de comunicación entre el concentrador secundario y los registradores de medida podrán ser líneas dedicadas, RTC, RDSI o cualquier combinación de las anteriores. Otro tipo de canales de comunicación podrán ser acordados entre el titular del concentrador secundario y los responsables de los equipos de medida.

La comunicación entre el Concentrador Secundario y los Registradores se realizará de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema del Protocolo de comunicación entre Registradores y Concentradores de medida. El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dichas especificaciones.

4.3. Integridad de la información

Un concentrador secundario garantiza la integridad de la información enviada por comunicaciones cuando la información que se puede obtener por lectura local del registrador se corresponde, byte a byte, con la recibida en el Concentrador de Medidas, a excepción de las modificaciones que introduzcan los protocolos específicos del canal de comunicaciones.

Es opcional que los concentradores secundarios garanticen o no la integridad, si bien esto se traducirá en un régimen diferente de lectura o comprobación de la medida.

El método para asegurar la integridad se realizará de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de Software de Seguridad (Interfaz de desarrollo de la infraestructura de seguridad para concentradores secundarios). El Operador del Sistema tiene a disposición de los sujetos que lo soliciten dicha especificación.

Previo justificación por parte del responsable del concentrador secundario de la imposibilidad de utilizar los métodos propuestos de integridad, será válido garantizar la

integridad de los datos de un punto de medida procedentes de un concentrador secundario basándose en las lecturas remotas que el Operador del Sistema pueda efectuar, en cualquier momento y con una frecuencia superior a una vez cada tres meses, a través de una conexión directa de los registros almacenados en cualquiera de los puntos de medida almacenados. Para ello, el punto de medida dispondrá de un puerto de comunicación precintado.

4.4. Lectura de medidas y envío de medidas y eventos al Concentrador de Medidas

El titular del concentrador secundario es el responsable de:

- a) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y los posibles eventos de los registradores de tipo 1 que no sean de clientes que tiene asociados con una frecuencia mínima de un día de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 4.2.2.
- b) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y posibles eventos de los registradores de tipo 2 que no sean de clientes que tiene asociados antes del tercer día natural del mes siguiente a que correspondan las medidas.
- c) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía que no sean de clientes de tipo 3 que tienen asociados antes del tercer día hábil del mes siguiente a que corresponden las medidas.
- d) Leer todos los datos de las medidas de consumidores cualificados de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11 de los SEIE.
- e) Comunicar diariamente con el Concentrador de Medidas para transmitirle, antes de las ocho horas del día siguiente, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 1 que no sean de clientes que tiene asociados de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 4.2.1.
- f) Comunicar con el Concentrador de Medidas para transmitirle, antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 2 que tiene asociados de acuerdo al protocolo de común que tiene asociados de acuerdo al protocolo de comunicaciones indicado en 4.2.1.
- g) Comunicar con el Concentrador de Medidas para transmitirle, antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente, todos los datos de las medidas requeridos conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y cuantos registradores de tipo 3 que no sean de clientes de acuerdo al protocolo indicado en 4.2.1.
- h) Comunicar con el Concentrador de Medidas para transmitirle todos los datos de las medidas de clientes de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11 de los SEIE.

Independientemente de los intentos de comunicación que realiza el Concentrador de Medidas con las periodicidades anteriormente indicadas, para aquellos periodos de datos y puntos de medida en que no funcione correctamente la comunicación, el Concentrador de Medidas realizará al menos tres intentos para recuperar las medidas

perdidas. Salvo casos excepcionales, no se intentará recuperar medidas correspondientes a periodos de puntos de medida de más de dos meses de antigüedad.

4.5. Solicitud de conexión de un concentrador secundario

Las solicitudes de conexión de nuevos concentradores secundarios se realizarán, por cualquier procedimiento que deje constancia de la misma, al Operador del Sistema con, al menos, dos meses de antelación a la fecha prevista de su puesta en servicio.

La solicitud de conexión de un nuevo concentrador secundario deberá incluir al menos la siguiente información:

- Provincia donde estará ubicado el Concentrador Secundario
- Modelo del Concentrador Secundario
- Titular del Concentrador Secundario
- Fecha prevista para la puesta en servicio del Concentrador Secundario
- Persona y dirección de contacto del responsable del Concentrador Secundario
- Canal de comunicación seleccionado para comunicación con el Concentrador de Medidas
- Identificación de cada uno de los puntos de medida tipo 1 o 2 y agregaciones que tendrá asociado el concentrador secundario, indicando: si el punto de medida es un cambio de concentrador su actual código de punto de medida y si es de nueva instalación la información indicada en el apartado 4.2. del procedimiento P.O. 10.1 de los SEIE.

El Operador del Sistema enviará antes de cumplirse los veinte días naturales de la solicitud y como acuse de recibo de la información anteriormente indicada los parámetros necesarios para la configuración mutua del Concentrador de Medidas y Secundario solicitante, fechas previstas para pruebas así como las instrucciones para que el titular del Concentrador Secundario aglutine la información de los puntos de medida asociados al Concentrador Secundario para la carga de inventario de acuerdo a las especificaciones del Operador del Sistema de cargas de inventario.

Con la información anterior, el titular del Concentrador Secundario, deberá enviar al Operador del Sistema antes de una semana de la puesta en servicio toda la información de los puntos de medida asociados al Concentrador Secundario solicitadas.

4.6. Modificación de puntos de medida asociados a un Concentrador Secundario

Los cambios de asociación de un punto de medida de un Concentrador Secundario a otro serán comunicadas por cualquier procedimiento que deje constancia de la misma al Operador del Sistema por el responsable del concentrador secundario que se hace cargo del punto de medida con copia al responsable del concentrador secundario del que causa baja y con el acuerdo explícito del propietario del punto de medida, si éste es distinto al del Concentrador Secundario, con al menos siete días naturales de antelación a hacerse efectiva la modificación.

4.7. Notificación de incumplimiento de envío de medidas

Cada mes, el Operador del Sistema enviará informes a la Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio reflejando el grado de cumplimiento en cuanto al envío de datos de medidas en los plazos y forma establecido en este procedimiento para cada uno de los SEIE.

4.8. Incorporación de nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información.

Los responsables de equipos de medida o concentradores secundarios podrán proponer al Operador del Sistema que incorpore al Concentrador de Medidas nuevos medios, protocolos de comunicación o sistemas de integridad de la información diferentes a los descritos en los apartados 4.2.1. y 4.2.2 de este documento.

Las propuestas anteriormente indicadas se dirigirán por cualquier procedimiento que deje constancia de la misma al Operador del Sistema, indicando el motivo, una descripción detallada de la misma y especificación funcional de su propuesta.

El Operador del Sistema tras el análisis de la información anterior podrá incorporar las propuestas que cumplan, al menos, la funcionalidad y los criterios de seguridad definidos en los medios, protocolos y sistemas de integridad ya existentes.

El solicitante correrá con los gastos de incorporación que ocasione el nuevo medio, protocolo o sistema de integridad de la información del Concentrador de Medidas.

Caso de que el Operador del Sistema concluya que no puede incorporar un sistema propuesto, justificará su negativa al proponente e informará a la Comisión Nacional de Energía de su decisión. En cualquier caso, el solicitante deberá abonar al Operador del Sistema las horas hombre que éste dedique al análisis de la propuesta, en la forma y tarifas fijadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en los reales decretos de tarifas aplicables.

4.9. Pruebas de nuevos concentradores secundarios

Todo concentrador secundario deberá someterse a las pruebas previas a la puesta en servicio determinadas por el Operador del Sistema que están a disposición de todos los sujetos. El coste de dichas pruebas será el legalmente establecido.

P.O. 10.5: ESTIMACIÓN DE MEDIDAS Y CÁLCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA DE PUNTOS FRONTERA

1. OBJETO

Este documento tiene por objeto definir el procedimiento de estimación de medidas y cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el Real Decreto 2018/1997, el Real Decreto 385/2002, el Real Decreto 1747/2003, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el Real Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador de Medidas de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año, la Orden ITC 913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueba 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, así como el Real Decreto 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía.

El agente responsable de realizar el cálculo del mejor valor de energía será el Encargado de la Lectura de cada punto.

Independientemente de quien sea el Encargado de la Lectura, el Operador del Sistema estimará medidas de puntos / agregaciones por no haberlas enviado ni Encargado de la Lectura ni su comercializador en los supuestos establecidos en el apartado 3.4 del procedimiento P.O. 10.4 de los SEIE.

3. CÁLCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA DE PUNTOS FRONTERA

3.1 General

El cálculo del mejor valor de energía de cada punto frontera se obtendrá a partir de las medidas de los distintos puntos de medida. El cálculo del mejor valor de medida tendrá en consideración los siguientes factores:

- Tipo de configuración de medida
- Origen de las medidas
- Calidad de la medida
- Incidencias en las medidas

- Inhibición de medidas
- Objeción de medidas
- Fecha de recepción de medidas

3.2 Tipos de configuraciones de cálculo de energía en puntos frontera

3.2.1. General

Con carácter general y a fin de medir la energía intercambiada en las fronteras, se definen las configuraciones principales, redundantes y comprobantes de acuerdo a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y a lo indicado a continuación.

Cada punto frontera, en función de sus características, deberá disponer de configuración principal y, si aplica, configuraciones redundante o comprobante de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía y lo indicado a continuación.

3.2.2. Configuración principal

Equipo de medida instalado en un punto de medida coincidente con el punto frontera que se utiliza como medida única a efectos de lo dispuesto en la Normativa de Puntos de Medida de Energía. Dicho punto de medida deberá cumplir los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con lo indicado en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

En los puntos de medida cuya ubicación no coincida con la situación del punto frontera, el Encargado de la Lectura aplicará, a las medidas obtenidas por lectura del registrador, una corrección por pérdidas de acuerdo a los coeficientes indicados en el Anexo 1 de este documento.

La corrección por pérdidas a considerar, será comunicada al resto de participantes en la medida de acuerdo a lo indicado en el anexo 1 y habrá de figurar expresamente en los contratos de compra o en su caso venta de energía. En ningún caso será admisible programar el equipo de medida para que descuente o considere dichas pérdidas en la medida que efectúa.

Independientemente de lo indicado en el párrafo anterior, previo acuerdo entre el Operador del Sistema y los participantes de una frontera se podrán establecer puntos de medida alternativos siempre que resulte equivalente el cálculo de energía intercambiada y no afecte al sistema de liquidaciones. En estos casos, el Encargado de Lectura comunicará a la CNE dicho acuerdo.

3.2.3. Configuración redundante

Equipo de medida instalado en el mismo punto frontera que un equipo principal, cuyas medidas deben ser prácticamente coincidentes con las de éste. Dicho punto de medida deberá cumplir los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con lo indicado en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

Independientemente de lo indicado en el párrafo anterior, previo acuerdo entre el Operador del Sistema y los participantes de una frontera se podrán establecer puntos de medida alternativos siempre que resulte equivalente el cálculo de energía

intercambiada y no afecte al sistema de liquidaciones. En estos casos, el Encargado de Lectura comunicará a la CNE dicho acuerdo.

3.2.4. Configuración comprobante

Equipo o conjunto de equipos de medida instalados en el otro extremo de un solo elemento (línea, transformador, etc.) respecto del equipo o equipos de medida que forman la configuración principal del punto frontera. Las medidas de los equipos comprobantes pueden compararse con las del principal, en la frontera, mediante un cálculo sencillo con determinados coeficientes, que eliminen el efecto del elemento de red que pudiera existir entre ambos. Dicho/s punto/s de medida deberá/n cumplir los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con lo indicado en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

Los coeficientes correctores, siempre en sentido opuesto al participante responsable (menos venta y más compra), se utilizarán para poder comparar los datos del equipo de medida en configuración principal y, si fuera necesario, para sustituirlas.

Los coeficientes los calculará cada Encargado de la Lectura de acuerdo a lo indicado a continuación:

- Tras el alta de puntos de medida comprobantes

Durante los primeros tres (3) meses se utilizarán los coeficientes indicados en el anexo 1 de este documento, si fuera necesario utilizar las medidas de los puntos de medida comprobantes.

Después de los primeros tres meses indicados en el párrafo anterior y, una vez se disponga simultáneamente de medidas de configuraciones principales y comprobantes durante más de un mes consecutivo, siendo ambas medidas completamente válidas y cumpliendo todos los requisitos, se calcularán los coeficientes, si fuera necesario, de acuerdo a lo indicado en el anexo 2 de este documento, aplicando dichos coeficientes de la misma forma que en el apartado b).

- Coeficientes a partir de registros históricos

Cada año se calcularán los coeficientes correspondientes a la configuración comprobante de acuerdo a lo indicado en el anexo 2 de éste documento.

Dichos coeficientes se utilizarían, si fuera necesario, durante cada año natural, para sustituirlas medidas del equipo principal por los del equipo comprobante.

3.3 Medidas en puntos de medida

3.3.1. General

Toda medida estará siempre asociada a un punto de medida y con los periodos de integración definidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Cada punto de medida podrá tener asociadas distintas medidas, en función de su modo de obtención (lectura remota, lectura local, lectura visual o estimación), procedencia (Encargado de la Lectura, comercializador o empresa responsable del equipo), configuración y fecha de obtención.

3.3.2. Tipos de medida según su confiabilidad

Los distintos tipos de medidas serán, clasificadas por su modo de obtención y procedencia, con independencia que estén en configuración principal, comprobante o redundante, las que se indican a continuación ordenadas de mayor a menor nivel de confiabilidad:

- (1) Lectura remota de energía de equipo de medida que cumpla los requisitos establecidos en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.
- (2) Lectura local de energía de equipo de medida (por utilización de TPL) que cumpla los requisitos establecidos en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.
- (3) Medida de energía procedente de equipo de medida capaz de realizar almacenamiento de datos de forma horaria (Nota 2).
- (4) Medida de energía procedente de punto de medida, con capacidad de integración y almacenamiento de datos en fracciones horarias enteras (Nota 2).
- (5) Medida de energía procedente de equipo de medida dotado con acumulación horaria o fracción horaria de pulsos (Nota 2).
- (6) Medida de energía procedente de equipo de medida obtenido por integración de telemida de potencia (nota 2).
- (7) Medida de energía procedente de equipo de medida obtenido por integración del cálculo de potencia resultado del estimador de estado (Nota 2).
- (8) Energía circulada: lecturas remotas o locales de contadores; dichas lecturas no están asociadas a un período de integración sino a una lectura absoluta en una fecha y hora determinada. Forman parte de este tipo de medidas los cierres de facturación ya sean de medidas totales (saldos) como de todos los posibles cierres de períodos que pudiera disponer una medida de cliente.

Nota 1: En caso de que un punto de medida disponga de más de una medida de un mismo nivel de confiabilidad para un mismo período de integración, se tomará como mejor la última.

Nota 2: Los datos de esta procedencia se podrán utilizar en los cálculos mientras la Normativa de Puntos de Medida de Energía las considere válidas.

3.3.3. Origen de las medidas

Las medidas de energía podrán tener distintos orígenes en función del agente que realice el cálculo de mejor valor de energía en punto frontera de acuerdo a lo indicado a continuación:

3.3.1.1 Para el Operador del Sistema

Los tipos de medidas tipos 1 y 2, descritas en 3.3.2., podrán provenir al Operador del Sistema ya sea directamente desde los registradores o desde cualquier concentrador secundario que cumpla los requisitos la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los tipos de medidas 3 a 8 descritas en 3.3.2 podrán provenir de fuentes propias del Operador del Sistema.

3.3.1.2 Para el encargado de la lectura de puntos de clientes

Los tipos de medidas tipos 1 y 2 descritas en 3.3.2. podrán provenir al encargado de la lectura ya sea directamente desde los registradores o desde cualquier concentrador secundario que cumpla los requisitos la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los tipos de medidas 3 a 8 descritas en 3.3.2 podrán provenir de fuentes propias del propio encargado de la lectura.

3.3.1.3 Correcciones por imprecisión

Los distintos datos procedentes de los equipos de medida podrán estar afectados por coeficientes de corrección por imprecisiones en los mismos.

Las correcciones por imprecisión se aplicarán a los distintos puntos de medida por imprecisiones detectadas en las verificaciones, por la utilización de equipos de medida que no cumplan los requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía o por la no realización de las verificaciones de los equipos de medida en los plazos establecidos.

Dichos coeficientes se calcularán de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía. Los coeficientes aplicados a puntos de medida que no cumplan requisitos especificados serán modificados, o anuladas si procede, a partir de la fecha de sustitución de los equipos. Los coeficientes debidos a la falta de realización de los ensayos de verificación, en los plazos especificados en la Normativa de Puntos de Medida de Energía, serán modificados a partir de la fecha de realización de las verificaciones, en función del resultado de las mismas.

3.4 Incidencias en las medidas

Cualquier medida asociada a un punto de medida puede tener asociada una incidencia como consecuencia de haber sido detectada algún tipo de anomalía en la misma (averías en los equipos de medida, energías no medidas durante verificaciones, problemas de desbordamiento, validación de medidas horarias de registrador, validaciones de saldos y / o de ATR's, etc.).

Las incidencias en puntos de medida pueden ser notificadas por el responsable del punto de medida o por el propio Operador del Sistema.

El responsable de un punto de medida que detecte una incidencia la pondrá a disposición del resto de participantes utilizando los ficheros aplicables descritos en el documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'. Esta comunicación no será necesaria si quién detecta la incidencia es el propio Operador del Sistema. Es responsabilidad del Encargado de la lectura tener en cuenta (inhibir medidas que no cumplen las validaciones descritas en este apartado de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.9 de este procedimiento) o no las incidencias (utilizar medida con incidencia asociada) en los cálculos de mejor valor descritos en el apartado 3.6 de éste documento.

Independientemente de lo indicado anteriormente, es responsabilidad del Encargado de la Lectura realizar una validación de las medidas previas a su tratamiento de acuerdo a lo indicado a continuación.

3.4.1 Validación de medidas horarias

Las medidas horarias procedentes de registradores de acuerdo a la Normativa de Puntos de Medida de Energía se validarán de acuerdo a lo indicado a continuación:

a) Medidas validadas

Se consideran medidas validadas las procedentes de registrador con todos sus bit's de calidad sin marcar. Se incluirán dentro de este tipo de medidas aquellas que se hayan firmado de acuerdo a claves antiguas (falta de carga de claves actualizadas en registrador) o que se encuentren pendientes de firma electrónica por no haber sido esta todavía cargada en el registrador.

b) Medidas inválidas

Se considera medida no válida las procedentes de registrador con el bit de calidad de medida incorrecta activado (bit 7 de identificación = IV activado) o medidas firmadas incorrectamente.

c) Medidas pendientes de validación

Se considera medidas pendientes de validación las procedentes de registrador que tengan pendiente la firma electrónica, y /o que tengan alguno de los cualificadores 6 (CA), 5(CY) , 3(MP), 2 (INT) o 1 (AL) activados.

Estas medidas podrán darse como válidas a criterio del encargado de la lectura.

3.4.2 Validación de saldos y cierres de ATR de fronteras de cliente

Las medidas de saldos de contador o cierres de facturación de puntos de medida de clientes deberán pasar las validaciones que se indican a continuación:

a) Validación por incoherencia en saldos o cierres de contador

a.1. Las lecturas absolutas de saldos o cierres serán inferiores en valor a lecturas de saldo o cierres realizados con posterioridad. Estas validaciones tendrán en cuenta los posibles pasos por cero del contador.

Se invalidarán individualmente los saldos o cierres que no cumplan la comprobación anterior.

a.2. El saldo total de un contador debe coincidir con la suma de todos los cierres siempre que se disponga de valor para todos y cada uno de ellos.

Caso de no cumplirse la igualdad anterior, se invalidará tanto el saldo total como cada uno de los cierres.

a.3. El número de cierres programados debe coincidir con el número de cierres para los que existe medida. Caso de no coincidir, se considerará no válidos todos los cierres del equipo. (probable programación errónea)

b) Validaciones por consumos excesivos

Si existe histórico de saldo de los doce últimos meses, el saldo a validar debe ser inferior al 120 % del mayor de los mismos.

Caso de no existir el histórico anteriormente indicado, el saldo a validar debe ser inferior al producto de la máxima potencia contratada por el número de horas del periodo de saldo a considerar.

Caso de no cumplirse cualquiera de las dos comprobaciones anteriores, no se tendrán en cuenta dichos saldos.

3.4.3 Consideraciones adicionales para incidencias de puntos distintos de cliente

El Concentrador de Medidas recibirá las incidencias de medidas de las que es Encargado de la Lectura.

Se distinguen dos tipos de incidencias en función de quién es el agente que las detecta:

a) Detectadas por el Operador del Sistema

Las incidencias como consecuencia de validaciones o realización de verificaciones u otras que pudiese detectar de puntos de medida que efectúe el Operador del Sistema como encargado de la lectura no requieren ser comunicadas a los participantes.

b) Detectadas por el responsable del punto de medida

Cualquier incidencia que detecte el responsable de un punto de medida será comunicada al Operador del Sistema y resto de los participantes.

El plazo de recepción de incidencias de un punto de medida para un periodo de integración termina el día anterior al cierre de plazo de recepción de medidas. Cualquier incidencia fuera del plazo anteriormente indicado deberá tramitarse como objeción de acuerdo a lo establecido en éste documento e independientemente de los posibles incumplimientos del reglamento en que se hubieran podido producir.

Las incidencias en datos de medidas se comunicarán al Operador del Sistema en función a si se refieren a datos de medidas o inventario de acuerdo a:

a) Asociadas a datos de medida de energía en puntos de medida

Para la comunicación de una incidencia se utilizará los ficheros aplicables descritos en el documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

El responsable de un punto de medida que identifique y genere ficheros de incidencia lo publicará al Operador del Sistema y los pondrá a disposición del resto de participantes.

El envío de ficheros de incidencias tiene por objeto solicitar al Operador del Sistema la no utilización de medidas de un punto de medida en el periodo solicitado para el cálculo del mejor valor horario de energía en el punto/s frontera en los que intervenga.

Adicional y opcionalmente, el participante podrá enviar al Operador del Sistema ficheros de datos de medida descritos en el documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'

b) Cambios de inventario de puntos de medida o configuraciones de cálculo de puntos frontera.

Para los cambios de inventario se utilizarán los ficheros del descritos en el documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

El responsable de un punto de medida que identifique y genere ficheros de incidencia los publicará al Operador del Sistema y los pondrá a disposición del resto de participantes.

3.5 Periodicidad del cálculo del mejor valor de energía en punto frontera

El cálculo del mejor valor de energía de cada punto frontera se realizará mientras no se haya realizado el cierre definitivo de medidas al menos en los casos y momentos descritos a continuación :

- Recepción del Encargado de la Lectura de medidas de mejor prelación antes de cumplirse los plazos establecidos para cada tipo de punto de medida en los procedimientos de operación .
- Antes del las ocho horas (8:00) del quinto día hábil del mes siguiente a que corresponden las medidas aplicando este procedimiento con las medidas disponibles de los puntos de medida tipo 1 y 2.
- Antes del las ocho horas (8:00) del quinto día hábil del mes siguiente a que corresponden las medidas disponibles de los puntos de medida tipo 3 que no correspondan a clientes.
- Antes del las ocho horas (8:00) del quinto día hábil de los cuatro meses siguientes a que corresponden las medidas disponibles de los puntos de medida tipo 3 que corresponden a clientes.
- Antes de las ocho horas (8:00) del quinto día hábil de los cuatro meses siguientes a que corresponden las medidas aplicando este procedimiento con las medidas disponibles de los puntos de medida tipo 4.
- Cálculo de mejor saldo por periodo a cierre provisional antes de las ocho horas del quinto día hábil de los siete meses siguientes a que corresponden las medidas aplicando este procedimiento con las medidas disponibles de los puntos de medida de consumidores tipo 5.
- Cuando se carezca de medidas firmes en el cierre provisional, el agente Encargado de la Lectura estimará la mejor medida posible en los puntos frontera de acuerdo a las tablas de prelación indicadas en el apartado 3.6 de este procedimiento.
- Consecuencia de recepción y resolución de incidencias
- Corrección de medidas por averías
- Consecuencia de objeción de medidas en los plazos establecidos
- Después del cierre del plazo de recepción de medidas

3.6 Cálculo del mejor valor de energía de punto frontera

3.6.1 Puntos frontera de clientes

3.6.1.1 Procedimiento de cálculo de puntos tipos 1, 2 y 3 (medidas horarias)

Antes del cierre provisional / definitivo cada punto frontera de cliente deberá tener asociado para cada uno de los periodos de integración un valor de energía consumida.

Cada punto frontera puede tener asociadas para cada periodo de integración distintos valores de energía en función de la existencia de medidas de distintos modos de obtención, orígenes y configuraciones asociadas a un mismo punto frontera descritas en los apartados 3.2. y 3.3. de este documento. El mejor valor horario en cada punto frontera, en función de las medidas disponibles se realizará atendiendo al siguiente orden de prelación (mayor a menor):

1. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida de energía en configuración principal que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

La medida del punto frontera se corresponderá con la del punto de medida principal. La medida del punto de medida principal se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 3.2.2. , en caso de que se hubiera admitido explícitamente para la obtención de la misma, la medida de otro punto de medida no coincidente con la del punto de medida principal .

2. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida de energía en configuración redundante que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

La medida del punto frontera se corresponderá con la del punto de medida redundante.

La medida del punto de medida redundante se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 3.2.2. , en caso de que se hubiera admitido explícitamente para la obtención de la misma, la medida de otro punto de medida no coincidente con la del punto de medida redundante.

3. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida en configuración comprobante que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

La medida del punto frontera se obtendrá como combinación lineal de medidas procedentes de los equipos de medida que conformen la configuración comprobante afectadas por los coeficientes descritos en 3.2.4.

4. Estimación de energía horaria basada en el histórico del punto de medida principal modulado con su saldo

La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal modulada con el saldo de contador validado de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento. Se pueden dar dos casos:

a) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de dichos periodos de integración consecutivos sin medida es inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.5. del anexo 3.

b) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de dichos periodos de integración consecutivos sin medida es superior a tres, el periodo a estimar no supera más de treinta y un días consecutivos y no hay cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.6. del anexo 3.

5. Estimación de energía con perfil plano a partir de cierres de ATR

La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal modulada con los cierres de ATR de contador validados de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento. Se pueden dar dos casos:

a) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de dichos periodos de integración consecutivos sin medida es inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.3. del anexo 3.

b) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es superior a tres, el periodo a estimar no supera más de treinta y un días consecutivos y no hay cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.4. del anexo 3.

6. Estimación basada en histórico del punto de medida principal. (sin datos de cierre o saldo).

La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal. Se pueden dar dos casos:

a) En el supuesto de falta uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.1. del anexo 3.

b) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es superior a tres, el periodo a estimar no superará más de treinta y un días consecutivos y no hay cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.2. del anexo 3.

7. Estimación técnicamente justificada tras incidencia en el equipo de medida.

En el supuesto de falta de medidas de periodos así como suficientes datos horarios históricos, el encargado de la lectura podrá realizar estimaciones de energías basados en estudios técnicamente justificados de cualquier información disponible del punto de medida.

8. Estimación de energía horaria realizada basada en un factor de utilización del 33%.

Estimación de energía activa entrante del punto de medida principal igual al equivalente de suponer toda la potencia contratada circulando constantemente durante todos los periodos de integración a estimar con un factor utilización del 33%.

3.6.1.2 Procedimiento de Cálculo de saldos de puntos tipo 4 (medidas de periodos)

Antes del cierre provisional / definitivo cada punto frontera de cliente deberá tener asociado para cada uno de los periodos de integración un valor de energía consumida.

El Encargado de Lectura calculará el mejor valor de periodo para cada punto frontera, en función de las medidas disponibles se realizará atendiendo al siguiente orden de prelación (mayor a menor):

1. Lecturas de medida de cierre de contador de cada uno de los periodos.

Lectura de cada uno de los periodos del equipo de medida principal del punto frontera.

2. Estimación de medida de cierre a partir de datos históricos.

La energía de cada uno de los cierres en punto frontera se obtendrá a partir de una estimación a partir de históricos de cierres. Se pueden dar tres casos:

a) En el supuesto que sólo falta uno de los cierres disponiendo del resto de los cierres y del saldo validados de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento, la estimación del cierre a estimar será la diferencia entre el saldo y el sumatorio de los cierres disponibles.

b) En el supuesto que falta más de uno de los periodos de cierre y el saldo están validados de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento, la estimación se realizará de acuerdo al procedimiento 4.2 del anexo 3.

c) En el supuesto que falta más de uno de los periodos de cierre y no se dispone de saldo validado de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento; la estimación de los cierres se realizará de acuerdo al procedimiento 4.1. del anexo 3.

3. Estimación de medidas de periodo a partir de saldo de contador y no se dispone de histórico.

La energía de cada uno de los cierres en punto frontera se obtendrá a partir del saldo total validado de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.4 de éste documento. Se pueden dar dos casos:

a) En el caso de que sólo falta uno de los cierres disponiendo del saldo; la estimación del cierre será la diferencia entre el saldo la suma del resto de los cierres.

b) En el supuesto de falta de más de uno de los cierres, cada uno de ellos se calculará de acuerdo al procedimiento descrito en el apartado 4.3 del anexo 3.

4. Estimación técnicamente justificada tras incidencia en el equipo de medida.

En el supuesto de falta de medidas de periodos así como de suficientes datos de cierres históricos, el encargado de la lectura podrá realizar estimaciones de cierres basados en estudios técnicamente justificados de cualquier información disponible del punto de medida.

5. Estimación basada en factor de utilización del 33%.

Estimación de periodo de energía activa entrante del punto de medida principal igual al equivalente de suponer toda la potencia contratada circulando constantemente durante todo el periodo a estimar con un factor utilización del 33%.

3.6.1.3 Procedimiento de Cálculo de saldos de fronteras tipo 5 (medidas de periodos)

Antes del cierre provisional / definitivo cada punto frontera de cliente deberá tener asociado para cada uno de los periodos de integración un valor de energía consumida.

El Encargado de Lectura calculará el mejor valor de periodo para cada punto frontera, en función de las medidas disponibles se realizará atendiendo al siguiente orden de prelación (mayor a menor):

1. Lecturas de medida de saldo de contador.

Lectura de cada uno de los periodos del equipo de medida del punto frontera.

2. Estimación de saldo de contador con histórico de un año.

Estimación de medida calculada como la tercera parte de la suma de los tres periodos facturados el año anterior, en el periodo equivalente al de facturación y en el anterior y posterior al mismo.

3. Estimación de saldo de contador sin histórico de un año.

Estimación de medida calculada como tercera parte (mitad o igual) de la suma de los tres (dos o un) periodos anteriores existentes.

3.6.2 Resto de puntos frontera que no son de clientes

Cada punto frontera podrá tener asociadas, para cada periodo de integración, distintos valores de energía en función de la existencia de medidas de distintos modos de obtención, orígenes y configuraciones asociadas a un mismo punto frontera descritas en los apartados 3.2. y 3.3. de este documento.

El Encargado de la Lectura calculará el mejor valor horario en cada punto frontera, en función de las medidas disponibles atendiendo al siguiente orden de prelación (mayor a menor):

1. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida de energía en configuración principal que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE..

La medida del punto frontera se corresponderá con la del punto de medida principal. La medida del punto de medida principal se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 3.2.2. , en caso de que se hubiera admitido explícitamente para la obtención de la misma, la medida de otro punto de medida no coincidente con la del punto de medida principal.

2. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida de energía en configuración redundante que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

La medida del punto frontera se corresponderá con la del punto de medida redundante. La medida del punto de medida redundante se podrá ver afectada por los coeficientes de pérdidas definidos en 3.2.2. , en caso de que se hubiera admitido explícitamente para la obtención de la misma, la medida de otro punto de medida no coincidente con la del punto de medida redundante.

3. Lecturas remotas o locales (mediante TPL) de equipos de medida en configuración comprobante que cumplan requisitos establecidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía así como en los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

La medida del punto frontera se obtendrá como combinación lineal de medidas procedentes de los equipos de medida que conformen la configuración comprobante afectadas por los coeficientes descritos en 3.2.4.

4. Estimación de energía horaria con modulación desde equipos de medida en configuración principal que no cumplan los requisitos de los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

La medida de energía horaria en el punto frontera se obtendrá por modulación de la diferencia de lecturas de energía del contador situado en la ubicación principal modulada con las medidas descritas en 5.

5. Estimación de energía horaria de punto de medida principal.

La medida del punto frontera se obtendrá a partir de la medida de mejor confiabilidad de 3 a 7 descritas en 3.3. que no cumplen los requisitos de los procedimientos P.O. 10.1 y 10.2 de los SEIE.

6. Estimación de energía horaria mediante modulación de medidas de punto de medida principal con su Programa base P48

La energía horaria en el punto frontera se obtendrá por la diferencia de lecturas del contador situado en la ubicación principal modulada con los valores del perfil del programa al que pertenece dicho punto frontera.

Nota: la utilización de perfil plano o Programa base P48 será acordada entre los participantes y el Encargado de la Lectura.

7. Estimación de energía horaria mediante modulación de medidas de punto de medida principal con perfil plano

La energía horaria en el punto frontera se obtendrá por la diferencia de lecturas del contador situado en la ubicación principal modulada con perfil plano.

Nota: la utilización de perfil plano o Programa base P48 o perfil estimado en base a históricos será acordada entre los participantes y el Encargado de la Lectura.

8. Estimación de energía horaria basada en el histórico del punto de medida principal.

La energía horaria en punto frontera se obtendrá por una estimación basada en datos históricos del punto de medida principal. Se pueden dar dos casos:

a) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es inferior o igual a tres, se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.1. del anexo 3.

b) En el supuesto de falta de uno o varios intervalos de periodos y el número de periodos de integración consecutivos sin medida es superior a tres, el periodo a estimar no superará más de treinta y un días consecutivos y no hay cambio de mes en las medidas a estimar se utilizará el algoritmo de cálculo descrito en el apartado 3.2. del anexo 3.

9. Estimación técnicamente justificada tras incidencia en equipo de medida

En el supuesto de falta de medidas de periodos así como suficientes datos horarios históricos, el encargado de la lectura podrá realizar estimaciones de energías basados en estudios técnicamente justificados de cualquier información disponible del punto de medida.

10. Estimación manual de energía horaria realizada por el encargado de la lectura para un punto/s de medida principal/es

Energía horaria estimada por el encargado de la lectura para un punto de medida principal cuando no se disponga de información en los plazos establecidos de acuerdo a lo indicado a continuación:

a) Estimación de energía activa saliente de Puntos de medida de grupo correspondientes a fronteras de Régimen Especial y Generación igual a 0 kWh para todos los periodos de integración a estimar.

b) Estimación de energía activa entrante de puntos de medida de transformadores de arranque / auxiliares de centrales igual al equivalente de suponer la potencia aparente nominal circulando constantemente en el sentido entrante de todos los periodos de integración a estimar.

c) Estimación de energía de puntos fronteras de Transporte-Distribución y Distribución-Distribución igual al equivalente de suponer la potencia aparente nominal circulando constantemente en el sentido más desfavorable para el responsable del punto de medida principal en todos los periodos de integración a estimar.

3.7 Medidas en cierre provisional y cierre definitivo

3.7.1 Recepción de medidas

La recepción de medidas de clientes atenderá a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.11. de los SEIE.

La recepción de medidas que no corresponden a clientes atenderá a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.4. de los SEIE.

Todos los días 15 del mes o si dicho día se corresponde con un día no laborable el primer laborable posterior al día 15, se cerrará el plazo de recepción de datos de medidas correspondientes del mes n - 7.

Excepcionalmente, y con el propósito de realizar la mejor estimación técnicamente posible, el Operador del Sistema podrá recibir y utilizar datos de medidas enviados por cualquier agente utilizando los formatos especificados por el Operador del Sistema en la última versión del documento Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE.

Estos datos podrán enviarse fuera de los plazos definidos en los procedimientos P.O. 10.4. y 10.5 de los SEIE.

El Envío de estos datos no eximen al Encargado de Lectura de la responsabilidad en los incumplimientos del envío de medidas en que hubiera podido incurrir.

3.7.2 Cierre provisional

El procedimiento de cierre se realiza con una periodicidad mensual.

A partir del cierre de recepción de datos de medidas, el Operador del Sistema comenzará a realizar los tratamientos de medidas necesarios a fin de realizar el cierre y publicación provisional.

El Operador del Sistema procederá a estimar las medidas/agregaciones de las que no es Encargado de la Lectura por no haberlas realizado o enviado su Encargado de la Lectura en puntos frontera de clientes, en los supuestos establecidos en el apartado 3.4 del procedimiento P.O. 10.4 de los SEIE. a partir del decimoquinto día de los siete meses siguientes a los que corresponden las medidas/agregaciones.

La estimación por parte del Operador del Sistema de medidas/ agregaciones no eximen al Encargado de Lectura de la responsabilidad en los incumplimientos del envío de medidas en que hubiera podido incurrir.

Las medidas utilizadas para la realización del cierre provisional podrán ser firmes o provisionales.

El Operador del Sistema publicará a los diversos participantes las medidas/agregaciones en cierre provisional antes del quinto día de los ocho meses siguientes que corresponden a las medidas utilizando los ficheros descritos en la última versión del documento "Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE".

Coincidiendo con la publicación en cierre provisional, y en un plazo no superior a 24 horas los distribuidores pondrán a disposición de los distintos comercializadores los diferentes ficheros descritos en la última versión del documento Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE con el desglose de puntos

frontera individualizados que componen cada agregación enviada al Operador del Sistema.

3.7.3 Periodo de objeción de medidas

Desde la publicación de las medidas en cierre provisional por el Operador del Sistema, se abrirá el plazo de objeción de medidas de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.8 de este procedimiento. Los plazos de objeción de medidas a partir de la publicación del cierre provisional son los que se indican a continuación:

Treinta días naturales (30) para cualquier participante de medidas que no correspondan a clientes

Treinta días naturales (30) para los comercializadores de medidas que correspondan a clientes

Veinticinco días naturales (25) para los Encargados de la Lectura para medidas que correspondan a sus clientes

El responsable de resolver las posibles objeciones es el Encargado de la Lectura.

3.7.4 Cierre definitivo

Las medidas provisionales que no hayan sido objetadas en los plazos anteriormente indicados pasarán a considerarse como firmes definitivas de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Las medidas objetadas, firmes o no, pasarán a ser consideradas firmes definitivas una vez se resuelva su objeción de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.8 de este procedimiento.

Las medidas en cierre definitivo sólo podrán ser modificadas por corrección de averías de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Como consecuencia de toda la información recibida tras el proceso de resolución de objeciones, el Operador del Sistema realizará la publicación del cierre definitivo en cinco fases de acuerdo a lo indicado a continuación.

3.7.4.1 Fronteras de Clientes

Fase 1: El Operador del Sistema, publicará las medidas (sólo) a los Encargados de la Lectura antes del segundo día hábil después del cierre del plazo de resolución de objeciones.

Fase 2: Los Encargados de la Lectura junto con el Operador del Sistema tienen tres días hábiles para identificar, comunicar y resolver la solución de problemas que se hubieran podido identificar tras la publicación a los Encargados de la Lectura.

Las modificaciones que podrán llegar a realizarse se deberán exclusivamente a procesos realizados por el Operador del Sistema y nunca a la identificación y resolución de nuevas objeciones fuera de plazo. En caso de falta de acuerdo prevalecerá la decisión del Operador del Sistema.

Fase 3:

El Operador del Sistema, publicará las medidas (sólo) a los Comercializadores con las posibles modificaciones como consecuencia de la fase 2, antes del quinto día hábil del cierre del plazo de resolución de objeciones.

Fase 4:

Los comercializadores junto con el Operador del Sistema tienen cinco días hábiles para identificar, comunicar y resolver la solución de problemas que se hubieran podido identificar tras la publicación a los comercializadores.

Las modificaciones que podrán llegar a realizarse se deberán exclusivamente a procesos realizados por el Operador del Sistema y nunca a la identificación y resolución de nuevas objeciones fuera de plazo. El Operador del Sistema podrá requerir la colaboración de los Encargados de la Lectura afectados. En caso de falta de acuerdo prevalecerá la decisión del Operador del Sistema.

Fase 5:

Una vez cumplidos los plazos anteriores el Operador del Sistema realizará la publicación en cierre definitivo a Comercializadores y Encargados de la Lectura antes del décimo quinto día hábil a partir del cierre del plazo de resolución de objeciones por parte del encargado de la lectura. Simultáneamente se publicará al sistema de liquidaciones la información necesaria para realizar dicho cierre definitivo.

3.7.4.2 Fronteras de no clientes**Fase 1:**

El Operador del Sistema, publicará las medidas (sólo) a los participantes 1 (responsables del equipo de medida) antes del segundo día hábil después del cierre del plazo de resolución de objeciones.

Fase 2:

Los responsables del equipo de medida junto con el Operador del Sistema tienen tres días hábiles para identificar, comunicar y resolver la solución de problemas que se hubieran podido identificar tras la publicación a los responsables del equipo de medida.

Las modificaciones que podrán llegar a realizarse se deberán exclusivamente a procesos realizados por el Operador del Sistema y nunca a la identificación y resolución de nuevas objeciones fuera de plazo. En caso de falta de acuerdo prevalecerá la decisión del Operador del Sistema.

Fase 3:

El Operador del Sistema, publicará las medidas (sólo) a los participantes 2 con las posibles modificaciones como consecuencia de la fase 2, antes del quinto día hábil del cierre del plazo de resolución de objeciones.

Fase 4:

Los participantes 2 junto con el Operador del Sistema tienen cinco días hábiles para identificar, comunicar y resolver la solución de problemas que se hubieran podido identificar tras la publicación a los participantes 2.

Las modificaciones que podrán llegar a realizarse se deberán exclusivamente a procesos realizados por el Operador del Sistema y nunca a la identificación y resolución de nuevas objeciones fuera de plazo. El Operador del Sistema podrá

requerir la colaboración de los responsables de los equipos de medida afectados. En caso de falta de acuerdo prevalecerá la decisión del Operador del Sistema.

Fase 5:

Una vez cumplidos los plazos anteriores el Operador del Sistema realizará la publicación en cierre definitivo a ambos participantes de la frontera antes del décimo quinto día hábil del cierre a partir del plazo de resolución de objeciones por el encargado de la lectura.

3.8 Objeción de medidas de puntos frontera**3.8.1 Procedimiento de objeción de medidas**

Las objeciones de medidas en cierre provisional las podrá realizar cualquier participante de las mismas. Las objeciones de medidas deberán ser notificadas a los Encargados de la Lectura / participantes/ comercializadores / Operador del Sistema con los formatos especificados de acuerdo a lo indicado a continuación.

3.8.2 Objeción de medidas de no clientes

El Concentrador de Medidas recibirá las objeciones de medidas de las que es Encargado de la Lectura.

Una vez el Operador del Sistema haya publicado a los diversos participantes las medidas en cierre provisional se abre el plazo de objeción de medidas.

Las objeciones de medidas las podrá realizar cualquier participante de las mismas. Las objeciones de medidas deberán ser notificadas al Operador del Sistema y resto de participantes.

Las objeciones en datos de medidas se clasifican en dos tipos:

a) Asociadas a datos de medida de energía en puntos frontera

Dichas objeciones se comunicarán utilizando el fichero aplicable descrito en el documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

El envío de los ficheros de objeciones tiene por objeto solicitar al Operador del Sistema el recálculo de las medidas de un punto frontera en uno o más periodos de integración de un mes de cierre concreto.

Adicionalmente y si aplica como complemento a la objeción, el participante podrá enviar al Operador del Sistema ficheros de incidencias de puntos de medida y ficheros de datos de medida, descritos en el documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

b) Cambios de inventario de puntos de medida o configuraciones de cálculo de puntos frontera.

Adicionalmente y si aplica como complemento a la objeción, el participante podrá enviar al Operador del Sistema los cambios de inventario que se precisen, utilizando los ficheros descritos al efecto del documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'. El participante que identifique y genere ficheros de incidencia lo publicará al Operador del Sistema y los pondrá a disposición del resto de participantes.

3.8.3 Objeción de medidas de clientes

Las objeciones en datos de medidas se clasifican en dos tipos en función de quién es el participante que las genera:

3.8.3.1. Emitidas por los comercializadores

a) Objeciones de fronteras de clientes tipo 1 o 2

Dichas objeciones se comunicarán tanto al Encargado de la Lectura como al Operador del Sistema utilizando los ficheros descritos al efecto del documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

b) Objeción a agregaciones de clientes tipo 3, 4 y 5

Las objeciones de clientes tipo 3, 4 y 5 se pueden realizar a nivel de punto frontera y/o a nivel de agregación.

Las objeciones a agregaciones se comunicarán tanto al Encargado de la Lectura como al Operador del Sistema utilizando los ficheros descritos al efecto del documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

Las objeciones a fronteras individuales se comunicarán sólo al Encargado de la Lectura y si el motivo de la objeción del comercializador fuera que dispone de medida real o mejor medida que el Encargado de la Lectura, éste deberá enviar al Encargado de la Lectura la curva del punto frontera.

3.8.3.2. Emitidas por los propios Encargados de la Lectura (auto-objeciones)

a) Objeciones de fronteras de clientes tipo 1 o 2

Dichas objeciones se comunicarán a todos los comercializadores afectados junto al Operador del Sistema utilizando los ficheros descritos al efecto del documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

b) Objeción a agregaciones de clientes tipo 3, 4 y 5

Las objeciones de clientes tipo 3, 4 y 5 se pueden realizar a nivel de punto frontera y/o a nivel de agregación.

Las objeciones a agregaciones se comunicarán a todos los comercializadores afectados y al Operador del Sistema utilizando los ficheros descritos al efecto del documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

Las objeciones a fronteras individuales se comunicarán sólo a los comercializadores afectados utilizando los ficheros descritos al efecto del documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

3.8.4 Resolución de objeciones

3.8.4.1. Fronteras distintas de clientes

Sólo podrá existir una objeción para una medida en un punto frontera dada. Tras una objeción, el Encargado de la Lectura resolverá en un plazo de veinte (20) días desde el cierre del plazo de emisión de objeciones de la misma. Como resultado de una objeción el encargado de la lectura resolverá:

a) Medida revisada confirmada

Medida de punto frontera que tras el análisis del Encargado de la Lectura no modifica su valor.

b) Medida revisada y modificada como resultado de la objeción

Medida de punto frontera que tras el análisis del encargado de la lectura modifica su valor. El encargado de la lectura pondrá en conocimiento de los dos participantes de la medida su decisión. Sea cual sea el resultado de una objeción, los participantes de la medida podrán solicitar, tras la decisión del encargado de la lectura, el arbitraje de la Comisión Nacional de Energía.

El encargado de la lectura evaluará las objeciones emitidas y comunicará el resultado de las mismas a los participantes implicados de acuerdo a los formatos establecidos al efecto en el documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

3.8.4.2. Fronteras de clientes. Actuación del Encargado de la Lectura

El Encargado de la Lectura tiene el deber de responder a todas las objeciones efectuadas por los comercializadores en un plazo de veinte días desde el cierre del plazo de emisión de objeciones.

Los ficheros a utilizar en la respuesta a objeciones emitidas por los comercializadores utilizando los ficheros descritos al efecto del documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

Independientemente de la obligación de contestar las objeciones a los comercializadores anteriormente indicadas, como consecuencia de la resolución de las mismas, el Encargado de la Lectura puede tener que generar y enviar al Operador del Sistema algunas modificaciones de inventario y/o nuevos datos de medida utilizando los ficheros descritos al efecto del documento 'Ficheros para el intercambio de Información de Medidas para los SEIE'.

3.9 Actuación del Operador del Sistema

El Operador del Sistema actuará de receptor de los ficheros que les sea de aplicación y tras el cumplimiento en el plazo de cierre de resolución de objeciones, realizará los tratamientos de medidas para la publicación del cierre definitivo de acuerdo a lo indicado a continuación:

Modificación de medidas de clientes tipo 1 y 2 para el cierre definitivo

El Operador del Sistema modificará sólo datos de medidas e inventario de clientes tipo 1 y 2 si existe una auto-objeción del Encargado de la Lectura o una objeción de comercializador aceptada por el propio Encargado de la Lectura. En función del tipo de objeción de que se trate, el Operador del Sistema deberá recibir información adicional para modificar los datos de medidas.

Si no se envían alguno de los citados ficheros en los plazos establecidos no se modificarán las medidas de clientes tipos 1 y 2 por parte del Operador del Sistema.

En caso de recibirse una objeción de un comercializador, sin la consiguiente aceptación por el Encargado de la Lectura, el Operador del Sistema entenderá que no ha sido

admitida por el Encargado de la Lectura, sin que tenga que responsabilizarse de hacérselo saber al Encargado de la Lectura.

Modificación de medidas agregadas para el cierre definitivo

El Operador del Sistema modificará sólo datos de medidas e inventario de agregaciones de tipo 3 si existe una auto-objeción del Encargado de la Lectura o una objeción de comercializador aceptada por el propio encargado de la Lectura. En función del tipo de objeción de que se trate, el Operador del Sistema deberá recibir información adicional para modificar los datos de medidas.

Si la información recibida por el Operador del Sistema es incoherente o incompleta, el Operador del Sistema no modificará las medidas en la publicación del cierre definitivo.

3.10 Inhibición de medidas

La inhibición de una medida implica la no utilización de la misma en el cálculo del mejor valor de los puntos frontera en que intervenga.

El encargado de la lectura podrá inhibir cualquier medida recibida de cualquiera de los tipos y orígenes indicados en 3.3., por detectar anomalías en las mismas relativa a:

- Averías en los equipos de medida
- Medidas erróneas provocadas durante verificaciones
- Tratamiento de Incidencias
- Falta de sincronización entre el Concentrador de Medidas y los equipos de medida o concentradores secundarios.
- Detección de intrusismo en los registradores de medidas o contadores
- Detección de incoherencias en medidas tras la realización de comprobaciones o auditorias.
- Consecuencia del análisis de medidas objetadas

La inhibición de una medida podrá implicar la necesidad de estimación de medidas por parte del Encargado de la Lectura.

ANEXO I DEL P.O.10.5 : COEFICIENTES PARA CONFIGURACIONES PRINCIPALES Y COMPROBANTES

Coeficientes de pérdidas de transformadores en tanto por ciento

		TENSION LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR (kV)				
		>250	250 - 150	150 - 72	72 - 36,5	36,5 - 1
TENSION LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR (kV)	250 - 150	0,4	0,4	-	-	-
	150 - 72	0,5	0,5	0,5	-	-
	72 - 36,5	0,6	0,6	0,6	0,7	-
	36,5 - 1	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8

En el caso de autotransformadores, estos valores serán corregidos con un factor $F_c = 0,8$

TRANSFORMADORES CON LADO DE BAJA TENSION A 380 V O INFERIOR: Se aplicará un coeficiente de pérdida de 2,5% de la energía activa circulada

CÁLCULO DE COEFICIENTES DE PÉRDIDAS DE LÍNEAS

Petición de cálculo de coeficientes comprobantes

El agente responsable del punto de medida, deberá enviar por escrito (correo electrónico, correo ordinario, carta ..) la petición de coeficiente de pérdidas, aportando unifilar, si este no estuviese en manos del Operador del Sistema, y los siguientes datos acerca de la línea:

- Distancia entre punto de medida y punto frontera.
- Tensión de la línea.
- Tipo de conductor y configuración.

Cálculo realizado por el Operador del Sistema

Con los datos recibidos del agente, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la resistencia ohmica del conductor en P.U. por Km. atendiendo a lo indicado a continuación:

Se calcula la tensión y Potencia base:

V_{base} = Tensión de la línea proporcionada por el Agente.

S_{base} = 100 MVA.

Con estos datos se obtiene la resistencia base.

$$\Omega_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$$

Tomamos la resistencia del cable en ohmios por kilómetro (Ω_{CABLE}), de la versión vigente o aquella que la sustituya de la norma UNE 21-018-80, y con esta calculamos la resistencia del cable en P.U. por Km. Este valor de las tablas de la norma anteriormente citada, es para un solo conductor y configuración simple.

$$\Omega_{CABLE\ P.U.} = \Omega_{CABLE} / \Omega_{base}$$

Este valor está en P.U. y además para un Km. de línea, por lo que el coeficiente definitivo estará afectado por la longitud de línea (L) y configuración de la línea (doble, triple,...) para obtener el coeficiente que hay que sumar o restar de la unidad para calcular la potencia activa entrante o saliente del punto frontera.

α = Pérdidas en P.U. del cable = $\Omega_{CABLE\ P.U.} \cdot L / (k)$

siendo k:

- 1 para simple
- 2 para doble
- 3 para triple

Por tanto:

P = Parámetro de paso a punto frontera = $1 \pm \alpha$

Envío de coeficientes del Operador del Sistema a los Agentes.

Una vez finalizado este cálculo, el Operador del Sistema informará, mediante correo electrónico, del valor del coeficiente de pérdidas en P.U. para que los Agentes procedan al alta del punto de medida con el parámetro de cálculo correcto, en el Concentrador de Medidas.

ANEXO II DEL P.O. 10.5: CÁLCULO DE COEFICIENTES DE CONFIGURACIONES COMPROBANTES A PARTIR DE DATOS HISTÓRICOS

La relación de medida de un punto de medida principal en sus magnitudes de energía activa entrante y saliente con sus correspondientes comprobantes cumple la relación:

$$M_{Pmp_i}^{\delta} = \sum_{n=1}^n \alpha_n \cdot M_{Pmni}^{\beta} \quad (1)$$

Donde:

$M_{Pmp_i}^{\delta}$ es la medida para la magnitud δ en el periodo i en el punto de medida principal

M_{Pmni}^{β} es la medida para la magnitud β del punto de medida comprobante n en el periodo de integración i

α_n es el coeficiente que relaciona la medida del punto/ s comprobante/ s de medida n con el punto principal para la magnitud de cálculo.

La ecuación (1) también se puede expresar, en un espacio de n dimensiones, como la recta:

$$y - \alpha_1 \cdot x_1 - \alpha_2 \cdot x_2 \dots - \alpha_{n-1} \cdot x_{n-1} - \alpha_n = 0 \quad (2)$$

donde,

α_i son los coeficientes (incógnitas a calcular) basados en históricos.

y, x_1, x_2, \dots, x_n son los datos históricos que definen la recta que relaciona la medida principal (y) con las medidas comprobantes (x_i)

Los coeficientes α_i calculados a partir de datos de medida históricos se obtendrán a partir de los j conjuntos de muestras disponibles (y, x_1, x_2, \dots, x_n) que generen el menor error posible.

Este error se puede expresar como

$$Error = \sum_j (y_j - \alpha_1 \cdot x_{j1} - \alpha_2 \cdot x_{j2} \dots - \alpha_{n-1} \cdot x_{j,n-1} - \alpha_n) \quad (3)$$

Donde $y_j, x_{j1}, x_{j2}, \dots, x_{jn}$ son los j conjuntos de muestras; la recta de ajuste proporciona un valor diferente de y .

Dado que dicho error puede ser negativo o positivo; definimos la función:

$$\phi = \sum_j (y_j - \alpha_1 \cdot x_{j1} - \alpha_2 \cdot x_{j2} \dots - \alpha_{n-1} \cdot x_{j,n-1} - \alpha_n)^2 \quad (4)$$

que asegura que los valores de error son siempre positivos; de todas las rectas posibles definidas por α_i , la que menor error proporciona será la que se obtenga de resolver las n ecuaciones con n incógnitas que minimizan la función (4); esto es, la derivada de dichas funciones igualada a cero:

$$\frac{\partial \phi}{\partial \alpha_i} = 0 \quad (5)$$

La solución del conjunto de coeficientes α_i consecuencia del cálculo de n ecuaciones con n incógnitas de (5) se expresarán con seis decimales aunque en los cálculos intermedios se utilizarán al menos 10 decimales.

Los conjuntos de muestras a utilizar para la resolución de los anteriores sistemas de ecuaciones se obtendrán con los siguientes criterios:

- a) El número de muestras para la obtención de cada α será como mínimo de (25 x 24 muestras por magnitud)
- b) El número máximo de muestras a utilizar será el correspondiente a tres meses (3 x 30 x 24 muestras) por magnitud
- c) Las muestras procederán del último trimestre previo al cálculo de los coeficientes.
- d) Sólo se considerarán como muestras válidas, de acuerdo a lo indicado en 3.4.1. para un periodo de integración y magnitud, aquellas en las que se disponga simultáneamente de medidas de registradores válidas del punto de medida principal y de todos los puntos de medida comprobantes que lo conforman.
- e) No se utilizarán ningún conjunto de valores que incluya un 0 en cualquiera de sus energías

Ejemplos

1. Caso de punto de medida principal con dos comprobantes

En este caso la ecuación (2) puede expresarse como:

$$\frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm21}^{\beta}} = \alpha_1 \cdot \frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm21}^{\beta}} + \alpha_2$$

La ecuación (4), genera dos ecuaciones con dos incógnitas:

$$\alpha_1 = \frac{n \cdot \sum \left(\frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm21}^{\beta}} \cdot \frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm21}^{\beta}} \right) - \sum \frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm21}^{\beta}} \cdot \sum \frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm21}^{\beta}}}{n \cdot \sum \left(\frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm21}^{\beta}} \right)^2 - \left(\sum \frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm21}^{\beta}} \right)^2}$$

$$\alpha_2 = \frac{\sum \frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm21}^{\beta}} - \alpha_1 \cdot \sum \frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm21}^{\beta}}}{n}$$

Donde,

n es el número de tríos de valores utilizados para la obtención de los coeficientes α_1 y α_2 que definen los coeficientes basados en datos históricos.

M_{Pmp1}^{δ} , M_{Pmp2}^{δ} y M_{Pmp3}^{δ} son las distintas ternas de valores de la muestra constituidas para distintos periodos de integración de energía principal, comprobante del punto de medida 1 y comprobante del punto de medida 2 que cumplen los criterios indicados en este procedimiento.

Caso de punto de medida comprobante único

En este caso la ecuación (2) puede expresarse como

$$M_{Pmp1}^{\delta} = \alpha_1 \cdot M_{Pm11}^{\beta}$$

La ecuación (4), genera una única ecuación:

$$\alpha_1 = \frac{\sum (M_{Pmp1}^{\delta} / M_{Pm11}^{\beta})}{n}$$

Donde,

n es el número de parejas de valores utilizados para la obtención de los coeficientes α_1 que define el coeficiente en base a datos históricos.

M_{Pmp1}^{δ} y M_{Pmp2}^{δ} son las distintas parejas de valores de la muestra constituidas para distintos periodos de integración de energía principal y comprobante único del punto de medida que cumple los criterios indicados en este procedimiento.

2. Caso de tres puntos de medida comprobantes

En este caso la ecuación (2) puede expresarse como:

$$\frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm31}^{\beta}} = \alpha_1 \cdot \frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} + \alpha_2 \cdot \frac{M_{Pm21}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} + \alpha_3$$

La ecuación (4), genera tres ecuaciones con tres incógnitas:

$$\sum \frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm31}^{\beta}} \cdot \frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \left(\frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} \right) \left(\frac{M_{Pm21}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} \right) - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm31}^{\beta}} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm31}^{\beta}} \cdot \frac{M_{Pm21}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} \cdot \frac{M_{Pm21}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm21}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm31}^{\beta}} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm31}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm11}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \frac{M_{Pm21}^{\beta}}{M_{Pm31}^{\beta}} - n \alpha_3 = 0$$

Donde,

n es el número de tríos de valores utilizados para la obtención de los coeficientes α_1 , α_2 y α_3 que definen los coeficientes basados en datos históricos.

M_{Pmp1}^{δ} , M_{Pmp2}^{δ} y M_{Pmp3}^{δ} son las distintas ternas de valores de la muestra constituidas para distintos periodos de integración de energía principal, comprobante del punto de medida 1 y comprobante del punto de medida 2 y comprobante del punto de medida 3 que cumplen los criterios indicados en este procedimiento.

3. Caso de cuatro puntos de medida comprobantes

En este caso la ecuación (2) puede expresarse como:

$$\frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} = \alpha_1 \cdot \frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} + \alpha_2 \cdot \frac{M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} + \alpha_3 \cdot \frac{M_{Pm3i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} + \alpha_4$$

La ecuación (4), genera cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas:

$$\sum \frac{M_{Pmp1}^{\delta} M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta} M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \left(\frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right) \left(\frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right) - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\beta} M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta} M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_4 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp2}^{\delta} M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta} M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\beta} M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta} M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm2i}^{\beta} M_{Pm3i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta} M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_4 \sum \frac{M_{Pm2i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp3}^{\delta} M_{Pm3i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta} M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\beta} M_{Pm3i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta} M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \left(\frac{M_{Pm3i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right) \left(\frac{M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right) - \alpha_3 \sum \left(\frac{M_{Pm3i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} \right)^2 - \alpha_4 \sum \frac{M_{Pm3i}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} = 0$$

$$\sum \frac{M_{Pmp1}^{\delta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_1 \sum \frac{M_{Pm1i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_2 \sum \frac{M_{Pm2i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} - \alpha_3 \sum \frac{M_{Pm3i}^{\beta}}{M_{Pm4i}^{\beta}} + n\alpha_4 = 0$$

y así sucesivamente para cualquier número de comprobantes de una medida principal.

ANEXO III DEL P.O. 10.5: ESTIMACIÓN DE MEDIDAS ASOCIADAS A PUNTOS FRONTERA / AGREGACIONES A PARTIR DE HISTÓRICOS

1. OBJETO

Este anexo tiene por objeto definir los algoritmos de cálculo para la estimación de medidas a partir de históricos de puntos frontera.

Adicionalmente, este procedimiento lo utilizará el Operador del Sistema para la estimación de agregaciones cuando se cumplan los supuestos indicados en el procedimiento P.O. 10.4 de los SEIE. En este caso el Operador del Sistema estimará una agregación (conjunto de puntos frontera) como si se tratase de un único punto formado por todos los puntos que constituyen la agregación.

2. CONSIDERACIONES GENERALES

En todos los cálculos descritos en este anexo se utilizarán tres (3) decimales. Los resultados finales de energías se expresarán en kWh redondeando los decimales a la unidad inmediata superior si es igual o superior a 0.5 o a la unidad inmediata inferior si es inferior a 0.5.

Los días de 23 horas se estimarán de forma análoga a si fuesen de 24 periodos, si bien no se estimará valor para el periodo de cambio horario (estimación vacía)

Los días de 25 horas se estimarán de forma análoga a si fuesen de 24 periodos, si bien la estimación para el periodo de cambio horario será idéntica a la del periodo inmediatamente anterior.

No se utilizarán nunca medidas estimadas por este procedimiento para realizar nuevas estimaciones.

3. PROCEDIMIENTO DE ESTIMACIÓN VALORES HORARIOS

3.1 Procedimiento de estimación de huecos

La medida a estimar vendrá dada por la media aritmética para cada una de las magnitudes y periodo de integración de las medidas correspondientes a los periodos de integración anterior y posterior a la /s de la / s que se dispone de medida de energía.

3.2. Procedimiento de estimación ventanas de periodos

El procedimiento de estimación se realiza en tres pasos:

a) Obtención muestra histórica. Cálculo de media y desviación típica

Se calculará la media aritmética (x) y desviación típica (s) de la muestra de energías de la misma magnitud y periodo despreciando de dicha muestra los valores máximo y mínimo (nota 1).

El tamaño de la muestra será de seis medidas obtenidos de acuerdo a los siguientes criterios:

1. La muestra estará formada por 6 medidas del mismo día tipo (nota 2) más próximos del mismo mes de la estimación.

2. Si con la muestra definida en 1 no se alcanza el número de 6 muestras se añadirán los días tipo más próximos de igual temporada (nota 2) hasta alcanzar 6 medidas.

3. Si de la utilización de los criterios 1 y 2 anteriores no se alcanzase el número de 6 muestras se utilizarían los días tipo más próximos al que es necesario realizar la estimación (es decir sin utilizar temporadas).

Nota 1: En caso de que se repita el valor máximo en las muestras sólo se eliminará para el cálculo de la media y desviación típica una de ellas. Análogamente, en caso de que se repita el valor mínimo en las muestras sólo se eliminará para el cálculo de la media y desviación típica una de ellas.

Nota 2: Se definen los días tipo (si aplica) y temporadas de acuerdo a la clasificación establecida en el Real Decreto vigente en el que se establecen las tarifas de acceso a redes.

Ejemplo:

Supongamos se ha de estimar el día 1 de marzo (jueves) de 2001 de un cliente que opera en la península, la muestra para obtener la estimación se obtendría:

1. Al ser día tipo B (lunes a viernes no festivos temporada media), la muestra podrá formarse con los días 2, 5, 6, 7, 8 y 9 de marzo de 2001. Si alguno de los días anteriores no estuviese disponible se podrían utilizar los días (y por este orden de prelación) 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 26, 27, 28, 29 y 30 de marzo de 2001.

2. Si no se alcanzase el número de seis muestras habría que utilizar (y por este orden de prelación) las medidas de lunes a viernes de abril de 2001, o las de julio de 2001, o las de octubre de 2000, o las de octubre de 2001 y por este orden de prelación.

3. Si no se dispusiese, aun así de las 6 muestras habría, que utilizar las medidas de lunes a viernes más próximos de febrero de 2001.

b) Cálculo de los extremos de distribución

Se calculan los extremos de la muestra calculada en a) suponiendo una distribución normal:

$$\text{Muestra máxima} = x + 2 \cdot s$$

$$\text{Muestra mínima} = x - 2 \cdot s$$

c) Cálculo del valor de energía estimado

El valor de medida estimado para cada uno de los periodos, magnitudes y días vendrá dado por la media aritmética de la muestra total sin despreciar valores máximos y mínimos descrita en a) utilizando sólo los valores que entren dentro de la distribución normal descrita en b)

Ejemplo

Se van a estimar las medidas de energía para un punto frontera de cliente que opera en la península de la magnitud activa entrante desde el periodo de integración nº 1 del 5/3/2001 hasta el periodo 24 del día 9/3/2001.

Para dicho punto frontera se dispone de medidas de registrador desde 1/9/2000 hasta el 5/3/2001.

a) Se selecciona la muestra de medidas que se utilizara. Por tanto, tipo día B (lunes a viernes temporada media). Los días de las muestras serán:

Del criterio 1: días 1/3/2001 (jueves) y 2/3/2001 (viernes)

Del criterio 2: utilizamos los días tipo más próximos disponibles, días 26/10/2000, 27/10/2000, 30/10/2000 y 31/10/2000. (no es necesario utilizar el tercer criterio pues ya se dispone de seis muestras)

b) Se calcula la media desviación típica sin utilizar las muestras máxima y mínima para cada periodo (ver anexo 4)

c) Se definen los extremos máximo y mínimo de la distribución para cada periodo de integración. (ver anexo 4)

d) Se calcula la estimación de energía como media aritmética utilizando para su cálculo las muestras que entran dentro de la distribución definida en c)

La misma estimación calculada se utilizará para los días de cálculo, esto es para los días 5, 6, 7, 8 y 9 de marzo de 2001.

3.3. Estimación de huecos de energía con datos de cierres ATR

Los valores de energía de los distintos huecos existentes se estimarán distribuyendo la energía horaria no medida con los distintos cierres validados de ATR, esto es:

$$E_i = \frac{M_{\text{CATR}_j} - \sum e_i}{n_j}$$

Donde

E_i es cada uno de los periodos de energía a estimar (huecos) perteneciente al periodo de cierre de ATR_j

M_{CATR_j} es el valor de energía de cierre de ATR_j al que pertenece el periodo horario E_i de energía a estimar.

$\sum e_i$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo de cierre M_{CATR_j} de los que se dispone de valor horario. Es decir $M_{\text{CATR}_j} - \sum e_i$ es la energía horaria no medida durante el periodo de M_{CATR_j} .

n_j es el número de periodos a estimar correspondientes al periodo de cierre ATR_j .

3.4. Estimación de energía con datos de cierres ATR

Los valores de energía a estimar se obtendrán modulando con los valores de cierre de ATR validados disponibles la curva de consumo obtenida por el procedimiento de estimación de histórico descrita en el apartado 3.2 de este anexo; esto es:

a) Obtener la curva en función de datos históricos de acuerdo al procedimiento descrito en 3.2. (Valores x_j) de éste anexo.

b) Modular los valores de la curva calculada en a) a partir de los cierres de ATR_j disponibles:

$$E_{ij} = (M_{CATRj} - \sum e_{ij}) \cdot x_{ij} / \sum x_{ij}$$

Donde

E_{ij} es cada uno de los periodos i de energía a estimar (huecos) perteneciente al periodo de cierre de ATR j

M_{CATRj} es el valor de energía de cierre de ATR j al que pertenece el periodo horario Ei de energía a estimar.

$\sum e_{ij}$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo de cierre M_{CATRj} de los que se dispone de valor horario. Es decir $M_{CATRj} - \sum e_{ij}$ es la energía horaria no medida durante el periodo de M_{CATRj} .

x_{ij} es el valor de energía del periodo de integración i y perteneciente a su vez al periodo de cierre de M_{CATRj} calculado de acuerdo a históricos por el método descrito en 3.2. de éste anexo.

$\sum x_{ij}$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al cierre M_{CATRj} calculados de acuerdo a histórico por el método descrito en 3.2. de éste anexo.

3.5. Estimación de huecos de energía con dato de saldo

Los valores de energía de los distintos huecos existentes se estimarán distribuyendo la energía horaria no medida con el saldo disponible y validado del contador, esto es:

$$E_i = \frac{S - \sum_j e_j}{n}$$

Donde

E_i es cada uno de los periodos de energía a estimar (huecos) pertenecientes al periodo de saldo S

$\sum e_j$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo de saldo S de los que se dispone de valor horario.

S es el valor del saldo de energía al que pertenece los periodos horarios Ei a estimar. Es decir $S - \sum e_j$ es la energía horaria no medida durante el periodo de S .

n_j es el número total de periodos sin medida a estimar correspondientes al intervalo del saldo S .

3.6. Estimación de ventanas de energía con dato de saldo.

Los valores de energía a estimar se obtendrán modulando con el valor de saldo disponible y validado la curva de consumo obtenida por el procedimiento de estimación de histórico descrita en el apartado 3.2 de este anexo; esto es:

a) Obtener la curva en función de datos históricos de acuerdo al procedimiento descrito en 3.2. de éste anexo.

b) Modular los valores de la curva calculada en a) a partir del saldo S disponible:

$$E_i = (S - \sum e_i) \cdot x_i / \sum x_i$$

Donde

E_i es cada uno de los periodos i de energía a estimar pertenecientes al periodo de saldo S .

$\sum e_i$ es la suma de todos los valores de energía horaria pertenecientes al periodo que corresponde el saldo S de los que se dispone de valor horario.

S es el valor del saldo de energía al que pertenece los periodos horarios Ei a estimar. Es decir $S - \sum e_i$ es la energía no medida horariamente.

x_i es el valor de energía del periodo de integración i calculado de acuerdo a histórico por el método descrito en 3.2. de éste anexo.

$\sum x_i$ es la suma de todos los valores de energía horaria i sin medida calculados de acuerdo al histórico por el método descrito en 3.2. de éste anexo.

4. PROCEDIMIENTO DE ESTIMACIÓN DE PERIODOS

4.1. Estimación de periodos a partir de históricos.

El procedimiento de estimación de periodos se realiza en cinco pasos:

a) Obtención de la muestra histórica.

El tamaño de la muestra de cada uno de los periodos a estimar será de cuatro seleccionados como los más próximos existentes.

A fin de uniformizar los cierres que componen la muestra, se calcula la energía media horaria de cada periodo de cierre de la muestra como cociente entre la energía de cierre y el número de horas que abarca. Estos serán los valores que integran la muestra (4 valores por cada cierre a estimar).

b) Obtención de la media y desviación típica.

Se calcula la media M_j y desviación típica σ_j de cada uno de los cierres j a estimar.

c) Cálculo de los extremos de la distribución

Se calculan los extremos de la muestra de cada cierre i a estimar suponiendo una distribución normal:

$$\text{Muestra máxima } j = M_j + 2 \sigma_j$$

$$\text{Muestra mínima } j = M_j - 2 \sigma_j$$

d) Obtención de la media normalizada de cierre.

Se calcula el valor de la media normalizada para cada cierre j a estimar utilizando los valores de la muestra descrita en a) que estén comprendidos en los límites definidos en c).

e) Obtención media de cierre.

Se calcula la media de cada cierre a estimar j como el valor obtenido en d) multiplicado por el número de horas que tiene el periodo de cierre j a estimar [ecj]

4.2. Estimación de cierre a partir de histórico modulado con saldo de contador.

El valor de cada uno de los cierres j obtenidos (e_{cj}) por el procedimiento descrito en 4.1. se modula con el saldo disponible de acuerdo a :

$$E_{cj} = (S - \sum E_{ci}) \cdot e_{cj} / \sum e_{cj}$$

Donde

S es el saldo total que engloba a todos los cierres del periodo.

ΣEci es la suma de los cierres de los que se dispone de media. Por tanto S-ΣEci es la energía de los cierres no medida.

ecj es el valor de energía del cierre j calculado de acuerdo a 4.1. de éste anexo.

Σecj es la suma de todos los cierres j que es necesario estimar y calculados de acuerdo 4.1. de éste anexo.

4.3. Estimación de periodos sin histórico a partir de saldo total.

La estimación de los cierres no medidos se obtiene repartiendo cada periodo de cierre a estimar proporcionalmente a la potencia contratada en cada periodo:

$$E_{cj} = (S - \sum E_{ci}) \cdot P_{cj} / \sum P_{cj}$$

Donde

S es el saldo total .

ΣEci es la energía medida de cierres comprendidos en el saldo S.

Ecj es la energía a estimar del periodo j.

Pcj es la potencia contratada del periodo j a estimar.

ΣPcj es la suma de las potencias contratadas de los periodos a estimar.

ANEXO IV DEL P.O. 10.5: EJEMPLO

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
03/2001 (jueves)	370	414	389	423	429	439	436	290	258	252	304	310	303	312	548	544	557	346	309	279	274	269	276	341	
3/2001 (viernes)	410	428	405	439	452	469	471	330	290	284	310	324	338	470	566	555	558	348	321	297	286	274	289	389	
0/2000 (jueves)	484	454	465	460	456	470	481	342	294	297	317	326	338	546	575	578	567	437	324	300	298	299	297	404	
0/2000 (viernes)	489	479	481	484	462	477	487	343	297	298	323	333	340	569	638	649	606	461	326	314	320	322	309	432	
10/2000 (lunes)	498	485	491	484	484	483	504	347	320	329	326	336	376	575	652	649	624	478	329	315	322	323	314	439	
0/2000 (martes)	528	530	509	503	484	484	565	421	340	553	392	441	420	577	665	650	625	505	378	330	326	327	317	534	
media	470	462	461	467	464	475	486	341	300	302	319	330	348	540	608	608	589	431	325	307	307	305	302	416	
Desviación	40.6	26.1	38.5	21.7	14.3	6.55	13.8	7.33	13.5	19.1	7.07	5.68	18.7	48.3	43.5	48.5	31.4	57.8	3.37	9.33	17.5	23.2	11.4	23.5	
X-2*s	389	409	383	423	435	462	458	326	273	264	305	318	311	443	521	511	526	315	318	288	272	258	280	369	
X+2*s	551	514	538	510	492	488	513	355	327	340	333	341	385	637	695	705	652	547	332	325	341	351	325	463	
Estimación	482	452	457	474	468	477	486	341	300	302	319	330	348	547	607	604	590	429	325	307	304	302	305	416	
didias utilizadas	5	5	6	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	5	6	6	6	6	4	4	6	6	5	4

P.O. 10.6 : AGREGACIONES DE PUNTOS DE MEDIDA

1. OBJETO

El objeto de este documento es definir el procedimiento de cálculo de las agregaciones de puntos de medida de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares y la información a intercambiar de las mismas.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este documento aplica a los puntos de medida de clientes tipo 3, 4 y 5

3. RESPONSABILIDADES

Los encargados de la lectura son responsables del cálculo de agregaciones de puntos de medida de acuerdo a lo indicado en este documento.

Los comercializadores son responsables subsidiarios, en relación con los datos de medidas de sus clientes.

4. CÁLCULO DE AGREGACIONES

4.1. Definición de medidas agregadas

Una medida agregada es el resultado de calcular el sumatorio para cada magnitud y periodo de integración de todas las medidas de la misma magnitud y periodo de integración de los distintos puntos frontera de clientes agrupados por mismo distribuidor, mismo comercializador, mismo nivel de tensión, mismo código de sistema eléctrico aislado, misma tarifa de acceso, misma discriminación horaria, mismo tipo de punto de medida y mismo subsistema.

4.2. Requisitos de los concentradores secundarios que calculan agregaciones

Los concentradores secundarios dentro del alcance de este documento deberán cumplir los requisitos indicados en el procedimiento P.O. 10.11 de los SEIE.

4.3. Procedimiento de cálculo de medidas agregadas

El responsable de realizar agregaciones deberá calcular las distintas agrupaciones posibles de puntos de clientes de las que es partícipe realizadas por distinto código de comercializador, distinto distribuidor, distinto código de nivel de tensión, distinto código de sistema eléctrico aislado, distinto código de tarifa de acceso, distinto código de discriminación horaria y tipo de punto de medida.

Los códigos actualizados de los campos que definen las agregaciones están disponibles en la página web del Operador del Sistema de los SEIE (Red Eléctrica de España)

4.3.1. Identificación de las agregaciones

Cada encargado de realizar agregaciones deberá identificar y notificar al distribuidor / comercializador y al Operador del Sistema las agregaciones que tiene responsabilidad de calcular utilizando el fichero descrito en el documento "Ficheros para el intercambio de información de Medidas para los SEIE".

4.3.2. Baja de agregaciones

Cada encargado de realizar agregaciones deberá identificar y notificar al distribuidor / comercializador y al Operador del Sistema las agregaciones de las que deja de tener responsabilidad de cálculo por dejar de ser partícipe de las mismas utilizando el fichero descrito en el documento "Ficheros para el intercambio de información de Medidas para los SEIE".

4.3.3. Cálculo de medidas agregadas

Cada encargado de realizar agregaciones deberá calcular las distintas agregaciones de las que es partícipe atendiendo a la definición descrita en el apartado 4.1. de este documento.

Las medidas individuales (desagregadas) de cada punto frontera de cliente deberán haber sido calculadas previamente de acuerdo a lo establecido en el procedimiento P.O. 10.5. de los SEIE y posteriormente aplicar el perfil para el caso de puntos tipo 4 y 5.

Cada medida agregada en un periodo de integración y magnitud tiene asociada adicionalmente la siguiente información:

- Número total de puntos frontera que participan en el cálculo de dicha agregación en el periodo de integración indicado
- Energía calculada (agregada) utilizando únicamente medidas procedentes de registrador con las características indicadas en el RD2018/97 (esto es, excluyendo las estimadas)
- Número de puntos frontera que han servido como base para el cálculo anterior(las procedentes de registrador que cumplan RD 2018/97)
- Provisionalidad de la medida agregada: (P)rovisional o (D)efinitiva

4.4. Intercambio de información

El intercambio de información de medidas agregadas atenderá a lo indicado en los procedimientos P.O. 10.4. y 10.11 de los SEIE junto con las consideraciones de este procedimiento.

Las medidas agregadas que deberá calcular y enviar cada Concentrador Secundario quedan identificadas por la siguiente información:

- Concentrador que envía la medida
- Magnitud enviada (3 / 6 magnitudes en función de si es agregación de autoproducción o no)

- Periodo
- Medida (kWh o kVAR, valores incrementales)
- Número total de puntos frontera de la agregación
- Medida(kWh o kVAR, valores incrementales) obtenidas por agregación de medidas procedentes de registradores que cumplan RD 2018/97
- Número de puntos frontera utilizados en la agregación anterior
- Provisionalidad de la medida agregada
- Agregación calculada: identificada por los siete parámetros que la definen y esta formada por el distribuidor, comercializador, nivel de tensión tarifario, sistema eléctrico aislado, tarifa de acceso, discriminación horaria y tipo de punto de medida. Esto es, cada Concentrador Secundario, enviará para cada periodo y magnitud las distintas agregaciones vigentes de las que disponga de medidas.

4.4.1. Publicación de medidas agregadas del Operador del Sistema

El Operador del Sistema publicará a los distintos participantes las medidas agregadas utilizando el fichero descrito en el documento "Ficheros para el intercambio de información de Medidas para los SEIE".

**3ANEXO PO EXTRAPENINSULARES
28.4.2006**

P.O. 10.11: TRATAMIENTO E INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA, ENCARGADOS DE LA LECTURA, COMERCIALIZADORES Y RESTO DE AGENTES

1. OBJETO

El objeto de este documento es definir el tratamiento e intercambio de información de los concentradores secundarios de los encargados de la lectura de puntos frontera de clientes de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares y concentradores secundarios que suministren datos e información del sistema de medidas a los encargados de la lectura y al Operador del Sistema, los comercializadores y resto de agentes.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los participantes del sistema de información de medidas.

La normativa básica de aplicación es el Real Decreto 2018/1997, el Real Decreto 385/2002, el Real Decreto 1747/2003, las Instrucciones Técnicas Complementarias según Orden Ministerial del 12/4/1999 que lo desarrollan, el Real Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios y la Resolución del 11 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el Concentrador de Medidas de medidas eléctricas del Operador del Sistema de datos de medida agregados, relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh al año, la Orden ITC 913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueba 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, así como el Real Decreto 1433/2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores cualificados y centrales de producción de régimen especial, que en lo sucesivo se indicarán como Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Este documento aplica a los concentradores de medidas definidos en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Este documento aplica igualmente a los concentradores secundarios que cualquier participante del sistema, que sin ser su encargado de la lectura, pudiera instalar para comunicar directamente con registradores de puntos frontera de clientes.

3. RESPONSABILIDADES

Los encargados de la lectura son responsables del desarrollo, instalación, administración, mantenimiento y operación de los concentradores secundarios de acuerdo a la Normativa de Puntos de Medida de Energía junto con lo indicado en este documento.

Los propietarios de concentradores secundarios que sin ser encargados de la lectura suministren las medidas a sus encargados son responsables del desarrollo, instalación, administración, mantenimiento y operación del concentrador secundario de acuerdo a lo indicado en este documento.

4. PROCESOS DE LOS CONCENTRADORES SECUNDARIOS

4.1 Recibir las medidas

4.1.1 Puntos de medida leídos directamente por el concentrador del Encargado de la Lectura

El concentrador secundario del Encargado de la Lectura deberá recibir las lecturas de los registradores y / o contadores que son directamente leídos por el propio Encargado de la Lectura, de acuerdo a lo indicado a continuación:

- a) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y los posibles eventos de los registradores de tipo 1 que tiene asociados antes de las ocho horas del día siguiente al que corresponden las medidas y en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones entre Registradores y Concentradores de medida.
- b) Comunicar y recibir todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y posibles eventos de los registradores de tipo 2 que tiene asociados antes de las ocho horas del tercer día del mes siguiente al que corresponden las medidas con una frecuencia mínima de un mes y en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones entre registradores y concentradores de medida.
- c) Leer todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y posibles eventos de consumidores cualificados tipo 3 que tienen asociados antes de las ocho horas del tercer día hábil de los cuatro meses siguientes a que corresponden las medidas, ya sea mediante comunicación remota o mediante TPL y en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones entre registradores y concentradores.
- d) Leer las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía de los consumidores tipo 4 antes del tercer día hábil de los siete meses siguientes a que correspondan las medidas.
- e) Leer las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía de los consumidores tipo 5 antes del tercer día hábil de los siete meses siguientes a que correspondan las medidas.

4.1.2 Puntos de medida de los que es encargado de la lectura leídos a través de otro concentrador secundario

El concentrador secundario del Encargado de la Lectura, podrá obtener medidas a través de otros concentradores si las medidas proceden de registradores que tengan operativo la firma electrónica de acuerdo a lo indicado a continuación:

a) Recibir de todos los concentradores secundarios diariamente, antes de las ocho horas del día siguiente, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 1 de los que es encargado de la lectura que están asociados a otros concentradores secundarios en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones Concentrador de Medidas – Concentrador Secundario.

b) Recibir de todos los concentradores secundarios, antes de las ocho horas del tercer día hábil del mes siguiente, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 2 de los que es encargado de la lectura pero que están asociados a otros concentradores secundarios, en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones Concentrador de Medidas – Concentrador Secundario.

c) Recibir de todos los concentradores secundarios, antes de las ocho horas del tercer día hábil de los cuatro meses siguientes, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los registradores de tipo 3 de los que es encargado de la lectura pero que están asociados a otros concentradores secundarios, en la forma establecida en el protocolo de comunicaciones Concentrador de Medidas – Concentrador Secundario.

d) Recibir de todos los concentradores secundarios, antes del tercer día hábil de los cuatro meses siguientes a que corresponden las medidas, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los equipos de medida de tipo 4 de los que es encargado de la lectura pero que están asociados a otros concentradores secundarios.

e) Recibir de todos los concentradores secundarios, antes del tercer día hábil de los siete meses siguientes a que corresponden las medidas, todos los datos de las medidas requeridas conforme a la Normativa de Puntos de Medida de Energía y eventos de los equipos de medida de tipo 5 de los que es encargado de la lectura pero que están asociados a otros concentradores secundarios.

4.1.3 Puntos de medida cuyas lecturas son enviadas a partir del concentrador secundario cuyo titular no es Encargado de la Lectura

El concentrador secundario cuyo titular, sin ser Encargado de la Lectura, lee directamente puntos de medida para su posterior remisión al concentrador secundario del Encargado de la Lectura, en relación con los mismos, deberá proceder de acuerdo a lo indicado a continuación:

- a) Realizar las funciones indicadas en el apartado 4.1.1. de este documento.
- b) Poner a disposición del concentrador secundario del encargado de la lectura toda la información de medidas de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.2. de este documento.

4.2 Validación de medidas

El concentrador secundario validará las medidas procedentes de los puntos de medida de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.5 de los SEIE.

Las medidas que no pasen las validaciones realizadas serán inhibidas de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.5 de los SEIE. 10.5.

Las medidas no validadas deberán ser comunicadas o puestas a disposición del resto de participantes de acuerdo a lo indicado en los apartados 4.8 y 5 de este documento.

Independientemente de lo anterior cualquier participante en una medida podrá notificar incidencias en las mismas de acuerdo a lo indicado en los apartados 4.8 y 5 de este documento.

4.3 Cálculo del mejor valor horario

El concentrador secundario del Encargado de Lectura calculará el mejor valor horario de los puntos frontera de los que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el procedimiento P.O. 10.5 de los SEIE.

El cálculo de mejor valor horario deberá ser realizado al menos una vez al mes y antes del quinto día hábil de cada mes.

Las medidas en punto frontera deberán ser comunicadas o puestas a disposición del resto de participantes de acuerdo a lo indicado en los apartados 4.8 y 5 de este documento.

4.4 Cálculo de consumo horario de puntos tipo 4 y 5 (aplicar el perfil)

El concentrador secundario del encargado de la lectura calculará la medida en las fronteras de cliente tipo 4 y 5 de acuerdo a la Resolución vigente, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo.

El cálculo de mejor valor de energía en punto frontera deberá ser realizado al menos una vez al mes y antes del quinto día hábil de cada mes.

4.5 Cálculo de agregaciones

El concentrador secundario del Encargado de la Lectura calculará las agregaciones de los puntos de los que es participe de acuerdo al procedimiento P.O. 10.6 de los SEIE.

El cálculo de agregaciones deberá ser realizado al menos una vez al mes y antes del quinto día hábil de cada mes.

Las medidas agregadas deberán ser comunicadas o puestas a disposición del resto de participantes de acuerdo a lo indicado en los apartados 4.8 y 5 de este documento.

4.6 Gestión de inventarios

En el concentrador secundario del Encargado de la Lectura se mantendrán los Inventarios actualizados de los CUPS y agregaciones de los que es Encargado de la Lectura de acuerdo a lo indicado en la Normativa de Puntos de Medida de Energía.

Los responsables de los concentradores secundarios deberán intercambiar la información con los distintos comercializadores para la carga inicial del inventario y/o modificaciones en el Concentrador del encargado de la lectura de acuerdo al documento "Ficheros para el intercambio de información de Medidas para los SEIE" antes de la puesta en servicio de los mismos.

El concentrador secundario del encargado de la lectura realizará, al menos, la carga y mantenimiento de los datos correspondientes a:

- Alta de CUPS de clientes y sus datos asociados
- Alta de agregaciones de clientes
- Cambio de comercializador o paso tarifa o cambio de datos o bajas de CUPS
- Baja de agregaciones
- Ficheros de corrección de errores de altas / bajas / modificaciones de los datos anteriores

Los concentradores secundarios de los encargados de la lectura deberán poner a disposición de los comercializadores en los plazos legalmente establecidos la información de la que son partícipes.

No se cargará ni modificará información de inventario de ningún CUPS ni agregación con fechas de vigencia que afecten a meses de los que se haya realizado el cierre definitivo.

El concentrador del encargado de la lectura generará los ficheros de error que se pudiesen generar como consecuencia de solicitudes utilizando los anteriores ficheros y los pondrá a disposición del emisor no más tarde de 48 horas desde el momento de la puesta del fichero de inventario en el concentrador secundario.

Los datos de inventario incluidos en los ficheros de error publicados por el concentrador del encargado de la lectura se considerarán como no enviados y es responsabilidad de su emisor reenviar dichos ficheros corrigiendo los errores de formato / incumplimiento de plazos que pudieran contener.

4.7 Gestión de objeciones

El concentrador secundario del encargado de la lectura deberá gestionar y recibir las objeciones de medidas de las que es encargado de la lectura de acuerdo a lo indicado en el P.O. 10.5 de los SEIE.

4.8 Puesta a disposición del resto de participantes de las medidas e inventarios

El intercambio y puesta a disposición del resto de participantes de la información existente de los puntos de medida será simultánea a la existencia de la misma con un retraso inferior a veinticuatro horas.

La información existente de un punto de medida deberá poder ser transmitida o puesta a disposición al resto de participantes una vez adquirida de acuerdo a los plazos indicados en 4.1. con un retraso inferior a veinticuatro horas.

La información calculada de puntos frontera o agregaciones de acuerdo a los plazos indicados en 4.3 y 4.5 deberá ser transmitida o puesta a disposición del resto de participantes una vez haya sido calculada con un retraso inferior a veinticuatro horas.

La información de medidas de saldos de contador de suministros de puntos tipo 4 y 5 una vez adquirida de acuerdo a los plazos indicados en 4.1. deberá ser puesta a disposición de los comercializadores una vez este disponible con un retraso inferior a veinticuatro horas.

Las comunicaciones de altas/bajas y cambios de comercialización deberán realizarse antes de cumplirse cinco días hábiles desde hacerse efectivas en el mercado dichas altas/bajas o cambios de comercializador.

El intercambio de información se realizará utilizando los protocolos y ficheros descritos en el apartado 5 de este documento.

En el anexo de este documento se indica la información mínima a poner a disposición del resto de participantes.

4.9 Sincronización

4.9.1 Sincronización del Concentrador secundario

Los concentradores secundarios dispondrán obligatoriamente de un sistema que garantice la exactitud de su fecha y hora, preferiblemente mediante el sistema GPS, pudiendo emplearse otros que garanticen un nivel de sincronismo similar a dicho sistema, que no distorsione el cálculo de los balances de energía.

4.9.2 Comprobación de sincronismo con el Concentrador de Medidas

El Concentrador de Medidas comprobará en todas las comunicaciones con cada uno de los concentradores secundarios su fecha y hora de acuerdo al GPS del Concentrador de Medidas. Si la diferencia de hora entre el Concentrador de Medidas y secundario supera un umbral definido por el Operador del Sistema, el Concentrador de Medidas cortará la comunicación hasta resolver y determinar la causa de falta de sincronismo y lo comunicará al responsable del mismo.

4.9.3 Sincronización de registradores conectados al concentrador secundario

Los encargados de la lectura son los responsables de sincronizar los registradores de los puntos de medida de los que son encargados de la lectura.

El concentrador secundario sincronizará los registradores que tiene conectados siempre que detecte en sus comunicaciones con los mismos un desfase mayor al definido por el Operador del Sistema.

El encargado de la lectura podrá delegar en otro concentrador la sincronización de los registradores de puntos de medida de los que es encargado de la lectura pero están conectados a través de otro concentrador secundario si se asegura dispone de un sistema de acuerdo a lo indicado en 4.7.1. y los criterios establecidos por el Operador del Sistema para la realización de las sincronizaciones. No obstante la delegación, los encargados de la lectura mantendrán la responsabilidad sobre de la sincronización.

La sincronización de registradores a través de conexiones locales con TPL estará permitida si dicho TPL ha sido sincronizado previamente en un período no superior a ciento veinte (120) horas con un concentrador que cumpla los requisitos indicados en 4.7.1.

Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente.

5. INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE CONCENTRADORES

5.1 Flujo de información de medidas entre Concentrador de Medidas y Concentrador Secundario de encargados de la lectura

5.1.1 Intercambio de información de medidas

Los concentradores secundarios de encargados de la lectura son responsables de comunicar con el Concentrador de Medidas de acuerdo a los formatos descritos en el documento "Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE" a fin de:

- Comunicar antes de las ocho horas del quinto día hábil al mes siguiente a que corresponden las medidas, todos los datos de medidas con punto frontera de consumidores tipo 1.
- Comunicar antes de las ocho horas del quinto día hábil del mes siguiente al que corresponden las medidas en punto frontera de todos los datos de medidas de consumidores tipo 2.
- Comunicar antes de las ocho horas del quinto día hábil de los cuatro meses siguientes al que corresponden las medidas, todos los datos de medidas agregadas de consumidores tipo 3.
- Comunicar antes de las ocho horas del quinto día hábil de los siete meses siguientes al que corresponden las medidas, todos los datos de medidas agregadas de consumidores tipos 4 y 5.

5.1.2 Intercambio de información de inventarios y datos estructurales

El intercambio de información de datos estructurales se realizará con los plazos indicados en 4.6 y de acuerdo a los formatos descritos en el documento "Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE" que se indican a continuación:

- Comunicación de alta de puntos tipo 1 y 2
- Cambio de comercializador de puntos tipo 1 y 2.
- Definición de agregaciones
- Baja de agregaciones
- Incidencias de Medidas de puntos 1 y 2

5.1.3 Intercambio de información tras el cierre provisional

El intercambio de información de datos como consecuencia de la apertura del periodo de objeción de medidas se realizará con los plazos indicados en el P.O. 10.5 de los

SEIE y de acuerdo a los formatos descritos en el documento "Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE" que se indican a continuación:

- Comunicación de Objeciones de puntos 1 y 2
- Comunicación de Objeciones de agregaciones
- Respuesta a objeciones a puntos 1 y 2 interpuestas por comercializadores
- Respuesta a objeciones de agregaciones interpuestas por comercializadores
- Actualización de medidas e inventarios de fronteras tipo 1 ,2 y agregaciones como consecuencia de la resolución de objeciones.

5.2 Intercambio de información entre Concentrador Secundario de encargados de la lectura y comercializadores

El intercambio de información entre los concentradores secundarios de encargados de la lectura y los comercializadores se realizará de acuerdo a los plazos indicados en 4.6. y el el P.O. 10.5 de los SEIE para las objeciones de medidas de clientes de acuerdo a los formatos de ficheros que se indican en el documento "Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE" que se indican a continuación

5.2.1 Intercambio de datos de medidas desagregadas

- Curva de carga horaria de punto de medida
- Curva de carga horaria de punto frontera
- Curva cuarto horaria de punto de medida
- Cierre de contrato 1, 2 y 3 de punto de medida
- Lecturas instantáneas de contrato 1, 2 y 3 de punto de medida
- Lecturas de saldo de lectura de facturación
- Eventos de registrador
- Objeción de medida
- Respuesta de objeciones
- Incidencias de medida
- Notificación de fecha de lectura

5.2.2 Intercambio de datos de agregaciones

- Definición de agregaciones
- Baja de agregación
- Medidas agregada
- Medidas firmes agregadas
- Desglose de medidas de fronteras que componen cada agregación

- f) Objeciones a medidas agregadas y/o desgloses que las componen
- g) Respuesta a objeciones de medidas agregadas y/o desgloses

5.2.3 Intercambio de datos estructurales y de inventario

- a) Solicitud de punto
- b) Inventario de puntos de medida de clientes
- c) Solicitud de modificación Inventario de puntos de medida de clientes
- d) Respuesta a solicitud de Modificación inventario de puntos de medida de clientes
- e) Inventario de equipos de medida de clientes
- f) Solicitud de modificación de equipos de medida de clientes
- g) Respuesta a solicitud de modificación de equipos de medida de clientes
- h) Tipo de tarifa de acceso
- i) Cambio de comercialización

6. INFRAESTRUCTURA

6.1 Comunicaciones entre registradores y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura

Se realizará de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.1 de este documento.

6.2 Comunicaciones entre Concentrador de Medidas y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura.

Se realizará de acuerdo a lo indicado en el apartado 5.1.1. de este documento.

6.3 Comunicaciones entre otros concentradores secundarios y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura.

Se realizará de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.3. de este documento.

6.4 Comunicaciones entre Comercializadores y Concentrador Secundario del Encargado de la Lectura.

En tanto no se desarrolle dicho protocolo específico se utilizarán los ficheros descritos en el documento "Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE".

6.4.1 Características generales

Deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Utilización de estándares existentes en el mercado.

- Homogeneidad en las soluciones adoptadas por los diferentes encargados de la lectura.
- Facilidad de integración con las distintas soluciones informáticas disponibles por comercializadores y distribuidores.
- Flexibilidad de configuración, permitiendo accesos tanto automáticos como manuales a la información disponible.
- Economía de explotación, evitando la utilización de productos con licencia, los desarrollos costosos de software y la utilización de equipos informáticos complejos.
- Seguridad de la información a intercambiar.

6.4.2 Descripción

El sistema adoptado deberá estar basado en arquitecturas cliente – servidor sobre Internet. El Encargado de la Lectura actuará como servidor mientras que los comercializadores actuarán como clientes.

El intercambio de información se realizará mediante ficheros, para lo cual el encargado de la lectura deberá disponer de un servidor en el cual existirán carpetas diferenciadas para cada comercializadora.

La comercializadora podrá conectarse manualmente al servidor, para lo cual necesitará únicamente un ordenador personal dotado de un navegador estándar con certificado digital, o podrá intercambiar la información de forma automática, para lo cual necesitará adicionalmente un software desarrollado específicamente.

6.4.3 Procesos

El sistema deberá soportar, de acuerdo a los formatos y procedimientos que se establezcan, los siguientes procesos:

- Publicación de ficheros por parte del Encargado de la Lectura.
- Envío de ficheros por parte de las comercializadoras.
- Lectura automática por parte la comercializadora de los ficheros publicados por el Encargado de la Lectura.
- Lectura automática por parte del Encargado de la Lectura de los ficheros enviados por el comercializador.
- Lectura manual por parte de la comercializadora de los ficheros publicados por el Encargado de la Lectura.

6.4.4 Mecanismos de seguridad

Autenticación, mediante certificados digitales, de todas las entidades participantes, tanto distribuidores como comercializadores.

- Posibilidad de conexión cifrada en los intercambios de información.
- Seguridad incorporada en los servidores de ficheros para protegerlos de accesos no autorizados.

- Integridad en la transferencia de información, asegurando su transmisión sin errores.
- Trazabilidad de la información intercambiada, guardando registro de las transmisiones y dando la posibilidad de eliminar la información descargada por los usuarios.
- Aseguramiento de que cada agente tiene acceso únicamente a los datos de los que es partícipe.

ANEXO DEL P.O. 10.11: INFORMACIÓN MÍNIMA A PONER A DISPOSICIÓN DEL RESTO DE PARTICIPANTES

De Encargados de la lectura a comercializadores

- Curva de carga horaria de punto de medida (Puntos tipo 1, 2 y 3)
- Curva de carga horaria de punto frontera (Puntos tipo 1, 2 y 3)
- Cierres de contrato 1 (Puntos tipo 1, 2, 3 y 4 si aplica)
- Lecturas (saldos) de facturación (Puntos tipo 1 a 5).
- Eventos de registrador (Puntos tipo 1 a 5).
- Firmas de registrador.
- Configuración agregaciones.
- Medidas agregadas.
- Altas y /o modificaciones de puntos de medida (Puntos tipo 1 a 5).
- Inventarios de puntos de medida (Puntos tipo 1 a 5)
- Desglose de puntos frontera individualizados que componen cada agregación tras cierre provisional (Puntos tipo 3 a 5)

De encargados de la lectura y comercializadores al Operador del Sistema

- Altas de puntos frontera (Puntos tipo 1 y 2).
- Curva de carga horaria de punto frontera (Puntos tipo 1 y 2)
- Configuración agregaciones.
- Medidas agregadas.
- Cambios comercializador (Puntos tipo 1 y 2).

P.O. 11.1: CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios generales de protección a aplicar a los elementos e instalaciones de los SEIE. Con ello, se pretende minimizar la extensión y las consecuencias de las perturbaciones, en cualquier situación de explotación del sistema eléctrico.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento afecta a la red de transporte, a las redes de distribución, unidades de generación y clientes cualificados.

3. REQUERIMIENTOS EXIGIBLES AL SISTEMA DE PROTECCIÓN

Los equipos que constituyen el sistema de protección de la Red de Transporte e instalaciones a ella conectadas deberán satisfacer los requerimientos de selectividad y rapidez que establezca el Operador del Sistema en el documento de "Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares", para las instalaciones que pertenezcan a la Red de Transporte. Mientras no se establezcan estos requerimientos, se adaptarán como referencia y en lo que sea de aplicación, los criterios de protección existentes a lo exigido en el documento "Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español" publicado por Red Eléctrica de España en Noviembre de 1995, elaborados con la participación de las empresas del sector eléctrico, para las instalaciones de tensión igual o superior a 220 kV y aquellas de tensiones inferiores a 220 kV en las que una perturbación pueda tener repercusiones importantes sobre el sistema en su conjunto. En cualquier caso, mientras no se publique el documento de Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, el Operador del Sistema determinará el nivel de redundancia exigible en los sistemas de protección de las instalaciones que forman parte de la Red de Transporte, para garantizar tiempos de despeje inferiores al crítico.

Cada agente será responsable de que sus instalaciones estén acordes con los Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares. A tal fin dispondrá los equipos y sistemas necesarios y documentará adecuadamente el equipamiento existente en cada una de sus instalaciones para la actuación de su sistema de protección frente a cualquier tipo de perturbación de las indicadas en dichos Criterios. Cada Agente, a requerimiento del Operador del Sistema, informará sobre las carencias existentes respecto al grado de cumplimiento con los Criterios Generales, y plazos para su resolución.

El Operador del Sistema revisará periódicamente los Criterios Generales de Protección, en función de las problemáticas detectadas y cambios tecnológicos existentes, sometiéndolo a la aprobación de la Autoridad competente. Para estas revisiones contará con la colaboración de los agentes implicados.

Posibles excepciones a la aplicación de los Criterios Generales de Protección a subestaciones concretas deberán ser debidamente justificadas por los Agentes afectados y aprobadas por el Operador del Sistema.

4. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES

4.1 Criterios de coordinación de ajustes

Los criterios de coordinación de ajustes son las directrices que permitirán ajustar los equipos de protección de manera que puedan detectar y eliminar cualquier perturbación con la máxima selectividad y rapidez, sin arrastrar a otros elementos del Sistema.

El Operador del Sistema establecerá, con la colaboración de los agentes afectados, los criterios de coordinación de ajustes de los sistemas de protección de las instalaciones de la red de Transporte, así como los de coordinación de éstos con las instalaciones de generación, distribución y consumo conectadas directamente a la Red de Transporte.

Los citados criterios de coordinación serán revisados, en caso necesario, por el Operador del Sistema, en función de los cambios introducidos en las instalaciones de la Red de Transporte.

Para faltas internas en sus instalaciones, los generadores ajustarán sus protecciones evitando que los grupos desconecten innecesariamente, y por otro lado asegurando la actuación requerida para cada caso, con el fin de evitar una evolución que afecte al resto del sistema. En caso de faltas externas, como cortocircuitos en la red de Transporte, desequilibrio generación carga, o variaciones bruscas de tensión, las protecciones de los generadores deberán dar prioridad a la actuación de las propias protecciones de la Red de Transporte en la solución del problema, y actuar de acuerdo con los requerimientos de coordinación exigibles al sistema de protección definidos por el Operador del Sistema.

4.2 Criterios de ajuste de las protecciones

Los criterios de ajuste de las protecciones especifican la respuesta que debe dar un equipo de protección ante variaciones de los parámetros físicos del sistema eléctrico.

Las protecciones de los elementos de la Red de Distribución frontera con la Red de Transporte deberán tener en cuenta los criterios de ajuste establecidos en la Red de Transporte, de forma que se garantice un comportamiento selectivo ante faltas internas en la Red de Distribución.

Los criterios de ajuste de las protecciones de la Red de Transporte que afecten a instalaciones de varias empresas deberán ser acordados por éstas cumpliendo los criterios de coordinación establecidos, debiendo ser comunicadas al Operador del Sistema para su aprobación.

Para garantizar la coordinación de los ajustes de las protecciones de las instalaciones conectadas directamente a la Red de Transporte con las de la propia Red de Transporte, los propietarios de instalaciones de distribución y generación, así como los clientes conectados directamente a la Red de Transporte deberán acordar con el Operador del Sistema, antes de su aplicación, los criterios de ajuste de aquellas de sus protecciones que pudieran afectar a la coordinación.

Los propietarios de equipos de protección de la Red de Transporte y de las instalaciones conectadas a ella mantendrán actualizada una base de datos con los ajustes aplicados en cada instalación, que serán facilitados al Operador del Sistema,

Los ajustes de un equipo de protección son los valores concretos de regulación interna que le permiten cumplir con los criterios de ajuste especificados.

Los ajustes serán establecidos por los propietarios de las instalaciones respectivas, teniendo en cuenta los criterios de ajuste mencionados y las características constructivas de los equipos.

P.O. 11.2: CRITERIOS DE INSTALACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS AUTOMATISMOS

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios generales que deben cumplir los automatismos del sistema eléctrico que aseguren la mejor respuesta del mismo en caso de incidente.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento afecta a los todos automatismos del sistema eléctrico que encuentren instalados en redes de transporte, distribución, unidades de generación y clientes cualificados conectados directamente a la red de transporte.

3. TIPOS DE AUTOMATISMOS

Los automatismos instalados pueden realizar las siguientes funciones:

- De reposición de la Red de Transporte (como son relés de mínima tensión, acopladores de redes, etc.)
- De partición de la red con formación de islas eléctricas.
- De deslastre de cargas en el sistema
- Automatismos de teledisparo de:

a) grupos de generación, tanto de régimen ordinario como de régimen especial

b) elementos de la red de transporte o distribución.

Estos automatismos se llevarán a cabo por medio de dispositivos especiales instalados en las subestaciones o bien mediante funciones centralizadas en los sistemas de telecontrol, en función de la coordinación entre equipos y redes que requiera cada automatismo que serán estudiados conjuntamente por el Operador del Sistema y los agentes.

4. CRITERIOS GENERALES DE AUTOMATISMOS

Los principios básicos a tener en cuenta en la instalación de automatismos son los siguientes:

4.1 Automatismos de reposición de la red gestionada

El Operador del Sistema, con la colaboración de las empresas generadoras, transportistas y distribuidoras, determinará los automatismos de reposición que deberán instalarse en la Red de Transporte para colaborar en el proceso de reposición de tensión ante una pérdida de suministro zonal o total.

La instalación y modo de funcionamiento de dichos automatismos estarán previstos en los Planes de Reposición del Servicio.

El alcance y modo de funcionamiento de los automatismos instalados en la red de transporte deberán ser aprobados por el Operador del Sistema.

4.2 Automatismos de partición de la red con formación de islas eléctricas

Operador del Sistema determinará, en caso necesario con la colaboración de los agentes, los automatismos de partición de la red con la consiguiente formación de islas eléctricas, que deberán instalarse en la red, así como sus condiciones de funcionamiento, para que, en caso de incidente, se formen islas con un equilibrio de demanda y generación con el fin de tratar de mantener a éstos acoplados al sistema, así como sus condiciones de funcionamiento.

4.3 Automatismos de deslastre de cargas en el sistema

El objetivo de estos automatismos es evitar el hundimiento de la frecuencia o tensión, en caso de un fuerte desequilibrio generación demanda o perturbaciones en el sistema eléctrico.

La carga a deslazar y las características de los sistemas de deslastre serán los establecidos en los planes de deslastre correspondientes según se recoge en el PO 1 SEIE.

Es responsabilidad de los gestores de distribución diseñar las bolsas de demanda a deslazar para cumplir los escalones definidos en los planes de deslastre correspondientes según se recoge en el PO 1, en cualquier escenario posible, aplicando criterios técnicos transparentes y que minimicen el impacto social.

4.4 Automatismos de teledisparo de grupos de generación y de bombeo

El Operador del Sistema comunicará diariamente los automatismos de teledisparo de grupos de generación que deberán activarse ante una pérdida parcial de sus vías de evacuación, como medida preventiva para evitar situaciones de pérdida de estabilidad o situaciones locales de sobrecarga, que conllevarían pérdidas mayores de generación y mercado. La necesidad de activar estos teledisparos vendrá definida por los resultados de los análisis de seguridad y la estructura de la generación programada.

El Operador del sistema, con la colaboración de las empresas transportistas y distribuidoras, determinará los automatismos necesarios para la protección del sistema con objeto de prevenir el desencadenamiento de incidentes que pudieran tener una repercusión negativa importante.

La instalación y modo de funcionamiento de dichos automatismos estarán contemplados en los Planes de Salvaguarda.

El Operador del sistema deberá aprobar el alcance y modo de funcionamiento de los automatismos instalados en la Red de Transporte.

5. PUBLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS AUTOMATISMOS

El Operador del Sistema publicará los criterios de funcionamiento de los diferentes automatismos instalados en los SEIE, que serán revisados periódicamente en función de las problemáticas detectadas y de los cambios tecnológicos introducidos en los equipos asociados, siendo de obligado cumplimiento para todos los transportistas, generadores, distribuidores y consumidores afectados.

P.O. 11.3 : ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES Y AUTOMATISMOS

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios a seguir para efectuar un seguimiento del comportamiento ante incidentes de las protecciones y automatismos instalados en el sistema por el Operador del Sistema.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a todos los sistemas de protección y automatismos existentes en las instalaciones de la Red Gestionada por Operador del Sistema así como las instalaciones de generación y distribución conectadas directamente a esta red.

3. SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES

Los propietarios de los sistemas de protección y automatismos se responsabilizarán del cumplimiento de los criterios generales de protección de la Red Gestionada que se especifican en el P.O.11.1 de los SEIE, así como los criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos especificados en el P.O.11.2 de los SEIE.

El Operador del Sistema creará y coordinará un grupo de trabajo conjunto con las empresas transportistas y generadoras, así como con los gestores de distribución y consumidores conectados directamente a la red de transporte afectados, para analizar la información relativa a los incidentes y para valorar la actuación de los sistemas de protección y automatismos ante incidentes que se hayan producido en el sistema.

En la primera reunión del grupo de trabajo conjunto se establecerá la metodología de trabajo y calendario de reuniones.

Con independencia de este análisis conjunto, el Operador del Sistema podrá recabar de los propietarios de las instalaciones la información relativa a las causas de los incidentes y el comportamiento de los sistemas de protección y automatismos de instalaciones afectadas y de otras instalaciones del sistema de potencia.

Operador del Sistema facilitará a los agentes la estructura de una base de datos para el registro sistemático de los informes de perturbaciones.

De los análisis efectuados se podrán derivar las actuaciones necesarias para la instalación, mantenimiento y ajuste de los sistemas de protección y automatismos, estableciéndose un plazo para que su propietario proceda a la resolución de las anomalías o carencias detectadas.

Una vez resuelto el problema la empresa propietaria informará al Operador del Sistema. Así mismo, informará de las carencias pendientes de solucionar, justificando cualquier modificación de los plazos inicialmente previstos para su resolución.

P.O. 12.1: SOLICITUDES DE ACCESO PARA LA CONEXIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES A LA RED DE TRANSPORTE

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer las condiciones y el desarrollo del proceso de acceso y del proceso de la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte de energía eléctrica o ampliación de la potencia y condiciones declaradas en instalaciones existentes ya conectadas a dicha red en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), como desarrollo de lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

2. ALCANCE

En el presente procedimiento se establecen:

- Las condiciones de acceso de nuevas instalaciones a la red de transporte de energía eléctrica o ampliación de las existentes, el proceso de solicitud asociado, el suministro de información y los criterios empleados por el Operador del Sistema, para la concesión o denegación de las solicitudes de acceso, así como los criterios para establecer, en caso de denegación, alternativas para el acceso.
- Las condiciones de conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte o ampliación de las existentes, el proceso de solicitud asociado, el suministro de información y los criterios empleados en el proceso por el Operador del Sistema.

No son objeto de este documento las restricciones temporales de acceso a la red de transporte para las instalaciones ya conectadas a la red de transporte

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- El Operador del Sistema de los SEIE.
- Las empresas transportistas.
- Las empresas productoras de régimen ordinario y de régimen especial, las empresas distribuidoras, los gestores de distribución, los comercializadores, los consumidores cualificados, los agentes externos y otros sujetos que realicen transacciones de energía entre sistemas eléctricos utilizando la red de transporte.

4. ACCESO PARA LA CONEXIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES A LAS REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA O AMPLIACIÓN DE LAS EXISTENTES

4.1 Consideraciones generales

Tendrán derecho de acceso a las redes de transporte los productores, los autoprodutores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos y los consumidores cualificados.

Este derecho sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de suministro.

Las limitaciones de acceso para los productores se resolverán sobre la base de la inexistencia de reserva de capacidad de red, sin que la precedencia temporal en la conexión implique una consecuente preferencia de acceso.

El acceso a la red para nuevos consumidores encontrará las restricciones derivadas del mantenimiento de la garantía de suministro de los consumidores existentes. La resolución de dichas limitaciones de acceso a la red de transporte requerirán del desarrollo del sistema.

4.2 Capacidad de acceso

La determinación de la capacidad de acceso y la definición de los eventuales refuerzos tendrán en cuenta los criterios de seguridad, regularidad y calidad de suministro, siendo el horizonte temporal el correspondiente al último plan o programa de desarrollo aprobado. Adicionalmente, la viabilidad del acceso solicitado y la adopción de la solución de conexión asociada al mismo habrá de contemplar las directrices básicas de mallado de la red y, en general, los criterios de diseño y desarrollo de la red de transporte.

Será de aplicación la normativa vigente sobre criterios de desarrollo de la red de transporte y las redes de distribución.

Cuando no se disponga de capacidad suficiente para cumplir las condiciones expresadas por el usuario de acuerdo con las condiciones de funcionamiento y seguridad de la red, el Operador del Sistema podrá denegar la solicitud de acceso. Esta denegación deberá quedar suficientemente justificada y contendrá propuestas alternativas de acceso en otro punto de conexión o de realización, si ello fuera posible, de los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar la restricción de acceso.

Estos criterios se aplicarán sobre un conjunto de escenarios verosímiles que representen las condiciones previsiblemente más desfavorables en el horizonte de estudio para la red de transporte prevista.

En la determinación de la capacidad de acceso serán de aplicación los siguientes criterios:

- Acceso para consumo:
- El Operador del Sistema establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red de transporte como la carga adicional máxima que puede conectarse en dicho punto, con la garantía de suministro establecida derivada de la aplicación de los criterios de seguridad y funcionamiento de sistema.
- Acceso para generación:

El Operador del Sistema establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red como la producción total simultánea máxima que puede inyectarse en dicho punto considerando el consumo previsto para el horizonte de estudio y sobre la red de referencia y cumpliendo con las siguientes condiciones:

- En condiciones de disponibilidad total de red y situaciones de indisponibilidad establecidas en los procedimientos de operación de los SEIE, cumplimiento los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema establecidos para esta situación.
- Cumplimiento de las condiciones de seguridad, regularidad y calidad referidas al comportamiento dinámico del sistema aceptable en los regímenes transitorios y, en particular, los siguientes criterios:
 - La capacidad de acceso de generación deberá cumplir el criterio de máxima concentración de producción nodal o zonal (nudos eléctricamente próximos)
 - El tiempo crítico de eliminación de cortocircuitos será superior al mínimo alcanzable, definido éste en los criterios generales de protección.,
 - La corriente de cortocircuito resultante será inferior a la máxima soportable por la aparatama que, en principio, se estimará como el 85% de lo admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte existente o planificada.
 - Mecanismos automáticos de teledisparo de generación. Con objeto de maximizar las posibilidades de gestión del equipo generador se admitirá la actuación de dichos dispositivos.
 - Criterios particulares para generadores de régimen especial. Adicionalmente a los criterios que con carácter general se aplican para el acceso a la red de una nueva instalación de generación, los generadores de régimen especial tendrán las limitaciones derivadas de la reglamentación específica para este tipo de instalaciones.

4.3 Proceso de solicitud de acceso a las redes de transporte

Los agentes referidos en el apartado 3 que deseen establecer la conexión directa de una nueva instalación a la red de transporte, o deseen realizar una ampliación de la potencia y condiciones declaradas en instalaciones existentes ya conectadas a dicha red, realizarán su solicitud de acceso al Operador del Sistema.

En lo referente a instalaciones a conectar a la red de transporte que no sean para conexión de generación, consumos directos o apoyo a red de distribución, los agentes transportistas presentarán sus propuestas al Operador del Sistema, para su análisis en el proceso de planificación de la red de transporte, no siendo objeto de solicitud de acceso.

La solicitud de acceso a la red de transporte contendrá la información necesaria para la realización por parte del Operador del Sistema de los estudios para establecer la existencia de capacidad de acceso. A tal efecto, la información requerida será como mínimo la establecida en el Anexo correspondiente del presente procedimiento, que incluye datos de carácter general y específico para cada uno de los agentes. Cuando no se cumplan los criterios de desarrollo de la red de transporte establecidos en los procedimientos de operación, la solicitud incluirá justificación del no cumplimiento.

El acceso a la red de los consumidores cualificados, podrá llevarse a cabo directamente o, en su caso, a través de los comercializadores con los que pudieran contratar el suministro. En cualquier caso, el acceso a la red corresponde al consumidor cualificado, por lo que, en su caso, el comercializador deberá cursar una solicitud por cada uno de los puntos de conexión en los que físicamente están conectados dichos consumidores. La información a suministrar es la que se refleja en el Anexo correspondiente del presente procedimiento.

El acceso a la red de transporte de los distribuidores que quieran establecer nuevas conexiones o modificaciones de las actuales tendrá el mismo tratamiento que el de consumidores cualificados, con los requerimientos específicos de información que se exponen en el Anexo correspondiente a este procedimiento.

El formato y soporte será establecido por el Operador del Sistema y será facilitado a los agentes que realicen la solicitud de acceso.

Los gestores de distribución remitirán al Operador del Sistema aquellas peticiones de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones que puedan constituir un incremento significativo de los flujos de energía en los nudos de conexión de la red de distribución a la red de transporte, o que puedan afectar a la seguridad y calidad del servicio, o bien que puedan tener una influencia relevante en los planes de desarrollo de la red de transporte.

A este respecto, la afección se entenderá significativa cuando concurra alguna de las siguientes condiciones:

- Generadores o agrupaciones de éstos cuya inyección a la red de transporte se realice a través del mismo nudo, con potencia instalada mayor del 5 % de la última punta de demanda publicada o mayor de 10 MW.
- Generadores y consumidores cuya potencia instalada solicitada sea mayor del 5% y 10% de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión de la red de distribución a la red de transporte en situación de demanda horaria punta y valle, respectivamente; a este respecto se considerarán los casos de estudio que el Operador del Sistema ponga a disposición de los gestores de distribución.

Adicionalmente, para las distintas agrupaciones zonales de los generadores mencionados, los gestores de la red de distribución remitirán un Informe general de afección a la red de distribución de la zona, señalando las limitaciones encontradas asociadas a dicha red de distribución.

El Operador del Sistema pondrá en conocimiento del peticionario la existencia de otras peticiones de agentes en el mismo nudo o zona de conexión.

La solicitud de acceso se considerará admitida cuando el solicitante haya cumplimentado debidamente la solicitud con la información referida en el Anexo correspondiente del presente procedimiento y ésta haya sido recepcionada por el Operador del Sistema. Para ello, el Operador del Sistema al recibir la solicitud, comunicará al solicitante las anomalías o errores que existan en la misma, para que se subsanen en el plazo de un mes. El Operador del Sistema informará de la solicitud a la empresa transportista propietaria del punto de conexión, tan pronto como éste haya sido identificado y en su caso a otros transportistas o al gestor de la red de distribución de la zona, que pudieran verse afectados.

Una vez completada la información requerida según lo indicado en el apartado anterior, el Operador del Sistema informará en el plazo máximo de dos meses sobre los siguientes aspectos:

- La existencia de capacidad suficiente de la red de transporte en el punto solicitado en virtud de lo establecido en el artículo 55 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.
- La solución de conexión adoptada conforme a las directrices básicas de mallado de la red y, en general, de diseño y desarrollo de la red de transporte.
- En su caso, este informe contendrá propuestas alternativas de acceso en otro punto de conexión o, si ello fuera posible, de realización de los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar la restricción de acceso. En este último caso, el Operador del Sistema informará sobre los costes estimados de dichos refuerzos y la necesidad de aportación de un aval bancario por el 20 por ciento de estos costes, conforme a lo indicado en el apartado 5 de este procedimiento.

El informe se remitirá al agente peticionario, a la empresa transportista del punto de conexión y en su caso a otros transportistas afectados y al gestor de la red de distribución de la zona.

A los efectos de petición de la conexión, según lo establecido en el artículo 57 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, el informe al que se refiere el apartado anterior tendrá una validez de seis meses.

Ante la falta de emisión de informe por parte del Operador del Sistema, el solicitante podrá plantear un conflicto ante la Autoridad competente.

La Autoridad competente resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el acceso, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el Operador del Sistema.

4.4 Proceso de solicitud de información

Los agentes que deseen información sobre algún nudo en concreto de la red de transporte para iniciar sus estudios de posible ubicación de alguna instalación en dicho nudo, podrán realizar esta solicitud al Operador del Sistema, según las condiciones que se indican a continuación.

El acceso a los datos de cada nudo de la red de transporte podrá tener lugar mediante petición, en la que resulten identificados los datos de cuyo acceso se trate, sin que sea admisible su solicitud genérica.

Los datos disponibles para consulta se referirán a potencia instalada, prevista instalar y número de agentes. No estará disponible la información que identifique a los diversos promotores de las instalaciones a conectar en cada nudo con anterioridad a la formalización de dicha conexión.

La información relativa a las condiciones técnicas de funcionamiento, capacidad máxima de evacuación, y en general toda aquella información que requiera el desarrollo de estudios específicos para su contestación se podrá obtener mediante la solicitud del correspondiente acceso a la red de transporte.

5. PROCESO DE SOLICITUD DE CONEXIÓN A LAS REDES DE TRANSPORTE

Una vez obtenido el informe favorable del Operador del Sistema sobre la existencia de suficiente capacidad de acceso a la red de transporte en el punto requerido, el agente peticionario presentará a la empresa transportista propietaria de la red ya existente en dicho punto, el proyecto básico de la instalación, su programa de ejecución.

La empresa propietaria del punto de conexión elaborará un informe sobre el cumplimiento de las condiciones técnicas para realizar la conexión en el plazo máximo de un mes (Informe de Cumplimiento de las Condiciones Técnicas de Conexión), y lo trasladará al Operador del Sistema, junto con una copia del proyecto básico de la instalación y el correspondiente programa de ejecución. El Operador del Sistema analizará si existe alguna restricción derivada de esta nueva información y, en el plazo máximo de un mes, emitirá un informe al respecto (Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión).

En orden a garantizar el buen fin de los refuerzos de la red de transporte que, en su caso, fueran necesarios, el permiso de conexión quedará, en este caso, condicionado a la aportación por parte del agente peticionario de un aval bancario a primer requerimiento a favor del Operador del Sistema:

- Solidario, con renuncia a los beneficios de exclusión, división y orden.
- Condicionado a la autorización del Operador del Sistema para su cancelación.
- Por el importe del 20 por ciento de los costes estimados de los refuerzos necesarios para eliminar restricciones de acceso que le hayan sido indicados por el Operador del Sistema en el informe en respuesta a su solicitud de acceso al que se hace referencia en el apartado 4.3 anterior.

En el caso de que dichos refuerzos no llegaran a realizarse por motivos no imputables al agente peticionario, dicho aval será devuelto al agente peticionario. En el caso de que dichos refuerzos no llegaran a realizarse por causas imputables al agente, este deberá abonar los costes en los que se haya incurrido hasta ese momento. En el caso de que los refuerzos se realizaran y el agente no llegara a conectarse, por causas imputables al mismo, dicho agente deberá abonar el importe igual a la cuantía del aval, cuyo destino será establecido por el Regulador.

El Operador del Sistema procederá a la devolución del aval una vez que hayan realizado los refuerzos y el agente se haya conectado o, en su caso, una vez hayan sido abonados los costes indicados en los párrafos anteriores.

Ante la falta de emisión de informe del transportista el solicitante podrá plantear un conflicto ante la Autoridad competente de acuerdo con el apartado 8, del artículo 53 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Para la conexión de nuevas instalaciones, el proceso de solicitud de acceso y de solicitud de conexión podrá llevarse a cabo de manera simultánea, siendo en todo caso la concesión previa de acceso requisito necesario e imprescindible para la concesión del permiso de conexión. La empresa propietaria del punto de conexión tendrá en cuenta, en la elaboración de su informe, los requisitos establecidos en los procedimientos de operación de los SEIE 11.1 "Criterios generales de protección de la red de transporte", 11.2 "Criterios de instalación y funcionamiento de automatismos" y 11.3 "Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos del sistema" relativos a protecciones y automatismos, así como en el procedimiento de operación 12.2, relativo a los requisitos mínimos de equipamiento de las instalaciones conectadas a la red de transporte.

En caso de una evaluación favorable, el Operador del Sistema comunicará a los sujetos afectados – propietario del punto de conexión, gestor de las redes de distribución de la zona y solicitante – el resultado de dicha evaluación, explicando las características concretas relativas a las instalaciones de conexión y a los esfuerzos y/o adecuación de la red de transporte.

En caso de evaluación negativa, el Operador del Sistema comunicará a los sujetos afectados, propietario del punto de conexión, gestor de las redes de distribución de la zona y solicitante, el resultado de dicha evaluación, explicando las medidas correctoras para subsanar dicha deficiencia.

ANEXO I DEL P.O. 12.1: DATOS A INCLUIR EN LA SOLICITUD DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE PARA NUEVOS GENERADORES DEL RÉGIMEN ORDINARIO. GENERACIÓN TÉRMICA

Datos a incluir en la solicitud de acceso a la red de transporte para nuevos generadores del régimen ordinario. Generación térmica.

1. INFORMACIÓN GENERAL:

(Requerimiento común para todas las solicitudes de acceso que impliquen una nueva conexión a la red)

- Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte de acceso propuesto).
- Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.
- Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
- Instalación de conexión a la red de transporte:
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte (hasta el punto de conexión con nudo de transporte solicitado).
 - Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

LÍNEAS

- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.
- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.
- Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.
- Longitud (km) y caracterización del conductor: Denominación (Condor,...), Sección [mm^2] y Configuración (simplex, duplex,...).
- Características geométricas y configuración de línea.

TRANSFORMADORES (excluidos los de grupo, que se contemplan en el apartado 2 de este anexo)

- Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración.
- Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas).
- Características:

- Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento.
- Relación de transformación -kV1/kV2- y rangos de regulación.
- Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.
- Potencia asignada (MVA) en cada arrollamiento.

2. INFORMACIÓN NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN ORDINARIA:

- Datos de la nueva instalación:
 - Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos -turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores-, especificando la cantidad de cada uno de dichos elementos así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 - Potencia nominal total producida e inyectada a la red (MW y MVAR) y mínimo técnico (MW y MVAR), así como las magnitudes correspondientes de las máquinas eléctricas declaradas en el apartado anterior.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede)
 - Consumo térmico en el arranque en frío de cada unidad térmica y del conjunto (termias).
 - Eficiencia de cada unidad térmica y del conjunto (kWh/kcal).
 - Régimen de funcionamiento previsto.
 - Combustibles
 - Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh).
- Número de máquinas eléctricas (alternadores).
- Datos de cada generador (los parámetros indicados en p.u. se entienden expresados sobre una base formada por la tensión -kV- y potencia -MVA- nominales de la máquina). En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden ser los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia activa y reactiva, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, con turbina de vapor fuera de servicio.
 - Tensión nominal (kV).
 - Potencia nominal (MVA), Potencia Máxima (MW y banda Mvar) y mínimo técnico (MW y banda Mvar), de acuerdo con la siguiente figura.
 - Reactancia no saturada sincrónica sobre ejes directo e inverso, (p.u.).
 - Reactancia transitoria y subtransitoria sobre ejes directo e inverso, (p.u.).
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de cortocircuito.
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de vacío.
 - Reactancia de fuga no saturada (p.u.).

- Constante de inercia del conjunto turbina-alternador (MW.s /MVA).
- Factores de saturación (p.u., relaciones de la curva de entrehierro y su correspondiente función lineal).
- Datos principales de los equipos de regulación primaria.
- Previsión de conexión al sistema de control de la regulación secundaria.
- Datos principales de los equipos de control de tensión.
- Datos principales de los estabilizadores de potencia.
- Se proporcionará el esquema de bloques de los reguladores de tensión-excitatriz, de velocidad-turbina y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este último dispositivo. Asimismo se proporcionarán los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E (PTI).
- Banda muerta del regulador de velocidad (\pm mHz).
- Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla. Descripción en su caso.
- Datos de los transformadores de grupo:
 - MVA nominales.
 - Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
 - Grupo de conexión.
 - Reactancia de cortocircuito de secuencia directa (en las tomas media, máxima y mínima).
 - Características de regulación (lado con tomas, número de tomas, relación máxima y mínima).
- Indicación de la calidad de los datos (estimados, del fabricante, calculados..)

3. INFORMACIÓN ADICIONAL RELATIVA AL AVANCE Y CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO A SUMINISTRAR EN PRIMERA COMUNICACIÓN Y ACTUALIZAR EN POSTERIORES COMUNICACIONES

- Central (emplazamiento).
- Potencia (MW). Potencia Nominal b.a. / Neta b.c.
- Agente titular.
- Estado de tramitación y avance del proyecto (para fechas previstas, indicar en lo posible mes-año):
 - Estado de adquisición de emplazamiento (terrenos en propiedad / compra realizada / opción de compra).
 - Fase de autorización administrativa (Fecha si superado).
- Presentación de la Memoria resumen.
- Realizando Estudio de Impacto ambiental.
- Estudio Impacto ambiental presentado.
- En trámite de Información pública.
- Realizada la Información pública.
- Realizándose la Declaración de Impacto Ambiental.
- Con Declaración de Impacto Ambiental.
- Autorización Administrativa previa.
- Aprobación del Proyecto.
- En construcción.
 - Petición de equipamiento principal y compromiso de entrega del equipo. Estado de definición:
- Precontrato.
- Carta de intención.
- Contrato en firme.
 - Contratación de acceso a red energética y suministro de combustible:
- Contrato con gestor de red de gas (pendiente/firmado)
- Suministrador de combustible
- Contrato de suministro de combustible (pendiente/firmado)
 - Aportación de agua de refrigeración, si procede:
- Estado de obtención de concesión –indicar eventuales limitaciones en concesión-
- Fuente
- Caudal (m3/s)
- Otros aspectos relevantes
 - Cronograma previsto:
- Inicio de construcción.
- Finalización de instalación del equipo.
- Finalización de pruebas individuales de los diferentes sistemas.
- Requerimiento pruebas en tensión, con suministro a la red (1ª sincronización).
- Puesta en servicio comercial prevista (de las distintas unidades o módulos componentes de la central, en su caso) [acta de puesta en marcha].
- Información técnica adicional (en función de definición ulterior a la aportada en la solicitud de acceso):
 - Combustible alternativo
- Tipo
- Autonomía (horas)
 - Definición de la disposición y dimensión de t. gas-t.vapor (eje simple/múltiple, esquemas eléctricos principales, etc).
 - Otros aspectos relevantes

ANEXO 2 DEL P.O. 12.1: DATOS A INCLUIR EN LA SOLICITUD DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE PARA NUEVOS GENERADORES HIDRÁULICOS.

1. INFORMACIÓN GENERAL:

(Requerimiento común para todas las solicitudes de acceso que impliquen una nueva conexión a la red)

- Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte de acceso propuesto).
- Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.
- Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
- Instalación de conexión a la red de transporte:
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte (hasta el punto de conexión con nudo de transporte solicitado).
 - Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

LÍNEAS

- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.
- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.
- Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.
- Longitud (km) y caracterización del conductor: Denominación (Condor,...), Sección [mm^2] y Configuración (simplex, duplex,...).
- Características geométricas y configuración de línea.

TRANSFORMADORES (excluidos los de grupo, que se contemplan en el apartado 2 de este anexo)

- Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración.
- Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas).
- Características:

- Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento.
- Relación de transformación -kV1/kV2- y rangos de regulación.
- Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.
- Potencia asignada (MVA) en cada arrollamiento.

2. INFORMACIÓN NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA:

- Datos de la nueva instalación:
 - Configuración general de la instalación, tipo de turbinas, tipo de grupo (reversible/convencional) y alternadores.
 - Potencia nominal total producida e inyectada a la red (MW y MVA) y mínimo técnico (MW y MVA), así como las magnitudes correspondientes de las máquinas eléctricas declaradas.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede)
 - Régimen de funcionamiento previsto.
- Número de máquinas eléctricas (alternadores).
- Datos de cada generador (los parámetros indicados en p.u. se entienden expresados sobre una base formada por la tensión -kV- y potencia -MVA- nominales de la máquina).
 - Tensión nominal (kV).
 - Potencia nominal (MVA), Potencia Máxima (MW y banda MVA) y mínimo técnico (MW y banda MVA), de acuerdo con la siguiente figura.
 - Reactancia no saturada síncrona sobre ejes directo e inverso, (p.u.).
 - Reactancia transitoria y subtransitoria sobre ejes directo e inverso, (p.u.).
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de cortocircuito.
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de vacío.
 - Reactancia de fuga no saturada (p.u.).
 - Constante de inercia del conjunto turbina-alternador (MW.s /MVA).
 - Factores de saturación (p.u., relaciones de la curva de entrehierro y su correspondiente función lineal).
- Potencia bruta instalada de turbinación (MW).
- Datos relativos al bombeo, si procede.
- Caudal máximo de turbinación (m³/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Datos principales de los equipos de regulación primaria.

- Máxima variación de carga (% nominal) en 5 seg. ante variaciones de frecuencia de 150 mHz.
- Máxima variación de carga (% nominal) en 30 seg. ante variaciones de frecuencia de 150 mHz.
- Previsión de conexión al sistema de control de la regulación secundaria.
- Datos principales de los equipos de control de tensión.
- Datos principales de los estabilizadores de potencia.
- Se proporcionará el esquema de bloques de los reguladores de tensión-excitatriz, de velocidad-turbina y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este último dispositivo. Asimismo se proporcionarán los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E (PTI).
- Banda muerta del regulador de velocidad (\pm mHz).
- Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla. Descripción en su caso.
- Datos de los transformadores de grupo:
 - MVA nominales.
 - Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
 - Grupo de conexión.
 - Reactancia de cortocircuito de secuencia directa (en las tomas media, máxima y mínima).
 - Características de regulación (lado con tomas, número de tomas, relación máxima y mínima).
- Datos de embalses:
 - Nombre del embalse
 - Río
 - Capacidad energética máxima (MWh)
 - Volumen útil (hm³)
 - Cota máxima de explotación (m)
 - Cota mínima de explotación (m)
 - Tiempo de vaciado a plena carga (h)
 - Régimen de regulación (fluyente, semanal, anual, hiperanual)
 - Uso (Hidroeléctrico, Mixto)
 - Capacidad del aliviadero de superficie (m³/s)
 - Fecha de terminación
 - Municipio
 - Provincia
- Indicación de la calidad de los datos (estimados, del fabricante, calculados.)

3. INFORMACIÓN ADICIONAL RELATIVA AL AVANCE Y CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO A SUMINISTRAR EN PRIMERA COMUNICACIÓN Y ACTUALIZAR EN POSTERIORES COMUNICACIONES

- Central (emplazamiento).
- Potencia (MW). Potencia Nominal b.a. / Neta b.c.
- Agente titular.
- Estado de tramitación y avance del proyecto (para fechas previstas, indicar en lo posible mes-año):
 - Estado de adquisición de emplazamiento (terrenos en propiedad / compra realizada / opción de compra).
 - Fase de autorización administrativa (Fecha si superado).
- Presentación de la Memoria resumen.
- Realizando Estudio de Impacto ambiental.
- Estudio Impacto ambiental presentado.
- En trámite de Información pública.
- Realizada la Información pública.
- Realizándose la Declaración de Impacto Ambiental.
- Con Declaración de Impacto Ambiental.
- Autorización Administrativa previa.
- Aprobación del Proyecto.
- En construcción.
 - Petición de equipamiento principal y compromiso de entrega del equipo. Estado de definición:
- Precontrato.
- Carta de intención.
- Contrato en firme.
 - Cronograma previsto:
- Inicio de construcción.
- Finalización de instalación del equipo.
- Finalización de pruebas individuales de los diferentes sistemas.
- Requerimiento pruebas en tensión, con suministro a la red (1ª sincronización).
- Puesta en servicio comercial prevista (de las distintas unidades o módulos componentes de la central, en su caso) [acta de puesta en marcha].
- Información técnica adicional (en función de definición ulterior a la aportada en la solicitud de acceso):
 - Otros aspectos relevantes

ANEXO 3 DEL P.O.12.1: DATOS A INCLUIR EN LA SOLICITUD DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE PARA NUEVOS GENERADORES DEL RÉGIMEN ESPECIAL CON PROCESO DE COMBUSTIÓN, SOLAR TÉRMICA

1. INFORMACIÓN GENERAL:

(Requerimiento común para todas las solicitudes de acceso que impliquen una nueva conexión a la red)

- Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte de acceso propuesto).
- Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.
- Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
- Instalación de conexión a la red de transporte:
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte (hasta el punto de conexión con nudo de transporte solicitado).
 - Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

LÍNEAS

- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.
- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.
- Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.
- Longitud (km) y caracterización del conductor: Denominación (Condor,...), Sección [mm^2] y Configuración (simplex, duplex,...).
- Características geométricas y configuración de línea.

TRANSFORMADORES (excluidos los de grupo, que se contemplan en el apartado 2 de este anexo)

- Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración.
- Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas).
- Características:
- Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento.
- Relación de transformación -kV1/kV2- y rangos de regulación.

- Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.
- Potencia asignada (MVA) en cada arrollamiento.

2. INFORMACIÓN NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL CON PROCESO DE COMBUSTIÓN (PLANTAS DE COGENERACIÓN, TRATAMIENTO DE PURINES, BIOMASA, RESIDUOS Y OTRAS) O SOLAR TÉRMICA:

- Datos de la nueva instalación de generación:
 - Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos -turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores-, así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 - Potencia nominal total producida e inyectada a la red (MW y Mvar) y mínimo técnico (MW y Mvar), así como las magnitudes correspondientes de las máquinas eléctricas declaradas.
 - Régimen de funcionamiento previsto (ciclos diarios, semanales, estacionales) si procede.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas.
- Número de máquinas eléctricas (alternadores).
- Datos de cada generador (los parámetros indicados en p.u. se entienden expresados sobre una base formada por la tensión -kV- y potencia -MVA- nominales de la máquina):
 - Tensión nominal (kV).
 - Potencia nominal (MVA), Potencia Máxima (MW y banda Mvar) y mínimo técnico (MW y banda Mvar), de acuerdo con la siguiente figura.
 - Reactancia no saturada síncrona sobre ejes directo e inverso, (p.u.).
 - Reactancia transitoria y subtransitoria sobre ejes directo e inverso, (p.u.).
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de cortocircuito.
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria (seg.) de vacío.
 - Reactancia de fuga no saturada (p.u.).
 - Constante de inercia del conjunto turbina-alternador (MW.s /MVA).
 - Factores de saturación (p.u., relaciones de la curva de entrehierro y su correspondiente función lineal).
- Datos principales de los equipos de regulación primaria.
- Banda muerta del regulador de velocidad (\pm mHz).
- Datos principales de los equipos de control de tensión.
- Datos principales de los estabilizadores de potencia.

- Se proporcionará el esquema de bloques de los reguladores de tensión-excitatriz, de velocidad-turbina y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este último dispositivo. Asimismo se proporcionarán los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará, en el caso de grupos de más del 5% de la última punta de demanda publicada o de más de 10 MW o que se conecten a la red de transporte, mediante modelo compatible con PSS/E (PTI).
- Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla. Descripción en su caso.
- Datos de los transformadores de grupo:
 - MVA nominales.
 - Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
 - Grupo de conexión.
 - Reactancia de cortocircuito de secuencia directa (en las tomas media, máxima y mínima). Si existen mas de dos arrollamientos, especificar la reactancia de cortocircuito entre cada par de arrollamientos.
 - Características de regulación (lado con tomas, nº de tomas, relación máxima y mínima).
- Indicación de la calidad de los datos (estimados, del fabricante, calculados.)
- Protecciones específicas de la planta:
 - Máxima/Minima tensión (ajuste y retardos de tiempo).
 - Máxima/Minima frecuencia (ajuste y retardos de tiempo).
- Equipos de compensación de potencia reactiva (si está dotado)
 - Identificación de los equipos en el diagrama unifilar
 - Tipo de elemento de compensación
 - Tensión a la que está conectado (kV)
 - Potencia reactiva que puede generar (Mvar)
 - Potencia reactiva que puede absorber (Mvar)

3. INFORMACIÓN ADICIONAL RELATIVA AL AVANCE Y CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO A SUMINISTRAR EN PRIMERA COMUNICACIÓN Y ACTUALIZAR EN POSTERIORES COMUNICACIONES

- Central (emplazamiento).
- Potencia (MW), Potencia Nominal b.a. / Neta b.c.
- Agente titular.
- Estado de tramitación y avance del proyecto (para fechas previstas, indicar en lo posible mes-año):
 - Estado de adquisición de emplazamiento (terrenos en propiedad / compra realizada / opción de compra).
 - Fase de autorización administrativa (Fecha si superado).
- Presentación de la Memoria resumen.
- Realizando Estudio de Impacto ambiental.
- Estudio Impacto ambiental presentado.
- En trámite de Información pública.
- Realizada la Información pública.
- Realizándose la Declaración de Impacto Ambiental.
- Con Declaración de Impacto Ambiental.
- Autorización Administrativa previa.
- Aprobación del Proyecto.
- En construcción.
 - Petición de equipamiento principal y compromiso de entrega del equipo. Estado de definición:
- Precontrato.
- Carta de intención.
- Contrato en firme.
 - Contratación de acceso a red energética y suministro de combustible:
- Contrato con gestor de red de gas (pendiente/firmado)
- Suministrador de combustible
- Contrato de suministro de combustible (pendiente/firmado)
 - Aportación de agua de refrigeración, si procede:
- Estado de obtención de concesión –indicar eventuales limitaciones en concesión-
- Fuente
- Caudal (m3/s)
- Otros aspectos relevantes
 - Cronograma previsto:
- Inicio de construcción.
- Finalización de instalación del equipo.
- Finalización de pruebas individuales de los diferentes sistemas.
- Requerimiento pruebas en tensión, con suministro a la red (1ª sincronización).
- Puesta en servicio comercial prevista (de las distintas unidades o módulos componentes de la central, en su caso) [acta de puesta en marcha].
- Información técnica adicional (en función de definición ulterior a la aportada en la solicitud de acceso):
 - Combustible alternativo
- Tipo
- Autonomía (horas)

- Definición de la disposición y dimensión de t. gas-t.vapor (eje simple/múltiple, esquemas eléctricos principales, etc).
- Otros aspectos relevantes.

4. REQUISITOS EXIGIBLES A LAS PLANTAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL, PARA SER CONSIDERADAS GESTIONABLES, SEGÚN CRITERIOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA.

- Acreditación por los generadores de su capacidad para cumplir con los requerimientos obligatorios establecidos para los generadores en régimen ordinario en lo relativo a los servicios de regulación primaria y terciaria, servicio de control de tensión y participación en la resolución de restricciones.
- Integración de los generadores en un Despacho Delegado de Generación, que permita recibir las instrucciones del Operador del Sistema y que actúe como interlocutor técnico con los Centros de Control del Operador del Sistema, con los que dispondrá de una conexión permanente y con la adecuada fiabilidad. Dicho Despacho, que estará dotado de la infraestructura técnica y recursos humanos necesarios para garantizar un funcionamiento adecuado y permanente, permitirá la recepción desde el Operador del Sistema de consignas en tiempo real, la adecuada transmisión de las correspondientes instrucciones a los generadores integrados en dicho Despacho, velando por su cumplimiento, y la transmisión a los Centros de Control de Operador del Sistema de la información en tiempo real de los generadores integrados en el mismo.
- Acreditación de la gestionabilidad de los generadores, de manera que las previsiones de producción puedan considerarse programas de producción a efectos de la operación del sistema:
 - Fiabilidad de programación en horizontes de:
 - 24 horas
 - 6 horas
 - Mecanismos de corrección de desviaciones sobre programa:
 - Indicación de medios de generación y combustible alternativo
 - Capacidad de aplicación
- En relación con el comportamiento durante perturbaciones, acreditación de que:
 - utilizan como único medio de generación máquinas síncronas acopladas directamente al sistema eléctrico (es decir, no a través de convertidores electrónicos).
 - no se desconecten del sistema eléctrico, mediante protecciones de mínima tensión, ante huecos de hasta 1 segundo de duración.

ANEXO 4 DEL P.O. 12.1 : DATOS A INCLUIR EN LA SOLICITUD DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE PARA NUEVOS GENERADORES DEL RÉGIMEN ESPECIAL CON PROCESO DE COMBUSTIÓN, SOLAR FOTOVOLTAICA

1. INFORMACIÓN GENERAL PARA SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSPORTE

- Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte de acceso propuesto).
- Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.
- Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
- Instalación de conexión a la red de transporte:
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte (hasta el punto de conexión con nudo de transporte solicitado).
 - Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

LÍNEAS

- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.
- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.
- Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.
- Longitud (km) y caracterización del conductor: Denominación (Condor,...), Sección [mm^2] y Configuración (simplex, duplex,...).
- Características geométricas y configuración de línea.

TRANSFORMADORES (de conexión a la Red de Transporte)

- Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración
- Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas)
- Características:
 - Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento
 - Relación de transformación -kV1/kV2- y rangos de regulación

- Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.
- Potencia asignada (MVA) en cada arrollamiento.

2. INFORMACIÓN GENERAL PARA SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Los gestores de la red de distribución a la que se conectan los generadores cuyo acceso se evalúa remitirán:

- Nudo de la red de distribución donde se solicita el acceso con la correspondiente asignación del nudo de transporte asociado (nudo eléctricamente más cercano, de menor impedancia).
- Agrupaciones de las centrales objeto de petición (mismo nudo asociado a la Red de Transporte) en función de la afección estimada sobre la red de transporte, así como en su caso, alternativa topológica propuesta –bien por los propios promotores o por el gestor de la red de distribución- para la evacuación a la red
- Mapa (simplificado) de ubicación de las nuevas instalaciones propuestas con referencia a la red de transporte afectada (incluir indicación de situación geográfica sobre mapa de detalle mínimo E 1:200.000).
- Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
- Informe general resumido de afección a la red de distribución, estableciendo la aceptabilidad de la solución propuesta para la red de distribución e indicando las posibilidades previstas asociadas a dicha red. A este efecto, se considerarán los casos correspondientes al último horizonte de planificación, considerando un alcance temporal de al menos 2 años.

3. INFORMACIÓN NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL-CENTRALES FOTOVOLTAICAS (independientemente de la red a la que se conecten)

Características de cada central que compone la petición, incluyendo información de los siguientes aspectos (que habrá sido suministrada a los gestores de la red de distribución por los promotores en los términos presentes).

- Nombre de la central
- Propietario Central (Identificación, Razón Social, Dirección y Parámetros de Contacto)
- Estado del trámite de concesión de Régimen Especial (fecha si existe)
- Estado del trámite de concesión de autorización administrativa (fecha si existe)
- Fecha previsible de puesta en servicio (del acta de puesta en marcha o previsión, en su caso).
- Situación de la central (localización y coordenadas UTM; incluir indicación de situación geográfica sobre mapa de detalle mínimo 1:50.000 con referencia a red de transporte).

- Término municipal / Provincia
- Compañía Distribuidora.
- Potencia instalada: aparente bruta (MVA) y activa neta (MW).
- Datos de módulos, baterías, reguladores de carga, inversores:
 - Número de módulos
 - Tipo: marca; modelo; tecnología;
 - Potencia nominal de cada modulo.
 - Características del inversor o inversores (por cada uno de los tipos específicos que integren la central):
- Rendimiento del inversor
- Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia.
- Corriente de cortocircuito inyectada.
- Autoconsumo nocturno.
- Nivel de potencia de marcha y de paro.
 - Capacidad de las baterías (Ah)
 - Potencia reactiva consumida/generada a potencia nominal y potencia mínima
- Datos de Central
 - Compensación de reactiva total de la central.
- Tipo de compensación (condensadores, SVC, ...).
- Tensión a la que está conectada (kV)
- Potencia reactiva que puede generar (MVA_r)
- Potencia reactiva que puede absorber (MVA_r)
 - Régimen de operación previsto de la central:
- Potencia pico del campo de paneles.
- Curvas típicas de producción en días de insolación extrema (máxima, mínima) (principio y final del día, verano - invierno)
- Rampas máximas de bajada y subida de carga (MW/s) previstas (por climatología y por operación)
- Horas de utilización equivalente a plena potencia vs período anual (así como desagregación para períodos menores –estacionales-).
 - Niveles de tensión (kV) de la red interna de conexión de los módulos y consecutivos niveles según agrupación.
 - Potencia mínima maniobrable (escalones de potencia mínimos)
 - Distorsión total y por armónico (en porcentaje sobre la corriente nominal)
 - Emisión de parpadeo (Pst 99%)
 - Capacidad de regulación de frecuencia

- Datos de los transformadores de grupo (transformadores elevadores de central si son diferentes a los de conexión a la red de transporte)
 - MVA nominales.
 - Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
 - Grupo de conexión.
 - Tensión de cortocircuito (en las tomas media principal, máxima y mínima)(%).
 - Impedancia homopolar (% en base máquina)
 - Características de regulación (lado arrollamiento con tomas, nº de tomas, relación máxima y mínima).
- Datos de las protecciones:
 - Protecciones en el punto de conexión a la red: máxima y mínima tensión y frecuencia (ajuste y retardos de tiempo).
 - Protecciones de los generadores/módulos: disparo por mínima tensión (ajuste y retardos de tiempo).
- Hueco de tensión (monofásico, bifásico y trifásico) en el punto de conexión a la red soportado sin desconexión y sin consumo de potencia reactiva. Si el hueco de tensión soportado cumple con los requisitos indicados en la figura (no se produce desconexión en la zona gris de esta) deberán indicarse las medidas de diseño y/o control adoptadas en la central (y todos sus componentes) para garantizar este comportamiento
- Breve descripción de automatismo de conexión/desconexión (si existe)
- Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla. Descripción en su caso.

ANEXO 5 DEL P.O. 12.1 : DATOS A INCLUIR EN LA SOLICITUD DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE PARA PARQUES DE GENERACIÓN EÓLICA.

1. INFORMACIÓN GENERAL

(Requerimiento común para todas las solicitudes de acceso que impliquen una nueva conexión a la red)

1.1 Solicitudes de conexión directa a la red de transporte

- Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte de acceso propuesto).
- Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.
- Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
- Instalación de conexión a la red de transporte:
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte (hasta el punto de conexión con nudo de transporte solicitado).
 - Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

LÍNEAS

- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia directa de líneas.
- Resistencia (Ω), Reactancia (Ω) y Susceptancia (μS) de secuencia homopolar de líneas.
- Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas.
- Longitud (km) y caracterización del conductor: Denominación (Condor,...), Sección [mm^2] y Configuración (simplex, duplex,...).
- Características geométricas y configuración de línea.

TRANSFORMADORES (excluidos los de grupo, que se contemplan en el apartado 2 de este anexo)

- Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración.
- Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas).
- Características:
- Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento.

- Relación de regulación -kV1/kV2- y rangos de regulación.
- Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas.
- Potencia asignada (MVA) en cada arrollamiento.

1.2. Solicitudes de conexión a la red de distribución

- Nudo de la red de distribución donde se solicita el acceso con la correspondiente asignación del nudo de transporte asociado.
 - Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
 - Para parques o agrupaciones de los mismos cuyo nudo de conexión sea de tensión superior a 50 kV, se aportará la información de la instalación de conexión, tal y como se detalla en el apartado anterior (unifilar y características de líneas y transformadores con detalle mínimo desde parque eólico hasta nudo de conexión a la red de distribución).
 - Para el caso de parques que se conecten a tensiones inferiores a 50 kV, bastará con la información general de la conexión que se describe a continuación y que será remitida por el gestor de la red de distribución correspondiente.
 - Adicionalmente, los gestores de la red de distribución a la que se conectan los generadores cuyo acceso se evalúa remitirán:
 - Agrupaciones de los parques objeto de petición en función de la afección estimada sobre la red de transporte, así como en su caso alternativa topológica propuesta –bien por los propios promotores o por el gestor de la red de distribución- para la evacuación a la red.
 - Mapa (simplificado) de ubicación de las distintas agrupaciones propuestas con referencia a la red de transporte afectada (incluir indicación de situación geográfica sobre mapa de detalle mínimo 1:200.000).
 - Información general de la conexión con
 - Diagrama unifilar de la red original y estado final de la misma tras la correspondiente actuación (aportación, si es posible del correspondiente fichero gráfico), indicando situación topológica previa y posterior a la conexión.
 - Características (eléctricas –parámetros y capacidad de elementos de red- y dimensiones) de los nuevos elementos de conexión a red que aparecen en las alternativas propuestas, en los casos de conexión a nudos de tensión superior a 50 kV.
 - Informe general resumido de afección a la red de la zona, en particular a la red de distribución, estableciendo la aceptabilidad de la solución propuesta para la red de distribución e indicando las posibilidades previstas asociadas a dicha red.
- A este efecto, se considerarán los casos de referencia constituidos a partir de la información facilitada por el Operador del Sistema y correspondientes al último horizonte de planificación, considerando un alcance temporal de al menos 2 años. Sobre situaciones de punta de invierno y verano (se incluirán análisis de situación de valle si procede) se analizará el comportamiento de la red:

- Análisis estático de capacidad de los elementos, como mínimo con un criterio de fiabilidad determinista de fallo simple (N-1)
- Análisis de cortocircuitos para los nudos en los que se prevea una coexistencia de generación eólica y red de distribución, identificando las aportaciones de la red de distribución.

2. INFORMACIÓN NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL-PARQUES EÓLICOS

Se especifica a continuación la información necesaria en la primera comunicación (común y específica de los gestores de las redes de distribución a productores y gestores de red de distribución), así como información complementaria requerida cuando ésta esté disponible.

2.1 Datos necesarios en la primera comunicación

Características de cada parque que compone la petición, incluyendo información de los siguientes aspectos (que habrá sido suministrada a los gestores de la red de distribución por los promotores en los términos presentes). Esta información se suministrará en el formato acordado y que el Operador del Sistema pondrá a disposición de los agentes correspondientes (en particular, para la aportación de la información del presente apartado relativa a los distintos parques se empleará hoja de cálculo de propósito general).

- Nombre del parque o de la central
- Propietario Parque (Identificación, Razón Social, Dirección y Parámetros de Contacto)
- Estado del trámite de concesión de Régimen Especial (fecha si existe)
- Estado del trámite de concesión de autorización administrativa (fecha si existe)
- Fecha previsible de puesta en servicio (del acta de puesta en marcha o previsión, en su caso).
- Situación de la central (localización y coordenadas UTM; incluir indicación de situación geográfica sobre mapa de detalle mínimo 1:50.000 con referencia a red de transporte).
- Término municipal / Provincia
- Compañía Distribuidora.
- Potencia instalada: aparente bruta (MVA) y activa neta (MW).
- Subestación/parque de conexión a la red – propuesto en caso de red de transporte - (Nombre / kV).
- Datos de Aerogeneradores:
 - Número
 - Tipo: marca; modelo; tecnología (asíncrono con rotor en jaula de ardilla, doblemente alimentado, síncrono...); velocidad fija o variable; características de control e información complementaria.

- Potencia nominal de cada aerogenerador.
 - Factor de potencia nominal de cada aerogenerador.
 - Datos de Parque
 - Compensación de reactiva total del parque. Tipo de compensación (condensadores, SVC, ..): disposición física, potencia reactiva (MVar), control (número de escalones y control de los mismos).
 - Régimen de operación previsto del parque:
 - Máxima potencia de evacuación simultánea.
 - Reactiva absorbida como función de la potencia generada.
 - Horas de utilización equivalente a plena potencia vs período anual (así como desagregación para períodos menores –estacionales-).
 - Gráfico temporal de operación prevista en función del tiempo, así como gráficos de respuesta en transitorios de potencia nula a máxima y viceversa :
 - Activa generada $P \text{ (MW)} = f(t)$
 - Reactiva absorbida $Q \text{ (MVar)} = f(t)$
 - Intensidad de cortocircuito aportada por el parque de generación en caso de fallo (cortocircuito) en el punto de evacuación a la red de transporte.
 - Contenido máximo de distorsión armónica garantizado (magnitud y orden):
 - Armónicos de tensión
 - Armónicos de intensidad
 - Datos de los transformadores de grupo (transformadores elevadores de parque eólico)
 - MVA nominales.
 - Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
 - Grupo de conexión.
 - Tensión de cortocircuito (en las tomas media principal, máxima y mínima)(%).
 - Impedancia homopolar (% en base máquina)
 - Características de regulación (lado arrollamiento con tomas, nº de tomas, relación máxima y mínima).
 - Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla. Descripción en su caso.
- 2.2 Datos complementarios a facilitar cuando estén disponibles**
(Información a proporcionar, bien por los propios promotores o por el gestor de la red de distribución)
- Características de cada parque
 - Niveles de tensión (kV) de la red interna de conexión de los generadores y consecutivos niveles según agrupación y Potencia aparente del transformador principal colector (MVA).
 - Datos de las protecciones:
 - Protecciones en el punto de conexión a la red: máxima y mínima tensión y frecuencia (ajuste y retardos de tiempo).
 - Protecciones de la máquina: disparo por sobrevelocidad y mínima tensión (ajuste y retardos de tiempo).
 - Procedimiento de arranque/frenado.
 - Características de cada generador (por cada uno de los tipos específicos que integren la central o parque):
 - Constante de inercia del aerogenerador referida al lado eléctrico (s), con desagregación de las correspondientes a la turbina y al alternador.
 - Relación de multiplicación, en su caso.
 - Constante de elasticidad del acoplamiento mecánico eléctrico, en su caso, referida al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).
 - Coeficiente de amortiguamiento, en su caso, referido al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).
 - Velocidad nominal.
 - Rendimiento.
 - Máquinas asíncronas, en su caso:
 - Resistencias y reactancias estática y rotórica (esta última para diferentes valores de deslizamiento) (Ω).
 - Reactancia de magnetización (Ω).
 - Alternativamente los parámetros resultantes de la consideración del modelo como el representado en la siguiente figura
 - Para aerogeneradores de otras tecnologías se aportará un modelo del tipo de generador correspondiente que describa el comportamiento dinámico desde el punto de vista de la red eléctrica ante perturbaciones en la misma (velocidad de viento constante). Asimismo, deberá contemplar el comportamiento dinámico de la parte mecánica si, durante perturbaciones en la red, dicho comportamiento modifica la respuesta eléctrica o justificase su desconexión. Se aportará el esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS

ANEXO 6 DEL P.O. 12.1 :DATOS A INCLUIR EN LA SOLICITUD DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE PARA INSTALACIONES DE RED DE DISTRIBUCIÓN Y CONSUMO.

1. INFORMACIÓN GENERAL DE RED

(Requerimiento común para todas las solicitudes de acceso que impliquen una nueva conexión a la red o modificación de instalaciones de conexión existentes)

- Localización geográfica de la nueva instalación: planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de la red de transporte, según punto de acceso propuesto solicitado).
- Nudo de la red de transporte donde se solicita el acceso.
- Fecha prevista de puesta en servicio (programa temporal de incorporación progresiva si procede).
- Instalación de conexión a la red de transporte (con detalle mínimo de instalaciones con tensión superior a 50 kV hasta el punto de conexión con el nudo de la red de transporte solicitado); en caso de alimentación a distribución o consumos que no requieran modelado específico, la información de la conexión se limitará a la transformación entre tensiones mayores de 50 kV y tensiones inferiores –MT- (es decir, 220-132-66/MT).
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red de transporte.
 - Descripción de la composición y características de la conexión a la red de transporte, especificando para cada uno de los elementos:

LÍNEAS

- Resistencia (\square), Reactancia (\square) y Susceptancia (\square S) de secuencia directa de líneas
- Resistencia (\square), Reactancia (\square) y Susceptancia (\square S) de secuencia homopolar de líneas
- Capacidad de transporte (MVA) en invierno y verano (especificar temperatura de diseño y temperaturas ambiente consideradas) de líneas
- Longitud (km) y Caracterización del conductor: Denominación (Condor,...), Sección [mm²] y Configuración (simplex, duplex,...)
- Características geométricas y configuración de la línea

TRANSFORMADORES (de conexión a red de transporte)

- Tipo de Transformación, Grupo de conexión y Refrigeración
- Parámetros: Resistencia (pu) y Reactancia (pu) para cada pareja de arrollamientos (bases utilizadas)
- Características:
 - Tensión máxima de servicio y nominal de cada arrollamiento

- Potencia asignada (MVA) de cada arrollamiento
- Relación de transformación -kV1/kV2- y rangos de regulación
- Tomas del regulador; características (vacío/carga). Variación de impedancias en tomas extremas

2. INFORMACIÓN NUEVAS INSTALACIONES DE CONSUMO

- Datos básicos de la nueva instalación
 - Configuración general de la instalación, modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 - Potencia y energía consumida de la red (MW, Mvar y GWh). Programa de previsión en el horizonte de planificación en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual (GWh).

Para aquellas nuevas subestaciones que suponen una sustitución de demanda previamente asociada a otras (en niveles de 220, 132 ó 66 kV), dicha información se desagregará por contingentes, asociados a las subestaciones que proporcionan alimentación en la actualidad –s.e. de la que depende-.

Para aportar esta información, cumplimentar Tabla 'Características Demanda' (Cuadro 1 del presente documento)

- Características y ajuste del relé de frecuencia
 - Rango de ajuste de frecuencia (Hz)
 - Escalonamiento de ajuste (Hz)
 - Rango de ajuste de la temporización (s)
 - Valor de ajuste en frecuencia (Hz)
 - Valor de ajuste en temporización (s)
 - Carga mínima desconectada por actuación del relé (previsión) (MW)
 - Carga máxima desconectada por actuación del relé (previsión) (MW)
 - Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé en el diagrama unifilar
- Equipos de compensación de potencia reactiva
 - Identificación de los equipos en el diagrama unifilar requerido
 - Tipo de elemento de compensación
 - Tensión a la que está conectado (kV)
 - Potencia reactiva que puede generar (Mvar)
 - Potencia reactiva que puede absorber (Mvar)
 - Factor de potencia aproximado de la carga:
 - Con el equipo conectado (en punta, llano y valle)
 - Con el equipo desconectado (en punta, llano y valle)
- ¿Posee automatismo de conexión/desconexión? (Breve descripción)

2.1 Información adicional para Consumos especiales

En función de tipo y actividad principal de la instalación industrial:

- Hornos de arco en corriente alterna:
 - Tensión nominal (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia del horno (en MVA).
 - Compensación de potencia reactiva.
 - Potencia nominal total (Mvar).
 - Tipo de compensación:
 - Estática –SVC o similar- (Mvar o % del total)
 - Baterías de condensadores (Mvar o % del total)
 - Impedancia de cortocircuito y potencia del trafo AT-MT.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia del trafo MT-BT.
 - Impedancia de los cables de baja tensión.
 - Impedancia del electrodo.
 - Cualquier otra impedancia adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red de alta hasta el electrodo.
- Hornos de arco en corriente continua:
 - Tensión nominal (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia de rectificación (MW).
 - Número de pulsos.
 - Compensación de potencia reactiva y filtros de armónicos:
 - Potencia nominal (Mvar)
 - Tipo de compensación:
 - Estática (Mvar o % del total) / baterías (Mvar o % del total)
 - Orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (Mvar)
 - Impedancia de cortocircuito y potencia del trafo AT-MT.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia del trafo MT-BT.
 - Impedancia de los cables de baja tensión.
 - Impedancia del electrodo.
 - Cualquier otra impedancia adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red de Alta hasta el electrodo.

- Cargas desequilibradas:
 - Tensión nominal (kV)
 - Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.
 - Característica de equipo de compensación de desequilibrio en caso de existir.
- Cargas emisoras de armónicos:
 - Orden y amplitud de cada armónico en corriente.
 - Orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (Mvar).
- Características generales de composición de la carga (si procede):
 - Proporción asimilable a carga de potencia constante.
 - Proporción asimilable a carga de impedancia constante.
 - Proporción asimilable a carga de corriente constante.
- Otros:
 - Indicación de la calidad de los datos (estimados, del fabricante, calculados)

3. INFORMACIÓN ESPECÍFICA PARA ACCESO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN A LA RED DE TRANSPORTE

Como documentación complementaria a la información de red y demanda previamente reflejada, para el acceso de la red de distribución a la red de transporte, se requiere del gestor de la red de distribución la remisión de una justificación de las actuaciones propuestas.

Esta justificación documentará que, desde la perspectiva de los gestores de las redes de distribución, las necesidades de apoyo de la red de transporte a la distribución que se proponen se han concluido necesarias, y que no se consideran posibles o adecuadas alternativas basadas en desarrollo de la red de distribución.

A este respecto, se ruega precisa la aportación de:

- Justificación técnica de necesidad de la solución propuesta, que ponga de manifiesto la limitación de la red de distribución de la zona, y la incapacidad de satisfacer las nuevas demandas previstas, con la red existente o con opciones alternativas basadas en el refuerzo de dicha red de distribución. Para ello, se aportarán los análisis correspondientes de comportamiento estático (reflejando las magnitudes básicas de flujos por los elementos de la red, tensión en los nudos, ...), y estudios de cortocircuito si procede.
- Acreditación sobre seguridad y calidad de suministro en propuestas de conexión con insuficiente mallado o, en general, insuficiente calidad desde la red de transporte.
- Justificación económica, mediante análisis que refleje la preferencia de opciones propuestas sobre opciones alternativas basadas en el refuerzo de la red de distribución.
- Exposición de eventuales argumentos complementarios asociados a aspectos de viabilidad
- Otras consideraciones que se estimen oportunas

**4ANEXO PO EXTRAPENINSULARES
28.4.2006**

**P.O. 12.2: INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE
TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA: REQUISITOS MÍNIMOS DE
DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO Y SEGURIDAD Y
PUESTA EN SERVICIO**

1. OBJETO

El objeto del presente documento es establecer los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, seguridad de las instalaciones conectadas a la red de transporte de energía eléctrica, así como su puesta en servicio, para garantizar el buen funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), dotando a las mismas de los elementos imprescindibles para el cumplimiento de las exigencias de los distintos procedimientos de operación.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- El Operador del Sistema de los SEIE.
- Las empresas transportistas.
- Los distribuidores, generadores y consumidores conectados a la red de transporte de energía eléctrica de los SEIE.

3. CONSIDERACIONES GENERALES

El transportista titular de la red a la que se vaya a conectar una instalación supervisará, como mínimo, el diseño y proyecto de ejecución de la misma en lo referente a los aspectos que se indican en este procedimiento de operación, estando el resto del proyecto concebido y ejecutado en base a los criterios del titular de la instalación, dentro de cuya responsabilidad está el cumplir la normativa y la legislación aplicable en todo momento, así como la ejecución de la puesta en servicio.

En conformidad con lo establecido en el artículo 57 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, el Operador del Sistema verificará el cumplimiento de las condiciones impuestas para nuevas instalaciones e instalaciones existentes y podrá elaborar propuestas de corrección de posibles incumplimientos.

3.1. Condiciones de intercambio de la energía

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece en su artículo 23 que la transferencia de la energía en los puntos frontera entre la red de transporte y los agentes conectados a la misma, debe cumplir las condiciones de frecuencia y tensión en régimen permanente y las definidas para la potencia reactiva que se determinen en las Instrucciones Técnicas Complementarias a dicho Real Decreto y en los procedimientos de operación del sistema.

Asimismo, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece en su artículo 24, que el Operador del Sistema será responsable de impartir las instrucciones a los agentes propietarios de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la operación del

sistema y de gestionar los servicios complementarios para garantizar la seguridad del sistema y el cumplimiento, en cada uno de los puntos frontera del transporte con los agentes conectados a la red de transporte, de los niveles de calidad definidos en las instrucciones técnicas complementarias correspondientes.

A tal efecto, será de aplicación la legislación vigente sobre calidad de servicio en la red de transporte y que las condiciones de entrega de la energía en cuanto a frecuencia y nivel de tensión en los puntos frontera de la red gestionada por el Operador del Sistema sean las establecidas en el Procedimiento de Operación P.O. 1 de los SEIE.

Las instalaciones deberán ser capaces de soportar sin daño ni desconexión los valores indicados en el procedimiento de operación anteriormente mencionado en lo relativo a los valores nominales de la frecuencia, rango de variación y ocurrencia de eventos, así como en lo relativo al valor nominal y variaciones del valor eficaz de tensión. Asimismo, deberán ser capaces de soportar sin daño, los valores definidos en la legislación vigente sobre calidad de servicio en la red de transporte en lo relativo a huecos de tensión, interrupciones breves de suministro, parpadeo, armónicos, desequilibrios de tensión,.... y de cumplir los límites de emisión de perturbaciones fijados en dicha normativa.

Las instalaciones de generación de régimen especial no se desconectarán como consecuencia de los huecos de tensión asociados a cortocircuitos correctamente despejados; se tomarán, por lo tanto, las medidas de diseño y/o control necesarias en éstas (y todos sus componentes) para que soporten sin desconexión huecos de tensión trifásicos, bifásicos o monofásicos, en el punto de conexión a la red de transporte, es decir, que no se produzca desconexión en la zona gris de la siguiente figura:

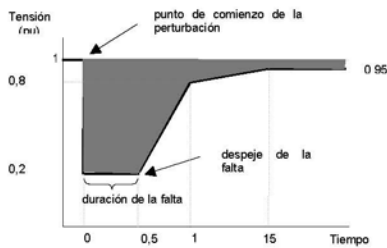


Figura 3.1 Curva tensión-tiempo admisible¹ en el punto de conexión

En caso de cortocircuitos bifásicos aislados, el área sombreada de hueco de tensión en la que no se deberá producir la desconexión de la instalación será de forma semejante a la de la figura 3.1, pero estando situado el valor del límite inferior de tensión en 0,6 pu, en lugar de 0,2 pu.

¹ Tensión por unidad: Valor en tanto por uno respecto de la tensión nominal del sistema. En la Red de Transporte de los SEIE los valores nominales son 220, 132 y 66 kV.

En el caso de los SEIE de Canarias, no se producirá la desconexión en la zona gris de la figura 3.2:

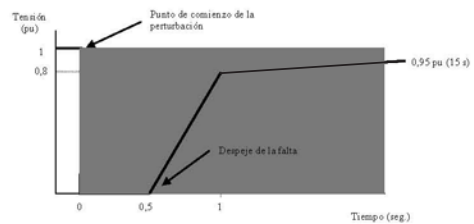


Figura 3.2 Curva tensión-tiempo admisible² en el punto de conexión para SEIE de Canarias

La instalación no producirá y a su vez será capaz de soportar sin daño ni desconexión incrementos de tensión en régimen permanente durante la realización de cualquier maniobra de hasta el 4 %. Estos valores se entenderán dentro de los límites establecidos en la legislación vigente sobre calidad de producto en la red de transporte.

3.1.1. Desequilibrios

Todas las unidades de generación deberán soportar en régimen permanente una componente de corriente inversa del 5% de la corriente nominal.

Los límites de emisión máximos de este tipo de perturbación no deberán sobrepasar los valores indicados en la legislación vigente sobre calidad de servicio en la red de transporte.

3.1.2. Continuidad del suministro

La instalación deberá ser capaz de soportar sin daño los valores indicados en la legislación vigente sobre calidad de servicio en la red de transporte.

Los índices de calidad de las instalaciones de transporte están establecidos en el Real Decreto 1955/2000.

² Tensión por unidad: Valor en tanto por uno respecto de la tensión nominal del sistema. En la Red de Transporte de los SEIE los valores nominales son 220, 132 y 66 kV.

3.1.3. Potencia intercambiada

La potencia intercambiada entre la red de transporte de energía eléctrica y las instalaciones de generación/consumo no debe ser superior a la establecida en su caso en el contrato técnico de acceso. Para ello, en caso necesario, se limitará mediante dispositivos físicos y/o procedimientos de funcionamiento a los valores establecidos contractualmente.

La definición de esta necesidad y, en su caso, el método para su ejecución, requiere aprobación del Operador del Sistema. En circunstancias en que la actuación de estos dispositivos, cuando existan, pueda potencialmente interferir con la seguridad del sistema, el Operador del Sistema podrá solicitar la desconexión programada de la instalación.

3.2. Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento

3.2.1. Potencia de cortocircuito

Los valores de diseño de las instalaciones conectadas a la red de transporte serán como mínimo de 40 kA en 220 kV, y 31,5 kA en 132 kV y 66 kV.

Con objeto de garantizar la efectividad de la aparataje de corte de la subestación de transporte y la integridad del resto de los equipos de la misma, diseñados para un cierto valor de potencia de cortocircuito, la potencia nominal conectada más la aportada por la propia red simultáneamente en un punto no supondrá una intensidad de cortocircuito, ya sea por poder de corte o soportada, superior al 85% de lo admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte existente o planificada.

Todas las instalaciones donde se prevean valores elevados de la potencia de cortocircuito, deberán contar con un dispositivo físico y/o procedimientos de funcionamiento limitadores de potencia de cortocircuito para garantizar el cumplimiento de la limitación anterior.

De no ser posible mantener los valores de corriente de cortocircuito por debajo de los límites admisibles (con medidas de operación), se podrán aplicar restricciones de producción.

El Operador del Sistema facilitará los valores esperados de potencia de cortocircuito y márgenes en el punto de conexión de acuerdo a lo indicado en el procedimiento de operación P.O.1 de los SEIE

No se garantizarán valores mínimos de potencia de cortocircuito, aunque el Operador del Sistema facilitará una estimación estadística en función de los valores obtenidos en años anteriores.

3.2.2. Coordinación de aislamiento

Se seguirán los criterios establecidos en la norma UNE EN 60071.

3.3. Efectos medioambientales de las instalaciones

3.3.1. Radiointerferencia

Será de aplicación lo establecido en la norma UNE-20509-1,2 y 3 (CISPR 18-1,2 y 3: Características de las líneas y aparataje de alta tensión, relativas a las perturbaciones radioeléctricas. Descripción del fenómeno. Métodos de medida y procedimientos para establecer los límites. Código práctico para minimizar la generación de ruido radioeléctrico).

Las perturbaciones electromagnéticas generadas por los equipos de nueva instalación no afectarán al funcionamiento de los equipos instalados en la instalación de la red de transporte.

3.3.2. Campos eléctrico y magnético

Los valores máximos de campo eléctrico y magnético se limitarán según la Directiva Europea (Recomendación del Consejo de 12-07-99 relativa a la exposición del público en general a campos electromagnéticos de 0 Hz a 300 GHz 1999/519/CE) a 5 kV/m y 100 μ T, respectivamente, en zonas donde «los ciudadanos pasen un lapso de tiempo significativo».

3.3.3. Ruido audible

Los distintos componentes de la instalación no emitirán un ruido audible superior a un valor máximo pico de 140 dBA, ni en media ponderada superior a 80 dBA, medido en el límite físico de la instalación de transporte.

Sin perjuicio de lo anterior, la instalación cumplirá la normativa autonómica ó municipal correspondiente.

3.4. Automatismos

Los procedimientos de operación P.O. 11.2 y P.O. 1 de los SEIE establecen los criterios de funcionamiento de determinados automatismos y teledisparos de grupos. La instalación deberá contar con los elementos adecuados para la recepción y ejecución de las instrucciones remotas desde despacho que le sean de aplicación.

3.4.1. Teledisparos

Se instalarán los dispositivos físicos o procedimientos adecuados que garanticen el cumplimiento de los límites que en cada momento establezca el Operador del Sistema para la potencia intercambiada.

3.4.2. Sistemas y equipos de control

3.4.2.1. Control desequilibrios generación-demanda

El procedimiento de operación P.O. 7.1 de los SEIE es de aplicación a todas las empresas productoras y establece los requerimientos acerca del servicio

complementario de regulación primaria que las instalaciones de generación deben cumplir.

3.4.2.2. Control de tensiones

Los mecanismos de control de tensiones en la red de transporte se recogen en el procedimiento de operación P.O. 8.2 de los SEIE. El objeto es garantizar que los niveles de tensión en los nudos de la red gestionada sean los adecuados para los niveles de seguridad y calidad establecidos.

4. CONEXIÓN A LA RED DE TRANSPORTE

Se define, a efectos de este procedimiento, instalación de enlace como aquella que, independientemente del régimen de actividad del que forma parte, posibilita la conexión entre subestaciones de sujetos no transportistas y la red de transporte, y debe ser considerada de forma conjunta y coordinada respecto del diseño, montaje, pruebas y puesta en servicio.

Los límites que definen la instalación de enlace, la frontera entre red de transporte y no transporte, y la instalación de conexión según se define en el R. D. 1955/2000, se representan en los gráficos del apartado 5.

En parques de la red de transporte donde se conecten instalaciones no pertenecientes a la misma y el auto/transformador de enlace o la línea, en su caso, no sea de transporte, se establecerá como frontera el seccionador de entrada al parque, perteneciendo dicho seccionador a la red de transporte; por seccionador de entrada al parque se entiende tanto el elemento seccionador de fase como los de puesta a tierra del lado de parque y/o exterior, de forma que la propiedad de todos ellos sería del transportista.

También pertenecen al transportista los siguientes equipos que, aun quedando fuera de ese seccionador, están instalados dentro del parque del transportista: el transformador de tensión de la entrada/salida y las bobinas de bloqueo y pararrayos para el caso de líneas.

En caso de que el auto/transformador sí sea de transporte, el límite de titularidad estará en el lado de baja tensión de la máquina, no perteneciendo a la red de transporte el seccionador de aislamiento del lado de baja tensión; en este caso, los pararrayos del auto/transformador, tanto de alta como de baja, pertenecen a transporte.

Los equipos de protección y medida instalados en la subestación de transporte son de transporte.

Si la conexión se efectúa a través de una línea no transporte, los equipos de protección asociados a esa línea, instalados en la subestación de transporte, pertenecen a transporte; si la conexión se efectúa a través de un auto/transformador no transporte, los equipos de protección asociados a la máquina, estarán ubicados en la instalación no transporte y serán no transporte.

Independientemente de la delimitación entre la red de transporte y no transporte y la definición de propiedades de los elementos de la instalación anteriormente indicadas, la responsabilidad sobre los equipos de medida es la definida en el Reglamento de Puntos de Medida.

En el caso de la generación acogida al régimen especial a la que le haya sido asignada el mismo punto (subestación) de conexión a la red de transporte, esta conexión se

realizará bien en una posición o bien en dos posiciones redundantes. La subestación conjunta quedará definida del modo siguiente:

Propiedad Transporte	<p>Posiciones de todas las líneas de 220, 132 ó 66 kV.</p> <p>1 ó 2 posiciones de 220, 132 ó 66, hasta bornas de seccionador de salida de alimentación a:</p> <ul style="list-style-type: none"> el o los auto/transformadores tensión transporte / tensión no transporte. la o las líneas de conexión hasta el parque de generación/consumo <p>Auto/transformadores de tensión transporte / tensión transporte..</p> <p>Gestión (mantenimiento y operación) de todo lo anterior.</p>
Propiedad no Transporte.	<p>Los auto/transformadores tensión transporte / tensión no transporte</p> <p>La subestación a tensión no transporte.</p> <p>Las líneas a tensión no transporte.</p> <p>Las líneas de conexión entre el parque de consumo/generación y el parque de transporte</p> <p>La gestión de la subestación no transporte (mantenimiento y operación).</p>

En el caso de generación acogida al régimen ordinario la conexión se realizará mediante acuerdo con el transportista.

Sea cual sea el régimen al que esté acogida la generación, la conexión a la red de transporte se puede efectuar de dos maneras distintas:

1. Con modificación y/o ampliación de una subestación existente o planificada.
2. Con partición de una línea existente o planificada, con entrada y salida en una nueva subestación.

La adopción de una solución u otra obedecerá a los criterios establecidos en el procedimiento de operación P.O. SEIE 13 «Criterios de planificación de las redes de transporte».

Los requisitos a cumplir por los equipos de las instalaciones de transporte, tanto para modificación de subestaciones existentes como para nuevas instalaciones, se recogen en el procedimiento de operación P.O. 13 de los SEIE citado anteriormente.

5. REQUISITOS DE DISEÑO Y EQUIPAMIENTO

Las instalaciones conectadas a red de transporte deberán estar dotadas de los elementos necesarios para garantizar que su funcionamiento permita la operación

normal del sistema eléctrico, y que su comportamiento sea el previsto en situaciones excepcionales.

5.1 Equipamiento de potencia

En función, entre otros criterios, de la distancia entre el parque de transporte y el de generación/consumo, la interconexión entre ambos se realizará:

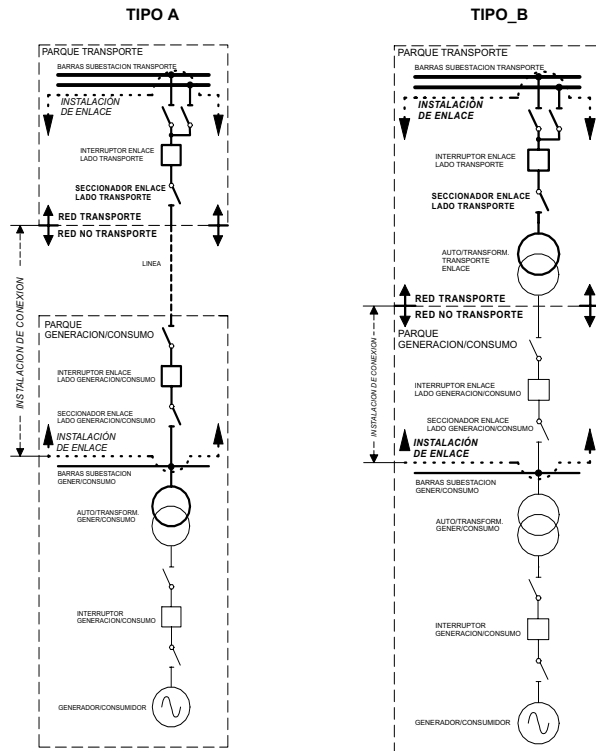
- TIPO A: Por línea sin transformación
- TIPO B: Por auto/transformador propiedad transporte
- TIPO C: Por auto/transformador propiedad no transporte
- TIPO D: Por auto/transformador propiedad transporte + línea propiedad no transporte

Se describe en las figuras siguientes las configuraciones básicas de las instalaciones de enlace en las cuatro variantes principales, indicándose en ellas la frontera entre transporte y no transporte, límite entre parques, instalación de conexión según se define en el REAL DECRETO 1955/2000, instalación de enlace y la designación de los elementos que en ellas participan.

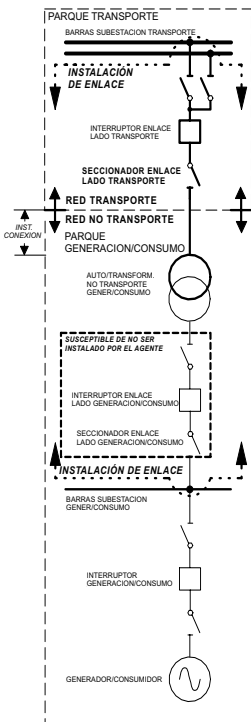
Se hace notar que se trata de una representación a nivel simplificado y orientativo con la que se pretende identificar los elementos a los que se hará referencia posteriormente; el unificar de la subestación de transporte será el definido en el correspondiente procedimiento de operación sobre instalaciones de la red de transporte y no transporte (exterior al seccionador de entrada a la subestación de transporte: seccionador enlace lado transporte), el interruptor de enlace lado transporte (que pueden ser uno o más en función de la configuración de la subestación) y las barras de la subestación de transporte (variable en función de la configuración de la subestación).

Las indicaciones anteriores son también de aplicación a la instalación de generación/consumo representada en los diagramas.

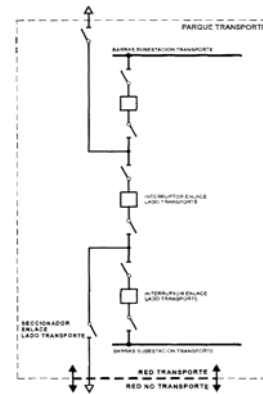
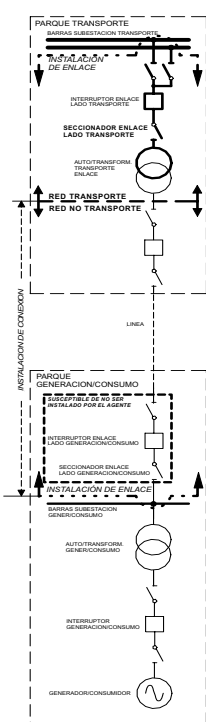
Se representa en las figuras a modo de ejemplo el parque de transporte con configuración de doble barra.



TIPO C



TIPO D



Para mayor aclaración de la frontera entre transporte y no transporte para subestaciones con configuraciones diferentes a la ilustrada en los diagramas anteriores, se representa a continuación, también a modo de ejemplo, el diagrama en el que se señala el punto frontera para los casos en los que la subestación de transporte tenga una configuración de interruptor y medio.

Siguiendo el principio legal de separación de actividades, deben instalarse interruptores en ambos lados de la instalación de enlace (lado red y lado instalación a ella conectada) aunque la instalación nueva se encuentre próxima a la de transporte.

La solución preferente para generación será que siempre exista interruptor de máquina (interruptor de generación en las figuras); sólo se podría prescindir de él en aquellos casos en los que exista interruptor de enlace en el lado de generación.

No será aceptable que la función de sincronización a red sea efectuada por interruptores de la red de transporte, salvo en el caso en que se llegue a un acuerdo para sincronización desde operación en isla. Ver apartado 6.3 de este procedimiento.

Si la interconexión incluye línea, ésta se diseñará de acuerdo a los criterios del transportista.

En ningún caso se aceptarán líneas en "T".

En cuanto al auto/transformador de potencia, se seguirá la especificación del transportista en el caso de que sea de su propiedad; en caso contrario, cumplirá los requisitos mínimos establecidos en los procedimientos de operación relativos a condiciones de tensión y frecuencia, protecciones, información sobre cambiador de tomas y señales de interfase.

El lado de red del auto/transformador será en estrella, con neutro rígidamente conectado a tierra. En caso de instalaciones de generación, el lado de generación será en triángulo.

5.2 Sistema de protección

El sistema de protección de la instalación de interconexión y de la instalación conectada a la red de transporte deberá cumplir con lo indicado en el procedimiento de operación P.O. 11.1 de los SEIE.

Asimismo, el criterio anterior se aplicará para potencias instaladas de generación que compartan la instalación de enlace y que mediante adición superen el 5 % de la última punta de demanda publicada o los 10 MW.

En instalaciones de generación de régimen especial podrán ser necesarias protecciones para disparo por alimentación degradada, según se define en la reglamentación específica para este tipo de generación. Las protecciones que se instalen para este fin se ajustarán de modo que se asegure un comportamiento selectivo con las protecciones existentes en la red de transporte y coordinado, si procede, con los requerimientos asociados a su tarifa de acceso.

La generación en régimen especial deberá adaptarse a los requerimientos establecidos en la legislación vigente sobre calidad de producto en la red de transporte en línea con lo indicado en el apartado 3.1 de este procedimiento, debiendo poder además soportar sin daño las faltas y correspondientes tiempos de despeje contemplados en el procedimiento de operación P.O. 11.1 de los SEIE.

Asimismo la generación en régimen especial no degradará las variables del sistema cuando éste se encuentre sometido a perturbaciones.

5.3 Servicios auxiliares

En el caso en que la instalación conectada a la red de transporte solicite alimentación eléctrica auxiliar desde la subestación de transporte, se atenderá a la disponibilidad de la misma, aceptando las especificaciones de diseño del transportista.

5.4 Red de tierras

Se coordinará el diseño de la red de tierras de la instalación conectada a la red de transporte con los niveles de falta en el punto de conexión y con la red de tierras de la subestación de transporte.

5.5 Enlace de comunicaciones con el Operador del Sistema

En el procedimiento de operación P.O. 9 de los SEIE se recoge la necesidad de disponer de un enlace de comunicaciones entre los distintos sujetos de los SEIE (entre ellas las instalaciones conectadas a la red de transporte) y los centros de control del Operador del Sistema, bien directamente o a través de los centros de control de las empresas transportistas y distribuidoras, así como las características del mismo.

Los productores en régimen especial deberán incluir, además, señales a enviar a las empresas receptora (propietaria de la red a la que se conectan) y distribuidora (con la que establecen contratos técnico-económicos).

Los generadores eólicos dispondrán de un sistema de telemedidas por parque o por agrupación de parques que evacúan en el mismo punto de conexión, que incluirá datos meteorológicos de viento e indisponibilidad de máquinas.

5.6 Supervisión

Existirá una supervisión del diseño y del proyecto de ejecución por parte del Operador del Sistema.

6. CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

6.1 Instalaciones compartidas

Cuando el propietario de la instalación conectada solicite ubicar físicamente los equipos requeridos por el Real Decreto de Medidas 2018/1997 y sus Instrucciones Técnicas Complementarias en la instalación de transporte, o bien requiera tomar alguna de las magnitudes de referencia para la medida de la energía de equipos de transporte, se deberá llegar a un acuerdo específico entre ambas partes.

Dicho acuerdo se basará en los siguientes principios:

- Mantener la máxima independencia posible entre instalaciones propias de la red de transporte y las asignadas a otras finalidades.
- La responsabilidad de los equipos necesarios (tanto principal, como redundante y comprobante) para la medida de la energía aportada a, o consumida de la red de transporte, es del titular de la instalación conectada.

La solicitud irá justificada por la no disponibilidad de medios alternativos para realizar las medidas requeridas por el Real Decreto de Medidas 2018/1997 y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

El transportista, en tanto sea posible, instalará y mantendrá por cuenta del titular de la instalación conectada y a solicitud de éste, los equipos que sean precisos, con la mayor independencia tanto física como eléctrica respecto al resto de equipos de propiedad del transportista asignados a finalidades específicas del transporte.

Si bien el coste tanto de equipos como de instalaciones y mantenimiento será por cuenta del solicitante, las características de los mismos serán definidas por el transportista, quien aplicará en lo posible criterios de uniformidad con respecto a equipos similares existentes en su red.

6.2 Mantenimiento

El mantenimiento de las instalaciones de interconexión seguirá los criterios establecidos por el transportista, pudiendo éste solicitar los protocolos y documentación que considere oportunos para verificar el cumplimiento de tales criterios.

Las instalaciones de generación acogidas al Régimen Especial realizarán las revisiones a su criterio y según lo establecido en los contratos técnicos de acceso.

6.3 Maniobras

Las instalaciones de transporte y las conectadas a ellas deben contar con los medios propios que les permitan gestionar adecuadamente sus respectivas actividades, y en consecuencia hacer frente a sus responsabilidades.

La instalación de generación deberá contar con interruptor de máquina. Sólo se podrá prescindir de él en aquellos casos en los que exista interruptor de enlace en el lado de generación.

Cuando se hubiese prescindido del interruptor de enlace del lado generación (caso únicamente admisible cuando exista interruptor de máquina), el titular de la instalación de generación solicitará un acuerdo específico con el transportista para la operación de las posiciones de la subestación de transporte que habilitan la conexión. Esta situación únicamente se permitirá en aquellos casos en los que el generador quede funcionando en isla sobre sus servicios auxiliares.

En el acuerdo específico se recogerán cuantas condiciones técnicas y económicas de garantía del servicio se consideren necesarias por ambas partes (incluyendo, por ejemplo, tiempos de indisponibilidad, consecuencias de operaciones incorrectas por fallo de equipos de la red de transporte de los que se cede el uso temporal, acuerdos de mantenimiento, responsabilidades económicas por daños, seguros a contratar, coordinación de protecciones, etc).

6.3.1 Grupos con interruptor de máquina

El interruptor de máquina se representa como «interruptor generación/consumo» en las figuras A, B, C y D del apartado anterior.

Toda operación normal del grupo se realiza mediante el interruptor de máquina, por lo que el acuerdo específico sólo podrá referirse a la sincronización desde operación en isla.

La transferencia temporal del mando de los interruptores de la subestación podrá solicitarse cuando se dé la circunstancia de operación en isla ocasionada por disparos de los interruptores de subestación ó por circunstancias anómalas, pero no podrá ser solicitada para la operación normal del grupo.

En principio, los elementos necesarios se instalarán en la central, siendo propiedad y responsabilidad del generador.

El transportista proporcionará al generador las señales de tensión de la subestación, y los elementos de sincronización de la central actuarán directamente sobre los interruptores de la subestación.

Cuando la distancia entre central y subestación desaconseje la instalación en la central de los elementos de sincronización citados, la solución preferente será instalar en la subestación de transporte un equipo acoplador de redes por interruptor, a cargo del propietario de la instalación de generación, y propiedad final del transportista. El generador se encargará de la maniobra de estos equipos (órdenes de arranque, bloqueo, etc.) y recibirá la información generada por los mismos. El acoplador de redes emitirá las órdenes directas de cierre a los interruptores de la subestación.

La responsabilidad del uso de las señales del acoplador de redes será exclusiva del generador, cuando las órdenes emitidas estén dentro del periodo de transferencia temporal del mando de los interruptores de la subestación.

Tanto si se usan sincronizadores automáticos o acopladores de redes, las maniobras de estos interruptores como elementos de la red de transporte tendrán prioridad sobre las indicadas en los párrafos anteriores.

En el caso de que las características del grupo no sean compatibles con la sincronización por acoplador de redes, no será posible acceder a la petición de sincronización desde operación en isla empleando los interruptores de subestación.

6.3.2 Grupos sin interruptor de máquina

Únicamente se admitirá que no exista interruptor de máquina en aquellas instalaciones en las que exista interruptor de enlace en el lado de generación/consumo.

Toda operación normal del grupo se realizará mediante este interruptor, por lo que el acuerdo específico sólo podrá referirse a la sincronización desde operación en isla.

El interruptor de máquina se representa como «interruptor generación/consumo» en las figuras A, B, C y D del apartado anterior.

En el caso excepcional de que no exista interruptor de máquina, los equipos que permitan la sincronización del grupo se instalarán siempre en la central de generación.

Las alternativas de instalar acoplador de redes se estudiarán únicamente en casos muy especiales.

Será de aplicación todo lo indicado en el apartado 6.3.1 de este procedimiento de operación en relación a las maniobras, sincronización, responsabilidades, etc.

En el acuerdo específico se contemplarán los períodos adecuados de transferencia temporal del mando de los interruptores, habida cuenta de la singularidad de que son empleados en la maniobra del grupo.

6.4 Condiciones de conexión y desconexión

Los despachos de las redes de transporte o de generación, según se concrete en cada caso, a petición del Operador del Sistema, serán los responsables de habilitar o inhibir la función de teledisparo de las instalaciones conectadas a la red de transporte.

La generación en régimen especial se acogerá además a las siguientes condiciones:

1. El Operador del Sistema estará facultado para establecer un escalonamiento de generación eólica a conectar por minuto.
2. El Operador del Sistema estará facultado para establecer «casos de emergencia» de desconexión.
3. Se podrá implementar teledisparo por alimentación degradada a consumidores aislados, y ante cualquier apertura del interruptor de la subestación de transporte.

La puesta en práctica de éstas y de cualquier otra condición que se refleje en el contrato establecido entre distribución y generadores afectarán en su mayoría a la operación de las posiciones de transporte en situaciones de frontera virtual. Es por ello que el transportista podrá revisar dichos contratos y modificarlos si lo considera oportuno. En algunos casos puede ser incluso necesario el llegar a establecer compromisos contractuales con la empresa de distribución, que deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente.

Este caso puede ser ampliable a los contratos establecidos entre comercializadores y consumidores cualificados.

En el caso de la generación eólica instalada en sistemas con punta de demanda anual mayor de 100 MW, será necesaria su adscripción a un despacho delegado de generación para la interlocución con los Centros de Control del Operador del Sistema.

7. PUESTA EN SERVICIO DE NUEVAS INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE

La puesta en servicio de cualquier instalación con punto de conexión en la red de transporte, tanto en el caso de conexión directa como en el de integración a una instalación de enlace compartida, estará sujeta a la aprobación del Operador del Sistema y de la empresa transportista propietaria de la red a la que se conecta. Análogamente, la conexión a la red de distribución con afectación significativa a la red de transporte en los términos establecidos en el REAL DECRETO 1955/2000, estará sujeta a la aprobación de la empresa distribuidora y del Operador del Sistema, según lo establecido en dicho REAL DECRETO. Esta autorización estará condicionada al cumplimiento de la legislación vigente sobre acceso y conexión a la red, así como a que se cumplan todas las condiciones indicadas en este apartado.

Para la planificación de la puesta en servicio de la nueva instalación, la empresa titular de la red de transporte a la que se conecte la nueva instalación informará sobre su programa de actuación con antelación suficiente, mínima de dos meses, de forma que pueda ser integrada por el Operador del Sistema en el Plan Anual de Mantenimiento de la Red de Transporte según el procedimiento de operación P.O. 3.4 de los SEIE.

A tal efecto, la empresa de transporte confirmará al Operador del Sistema las características técnicas de la instalación de enlace, en particular los siguientes puntos:

- Programa y fecha de puesta en servicio.
- Esquema unifilar.
- Información actualizada de la instalación según procedimiento de operación P.O. 9 de los SEIE.
- Sistemas de telefonía, telemedidas, contajes, telecontrol, etc.
- Plan inicial de puesta en servicio, en el cual se determinarán las comprobaciones a realizar y la secuencia de maniobras de puesta en tensión de la instalación.
- Cualquier otra información de interés para la puesta en servicio.

La empresa propietaria de la instalación que se conecta a la red de transporte o, en su caso, a la red de distribución, su representante en el caso de instalaciones de enlace compartidas o su despacho delegado, confirmará al Operador del Sistema con una antelación mínima de dos meses a la fecha del primer acoplamiento los siguientes puntos:

- Programa de pruebas y fechas de primer acoplamiento y de operación comercial o disponibilidad de la instalación. En el caso de instalaciones de generación se identificará la previsión de absorción y de entrega de potencia activa y reactiva durante las pruebas.
- Esquema unifilar de la planta, incluidos servicios auxiliares.
- Información actualizada de la instalación según procedimiento de operación P.O. 9 de los SEIE.

- Sistemas de telemedida y contaje.

El Operador del Sistema planificará la fecha de puesta en servicio de la instalación de enlace respetando las fechas propuestas por la empresa titular de la red de transporte si no implican descargo o menoscabo de seguridad para la red. Si no fuere este el caso, propondrá las fechas y condiciones más adecuadas para ello, comunicándolo en cualquier caso al solicitante en un plazo no superior a un mes desde la fecha de recepción de la solicitud.

A partir de este momento, y una vez acordada la fecha prevista de puesta en servicio, el Operador del Sistema estimará la conveniencia de convocar una reunión con presencia de los agentes implicados para coordinar el desarrollo del programa de puesta en servicio, que concretará de manera definitiva los siguientes aspectos:

- Descargos a realizar.
- Estado inicial de la red antes de empezar la puesta en servicio.
- Secuencia de maniobras a realizar y consecuentes comprobaciones en cada fase de la puesta en servicio.
- Estado final de la red una vez acabadas las operaciones de puesta en servicio.
- Interlocutores para la puesta en servicio.
- Condiciones futuras de operación.
- Repercusión sobre los Planes de Reposición de Servicio (fichas IPR, automatismos, etc.)

Esta información deberá ser actualizada a la mayor brevedad posible cada vez que se produzcan variaciones en los planes previstos.

El Plan de Maniobras para la puesta en servicio tendrá en cuenta las necesidades establecidas por los agentes y la operación segura del sistema.

En caso de ser necesarios descargos para la realización de la puesta en servicio, éstos seguirán los trámites ordinarios descritos en el Procedimiento de Operación P.O. 3.4 de los SEIE. No se admitirán descargos de corto plazo cuyo único fin sea la puesta en servicio de una instalación, salvo que dicho descargo venga impuesto por un retraso imprevisto de otro descargo ya solicitado por Plan Semanal.

La puesta en servicio efectiva de la instalación de enlace se efectuará conforme al plan previsto y conforme a los procedimientos de seguridad aplicables.

Una vez desarrollado el plan previsto, completadas las pruebas en tensión y verificado que el funcionamiento de la instalación de enlace es adecuado para el servicio, se considerará esta instalación en condiciones de ser explotada, sin perjuicio de la correspondiente autorización administrativa al respecto.

Si durante el transcurso de las pruebas se hubieran detectado defectos de actuación en la instalación de enlace, el transportista procedería a repetir las pruebas una vez corregidos los defectos detectados, no pudiéndose poner en servicio instalación alguna que no haya superado satisfactoriamente las pruebas previstas.

La empresa propietaria de la instalación que se conecta a la red de transporte o, en su caso, a la red de distribución, su representante en el caso de instalaciones compartidas, o su despacho delegado, confirmará al Operador del Sistema con una antelación de al menos dos semanas la fecha de su primer acoplamiento. En el caso de instalaciones

de generación, la ejecución efectiva de la maniobra de acoplamiento requerirá de la aprobación del Operador del Sistema.

Una vez finalizadas las pruebas de la instalación, la empresa propietaria comunicará al Operador del Sistema, de forma directa o, en su caso, a través del gestor de distribución, la situación de disponibilidad de la misma para su operación; asimismo, en su caso, se comunicarán las modificaciones de las características técnicas que durante la puesta en servicio se hubieran producido.

P.O. 13 CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es el desarrollo de la planificación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (en adelante SEIE), incluyendo:

- la definición de los criterios para el desarrollo de la red de transporte y la estructura general del proceso de definición de las propuestas de planes y programas de desarrollo
- el establecimiento de los mecanismos de coordinación de los planes de desarrollo de la red de transporte y las redes de distribución y el desarrollo de los criterios de acceso de la distribución a la red de transporte
- y el establecimiento de los criterios de diseño de la red de transporte, de los requisitos mínimos del equipamiento de sus nuevas instalaciones y su comprobación, así como del proceso de puesta en servicio, para garantizar el buen funcionamiento de los SEIE y la coherencia de su operación.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) El Operador del Sistema.
- b) Las empresas transportistas.
- c) Los gestores de las redes de distribución, productores y consumidores conectados a la red de transporte, así como a las Administraciones competentes en políticas de desarrollo en relación con estos planes.
- d) Las empresas distribuidoras.
- e) Las empresas productoras en régimen ordinario y en régimen especial.
- f) Las empresas comercializadoras, los consumidores cualificados y los agentes externos.

3. CRITERIOS DE FIABILIDAD Y CALIDAD DE SUMINISTRO

a. Criterios Técnicos

Los criterios técnicos son los que se han venido utilizando tradicionalmente en la planificación de las redes. Estos son los criterios más importantes debido a que son los que permiten garantizar la fiabilidad y calidad del suministro de la demanda.

Hay dos conceptos básicos que se utilizan para definir la fiabilidad:

"Idoneidad" del sistema, propiedad del sistema para suministrar las demandas de potencia y energía requeridas, en las condiciones programadas, que está relacionada con su comportamiento en régimen permanente.

"Seguridad" del sistema, propiedad del sistema que define su capacidad de soportar las perturbaciones imprevistas, que está relacionada con su comportamiento dinámico.

No obstante, hay que destacar que el resto de los criterios que se presentan en este apartado han adquirido y siguen adquiriendo una preponderancia cada vez mayor debido a que limitan la posibilidad de llevar a cabo la implantación de los planes de desarrollo, así como mantener el nivel actual de fiabilidad del sistema.

i. Criterios de idoneidad del sistema

Los criterios de idoneidad del sistema vienen determinados por las situaciones de contingencia que debe soportar el sistema en régimen permanente.

Se incluyen dos niveles de contingencia:

Nivel 1 (N-1).- Son aquellas contingencias que se prueban sistemáticamente. El comportamiento del sistema debe ser aceptable según los límites que se definen en este apartado. Se tendrán en consideración todas las incidencias individuales de líneas y transformadores de la red de transporte y grupos de generación, que coinciden con las establecidas en el P.O. 1 de los SEIE como contingencias a considerar en los análisis de seguridad Nivel 1 (N-1).

Nivel 2 (N-X).- Contingencias que se prueban de forma excepcional. El comportamiento del sistema debe ser aceptable según los límites que se definen en este apartado. Se considerarán dentro de este nivel:

- Pérdida de líneas múltiples
- Pérdida de nudos considerados como críticos desde el punto de vista de seguridad del sistema ante despeje de falta (el tiempo crítico es el máximo tiempo que el sistema soporta una falta trifásica permanente cumpliendo los criterios de seguridad).

En estas incidencias quedan incluidas las establecidas en el P.O. 1 de los SEIE como contingencias a considerar en los análisis de seguridad de Nivel 2 (N-X).

El estudio de contingencias se analizará bajo criterios de coste/riesgo para priorizar las actuaciones. Para ello, se asociará a los grupos generadores y elementos de la red de transporte sus tasas de fallo, probabilidad de ocurrencia de los fallos y duración de los mismos. Aunque el comportamiento del sistema en los niveles 1 y 2 tiene que ser aceptable, el cumplimiento del Nivel 1 requerirá desarrollo de la red, mientras que el cumplimiento del Nivel 2 podrá conseguirse con desarrollo de red u otras medidas de operación en función de la valoración del coste/riesgo de las distintas alternativas, donde el nivel de riesgo se determina según:

Nivel de riesgo = Probabilidad de contingencia * consecuencias sobre el sistema

Los datos de probabilidad de ocurrencia y duración de los fallos serán obtenidos de la estadística de incidencias de transporte y generación, aplicando valores medios a los elementos nuevos.

Las consecuencias sobre el sistema se analizan con una colección de índices técnicos y económicos, obtenidos a partir de las sobrecargas de elementos y tensiones fuera de límites que se produzcan en cada contingencia.

Las sobrecargas transitorias permitidas en situación de contingencia son las siguientes:

- a) Un 15% para las líneas aéreas. En cables subterráneos y submarinos no se admiten sobrecargas.

- b) Un 15% para los transformadores en invierno y un 10% en primavera y otoño en situación N-1. En fallos múltiples se admitirán sobrecargas de hasta el 20% en invierno, el 15% en primavera y otoño y el 10% en verano. De acuerdo con las estaciones definidas en el PO 1 SEIE.

Los límites de tensión permitidos en situación de contingencia son los siguientes:

- a) 205 (0,93 pu) a 245 (1,11 pu) kV para los elementos situados en la red de 220 kV.
- b) 123 (0,93 pu) a 145 (1,10 pu) kV para los elementos situados en la red de 132 kV.
- c) 60 (0,91 pu) a 72 (1,09 pu) kV para los elementos situados en la red de 66 kV.

ii. Compensación de reactiva

Para evaluar la situación de riesgo de colapso de tensión prevista en los criterios de seguridad, se garantizará que no haya riesgo de colapso de tensión frente a incrementos de demanda adicionales del 15% en la zona de estudio, respecto del caso base de estudio.

Para determinar la necesidad de elementos de compensación de reactiva deberán tenerse en cuenta en lo posible, los siguientes criterios:

- a) Con carácter general, los elementos de generación de reactiva (condensadores) deben situarse en las redes de distribución al lado de la demanda. No obstante, se analizará si la solución más beneficiosa para el sistema es la compensación en la red de transporte, y en ese caso se instalarán en dicha red.
- b) Los elementos de absorción de reactiva (reactancias) deben situarse en la red de transporte. Se planificarán los elementos necesarios para evitar la apertura/cierre de líneas para el control de tensión de la red de transporte.
- c) Para construir los escenarios de estudio se considera el cumplimiento, por parte de todos los agentes, de los requisitos obligatorios establecidos en los P.O. de los SEIE, que se desarrollen referentes al control de tensiones. En los casos que se conozcan las características técnicas de los grupos se utilizarán éstas.

iii. Comportamiento dinámico

1. Estabilidad transitoria

Las contingencias originan fenómenos oscilatorios en las magnitudes eléctricas fundamentales del sistema. La naturaleza dinámica de dichos fenómenos implica que éstos perduren después de la eliminación total (o aislamiento) del defecto eléctrico inicial. Adicionalmente pueden desencadenar, en los casos más graves, pérdidas de grupos generadores y/o desconexión de porciones significativas de mercado. Obviamente, la rapidez y selectividad en la eliminación de la falta inicial supone una garantía contra las oscilaciones posteriores que pueden acarrear consecuencias muy desfavorables para el sistema eléctrico.

Los resultados obtenidos en los estudios de carácter estático proporcionan el estado eléctrico del sistema en el régimen permanente posterior a la contingencia, pero aún siendo dichos resultados admisibles no queda garantizado que realmente se alcance dicho régimen permanente final. Las contingencias más severas podrían dar lugar a

oscilaciones dinámicas con consecuencias posteriores inadmisibles que nada tienen que ver con los resultados obtenidos en el estudio estático.

El Operador del Sistema evaluará las condiciones de estabilidad transitoria de las redes futuras previstas en los programas de desarrollo. Se tendrá en cuenta la respuesta transitoria del sistema frente a las contingencias más importantes:

- Pérdida intempestiva de grupos generadores importantes.
- Cortocircuitos trifásicos en las líneas (o dobles circuitos incluidos en el nivel 2 del apartado 3.1.1) que ocasionen las peores condiciones de evacuación de grupos de generación importantes, situando la falta en el extremo próximo al generador y bajo la hipótesis de actuación correcta del sistema de protección tanto en selectividad como en tiempo de despeje.
- Cortocircuitos trifásicos en líneas de transporte (o dobles circuitos de incluidos en el nivel 2 del apartado 3.1.1) con carga elevada y que ejerzan funciones de interconexión interzonal. Se estudiará la situación de la falta en ambos extremos y bajo la hipótesis de actuación correcta del sistema de protección tanto en selectividad como en tiempo de despeje.
- Bloqueo de estaciones de transformación corriente continua / corriente alterna, con y sin pérdida definitiva del enlace, tras un cortocircuito en la red de transporte y bajo la hipótesis de actuación correcta del sistema de protección tanto en selectividad como en tiempo de despeje.

Asimismo, se evaluará el impacto que las nuevas instalaciones introduzcan en los tiempos críticos de despeje de defectos, para lo cual se calcularán dichos tiempos, de acuerdo a la metodología descrita en los criterios generales de protección del sistema eléctrico, en los nudos (barras) más críticos del sistema.

2. Estabilidad oscilatoria

Se evaluarán las condiciones de estabilidad oscilatoria de las redes futuras previstas en los planes de desarrollo y el riesgo de una operación próxima a los límites de estabilidad oscilatoria (modos de oscilación no amortiguados de baja frecuencia como oscilaciones inter-áreas, generador-red, fenómenos de resonancia subsíncrona, etc.). El Operador del Sistema podrá limitar los flujos para garantizar una operación segura o bien proponer dispositivos de control, así como el ajuste de los mismos.

3. Criterios de admisibilidad para los estudios del comportamiento dinámico

Como principio general de admisibilidad para estudios de estabilidad transitoria, se considerará que las simulaciones realizadas deberán garantizar alcanzar el régimen permanente indicado por los estudios estáticos. Esta idea general se fundamenta en validar los resultados obtenidos en los estudios estáticos. Por consiguiente, durante el régimen perturbado se tendrá en cuenta que:

- No debe perderse más generación y/o mercado de lo postulado en cada contingencia por propia selectividad; por consiguiente se vigilará que no se produzcan pérdidas de sincronismo en generadores y que durante el hueco de tensión no se den condiciones de disparo de relés de mínima tensión que afecten a la generación y/o mercado. Asimismo, se comprobará que al final de la simulación las oscilaciones de potencia de todos los generadores presenten un coeficiente de amortiguamiento superior al 5%. Donde, el coeficiente de amortiguamiento se define como:

$$\xi(\%) = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} 100$$

donde σ es el coeficiente de atenuación del término exponencial del modo de oscilación y ω es su pulsación (frecuencia* 2π)

- No debe perderse ningún elemento de transporte adicional al postulado en la contingencia N-1; por tanto se vigilará que en las oscilaciones de potencia no se alcancen condiciones de disparo por protecciones mientras no se alcance el régimen permanente. Se comprobará que no aparezca ninguna pérdida de sincronismo en líneas y/o transformadores.
- Se admite la desconexión, por la actuación de relés de deslastre de carga por frecuencia, de un mercado no superior al 10% de la demanda en punta.

En relación con los estudios de estabilidad oscilatoria, como criterio general de admisibilidad no se permitirán modos de oscilación cuyo amortiguamiento sea inferior al 5%.

iv. Corrientes de cortocircuito

Se comprobará que las corrientes de cortocircuito esperadas son admisibles para todos los equipos de la red de transporte, y que los interruptores son capaces de cortar dichas corrientes.

Se calcularán las corrientes de cortocircuito trifásicas máximas para los escenarios considerados. Se buscará que los valores calculados no superen el 85% de la capacidad del elemento más débil de las subestaciones afectadas. En el caso de subestaciones futuras, se considerarán como valores de referencia para los equipos, 40 kA en 220 kV, 31,5 kA en 132 kV y 31,5 kA en 66 kV, y por tanto las corrientes de cortocircuito no podrán superar los 34 kA en 220 kV, 26,8 kA en 132 kV y 26,8 kA en 66 kV.

En el caso de ser superados los límites antes mencionados, se planteará la sustitución de los equipos afectados o soluciones que reduzcan las corrientes de cortocircuito máximas (como pueden ser desmallar subestaciones críticas o soluciones de operación), siendo las modificaciones a cargo de los nuevos agentes que produzcan el aumento.

v. Protecciones

Los criterios de desarrollo de la red respecto de las protecciones necesarias para garantizar la seguridad del sistema son los recogidos en el P.O. 11.2 de los SEIE.

vi. Demanda interrumpible

El potencial de gestión se describe en dos escenarios extremos:

- a) Inferior: supone que la oferta actual interrumpible se mantiene hasta el 2007; este mínimo se considera consolidado con alta probabilidad.
- b) Superior: supone una fuerte promoción del desarrollo de la gestión de la demanda y la creación de mecanismos de tiempo real adecuados. Imputa potencias gestionables instantáneamente o con cortos preavisos en base a las experiencias realizadas en los países de referencia y refrendadas por declaraciones de los grandes consumidores españoles.

Los estudios de desarrollo de la red valorarán solamente a nivel de comparación de escenarios el potencial de demanda interrumpible. Se considerarán por tanto como una medida de operación y no como un instrumento de planificación.

vii. Capacidad máxima de generación y suministro en un nudo

En cada escenario considerado, existe un límite para la capacidad máxima de producción y suministro de la demanda en cada nudo o zona eléctrica (conjunto de nudos de generación eléctricamente próximos) de la red de transporte, que se establecerá teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) Desde el punto de vista de los análisis estáticos, los límites que resulten de la aplicación de los criterios de seguridad del sistema (3.1.1)
- b) Desde el punto de vista de la estabilidad dinámica del sistema, todas las nuevas subestaciones deben cumplir el criterio de máxima capacidad de producción y suministro de la demanda por nudo o zona eléctrica, para lo cual, ninguna falta eléctrica en embarrados despejada en los tiempos más reducidos que permita el sistema de protección, provocará:
 - La pérdida de sincronismo entre generadores excepto el caso de los que pierdan el sincronismo frente al resto del sistema eléctrico
 - La pérdida de más del 10% de la demanda por actuación directa de los sistemas de deslastre de cargas por frecuencia
 - Oscilaciones con coeficientes de amortiguamiento inferiores al 5% en generadores y líneas de interconexión zonales.

Para la actividad de generación, los anteriores límites deben entenderse como la capacidad máxima de producción simultánea en un nudo o zona eléctrica, con independencia de la potencia instalada, que podrá ser mayor debido a que la capacidad de la red de transporte no es susceptible de reserva.

Como criterio general para la capacidad máxima de suministro, y para limitar el riesgo asociado a los fallos de embarrado, en subestaciones cuya gama de tensión de transformación comprenda desde 66 kV a 220 kV se admitirá una capacidad máxima de transformación no superior ni a 500 MVA ni al 30% de la demanda punta del sistema en que está incluido el nudo. En caso de querer superarse este límite, el Operador del sistema deberá realizar un estudio de estabilidad que evalúe la viabilidad.

b. Criterios de refuerzo de red existente

Para minimizar la construcción de nuevos elementos de red, se analizará la posibilidad de refuerzo de las instalaciones existentes mediante la ampliación de las capacidades de los recursos disponibles o aumentar su grado de utilización.

Dentro de las medidas que facilitan aumentar el grado de utilización, en primer lugar figura la monitorización de la capacidad de transporte de los elementos en tiempo real y, posteriormente, la eliminación de las limitaciones de aparamenta o la repotenciación de la capacidad de los circuitos permitiendo temperaturas de trabajo superiores.

La medida para conocer con más exactitud la capacidad dinámica de las líneas se encuentra en la monitorización en tiempo real, que se aplicará a las líneas críticas del sistema, que serán determinadas en estudios de planificación de la red de corto plazo y que presenten dificultades para un proceso de repotenciación posterior, como consecuencia de descargos, trabajos, aspectos medioambientales, etc.

La repotenciación supone el incremento de la altura de los apoyos y/o el retensado de los conductores para permitir mayor capacidad de transporte, trabajando los conductores a mayor temperatura.

Asimismo, la posibilidad de elevar la tensión de funcionamiento de la red existente, normalmente de 66 kV a 132 kV o 220 kV, es contemplada como una medida muy efectiva para aumentar la capacidad de transporte de la red minimizando el impacto ambiental. También se puede conseguir un aumento de capacidad de transporte de líneas con un único conductor, al duplicar el número de conductores por fase. Esta transformación no siempre es posible y requiere realizar refuerzos importantes en los apoyos de la línea.

Dentro de este mismo grupo de criterios cabe la utilización de dispositivos que permitan redireccionar flujos y/o el equilibrado de cargas en los elementos pertenecientes a un mismo eje de transporte para que se alcance el límite de todos a la vez. No obstante, hay que tener en cuenta que la instalación de muchos dispositivos de este estilo sobre un único sistema de transporte origina que la función de los mismos quede muy reducida.

c. Criterios de mallado de la red de transporte

La incorporación de toda nueva instalación se habrá de realizar de forma que las operaciones de conexión y desconexión al sistema no provoquen una degradación de la seguridad y fiabilidad que proporciona la red de transporte existente.

Con objeto de limitar la aparición de un número excesivo de subestaciones de la red de transporte asociadas a nuevas conexiones que puedan comprometer el funcionamiento de la red, y sin perjuicio de las exigencias adicionales resultantes de los distintos análisis técnicos, se establecen los siguientes criterios generales:

1. Criterio general de mallado de la red de transporte, por el que se establece para la evolución futura de la misma la limitación del número de nudos "no mallados" entre dos nudos "mallados":
 - No más de dos nudos no mallados entre dos nudos mallados en 220 kV.
 - No más de tres en todos los niveles de tensión entre 132 kV y 66 kV.

Dentro del criterio anterior se podrán exceptuar los suministros de demandas de carácter singular.

Siendo el criterio que se establece para definir a un nudo como mallado el siguiente: disponer de tres o más líneas si no hay transformación desde tensiones superiores, tener más de una línea si se cuenta con un transformador desde tensiones superiores, o contar con más de un transformador desde tensiones superiores.

A efectos de cómputo del número de líneas se considerarán exclusivamente aquéllas que permitan el apoyo a la subestación desde otras subestaciones con inyección desde tensiones superiores o iguales, no contabilizándose, por ejemplo, las antenas hacia consumo.

El emplazamiento para las nuevas subestaciones y en especial para aquellas que constituyen "nudos no mallados" se elegirá coordinando las necesidades del entorno, de manera que se minimice el número de aperturas de la línea. Adicionalmente, se maximizará la utilización de subestaciones existentes, limitando la aparición de nuevas subestaciones no malladas sobre una misma línea.

2. Para la habilitación de una nueva subestación de transporte, por conexión radial a una subestación existente o para apertura de una línea existente, deberán haberse confirmado accesos de potencia superiores a:
 - Para evacuación de generación: 75 MW en 220 kV, 25 MW en 132 kV y 15 MW hasta 66 kV inclusive.
 - Para suministro de demanda: 40 MW en 220 kV, 15 MW en 132 kV y 10 MW hasta 66 kV inclusive.
3. Criterio de eficiencia global de la red de transporte, por el que se minimiza el incremento de longitud de los ejes de transporte. Las nuevas instalaciones que impliquen una entrada/salida de una línea se realizarán preferentemente en las inmediaciones de la traza de dicha línea (o de la de tensión superior, en caso de existencia de varias tensiones).
4. Adicionalmente, para la introducción de un nuevo nudo en la red de transporte habrá que contemplar, con carácter general, las siguientes distancias mínimas respecto de nudos existentes:
 - En zonas urbanas: 5 km en los niveles de 220 y 132 kV y 2 km en el nivel de 66 kV
 - En zonas no urbanas: 10 km en los niveles de 220 y 132 kV y 5 km en el nivel de 66 kV

A los efectos de aplicación del procedimiento deben considerarse como zonas urbanas las definidas como tales en el artículo 99 del Real Decreto 1955/2000 y como no urbanas el resto de zonas definidas en dicho artículo.

5. Para determinar la necesidad de habilitar una nueva posición de 220, 132 ó 66 kV, en una subestación existente, como consecuencia de una solicitud de acceso de demanda o evacuación a la red de transporte, se seguirán los mismos criterios establecidos en el punto 2. Mientras que las magnitudes solicitadas no alcancen dichos valores, se buscará preferentemente una solución en redes de distribución.

Los criterios anteriores constituyen unas directrices básicas para el mallado de la red, por lo que cualquier excepción deberá estar debidamente justificada.

d. Condiciones de intercambio de la energía

Las instalaciones deberán ser capaces de soportar sin daño ni desconexión los valores indicados en el P.O. 1 de los SEIE en lo relativo a los valores nominales de la frecuencia, rango de variación y ocurrencia de eventos, así como en lo relativo al valor nominal y variaciones del valor eficaz de tensión. Asimismo, deberán ser capaces de soportar sin daño los niveles de planificación definidos en la legislación vigente sobre calidad de producto en la red de transporte (huecos de tensión, interrupciones breves de suministro, parpadeo, armónicos, desequilibrios de tensión, ...) y de cumplir los límites de emisión de perturbaciones fijados en dicha legislación (parpadeo, armónicos, desequilibrios de la tensión, ...).

La instalación no producirá, y a su vez será capaz de soportar sin daño ni desconexión, incrementos bruscos de tensión en régimen permanente, durante la realización de cualquier maniobra, superiores al 4%. Estos valores se entenderán dentro de los límites establecidos en el P.O. 1 de los SEIE.

4. CRITERIOS DE IMPLANTACIÓN

Los criterios de implantación de las nuevas instalaciones o, en su caso, de selección de la mejor alternativa de entre aquéllas que cumplen con los criterios de fiabilidad y calidad de suministro, presentados en el apartado anterior, son los que se recogen a continuación.

a. Criterios de ingeniería

Los nuevos elementos de transporte planificados atenderán a los siguientes criterios de diseño.

i. Criterios de diseño de subestaciones

Una subestación es la instalación en la que se conectan varias líneas y/o máquinas auto/transformadores, reactancias, bancos de condensadores, etc., mediante juegos de barras, si se precisa, y la correspondiente aparatada de alta tensión.

Una subestación normalizada consta de los siguientes elementos:

1. Un parque de 220 kV, 132 kV ó 66 kV, (que en caso de subestación de transformación tendrá anejos parques de otros niveles de tensión), en el que se encuentra la aparatada de alta tensión, de maniobra, seccionamiento y transformadores de corriente y tensión para medida y protección.
2. La aparatada de alta tensión podrá ser convencional, aislada en gas SF6 ó compuesta por módulos blindados compactos.
3. Edificios de protecciones, comunicaciones y control. En función de la tecnología de comunicaciones empleada entre los transformadores para medida y protección y los equipos destinatarios de las señales, se distinguirán dos casos:
 - a) Transmisión convencional, con señales cableadas. Se requiere:
 - Un edificio en el que se que se encuentran los equipos de control, cuadros generales y otros equipos de servicios auxiliares, armarios de comunicaciones y salas destinadas a despachos, almacén, etc., según necesidades.
 - Casetas de relés, cuyo número y localización será función de un criterio de optimización de distancias de cableado, en las que se instalan las protecciones y el resto de equipos de control, comunicaciones y servicios auxiliares.
 - b) Transmisión por fibra óptica, instalando un bus de subestación que recoja las señales de monitorización de aparatada de alta tensión y de los secundarios de los transformadores de medida y protección. Se requiere únicamente un edificio donde se instalarán todos los equipos de protección y control, concentradores de medidas, equipos de comunicaciones, servicios auxiliares y salas destinadas a despachos, almacén, etc., según necesidades.
4. Las subestaciones de transporte estarán dotadas de cuantos sistemas auxiliares sean precisos, como servicios auxiliares eléctricos de corriente alterna y corriente continua, protecciones, control y comunicaciones, red de tierras enterradas y aérea, pararrayos autoválvulas, sistemas antiincendios, sistemas antiintrusismo, alumbrado, etc.

1. Configuraciones

La elección del tipo de configuración se realizará en función del nivel de tensión, número de posiciones iniciales y futuras y criticidad para el sistema.

A efectos de explicación e interpretación de los esquemas unifilares básicos, se denomina posición al conjunto de cada interruptor de alta tensión y su equipamiento asociado; calle a una entrada o salida de línea o transformador junto con los elementos de maniobra asociados y diámetro al conjunto de dos calles enfrentadas.

La disposición física de las subestaciones de nueva construcción será tal que permita su ampliación futura, aprovechando en la medida de lo posible lo instalado y construido inicialmente.

En la red de transporte no serán admisibles para subestaciones de nueva construcción las configuraciones basadas en simple barra o doble barra sin acoplamiento, en cualquier tipo de realización (convencionales, blindadas o compactas).

La instalación de nuevas posiciones en una subestación existente de simple barra o doble barra sin acoplamiento implicará necesariamente su transformación a doble barra con acoplamiento. De forma excepcional, el Operador del Sistema podrá autorizar otras soluciones.

Sin perjuicio de lo anterior, motivos distintos al indicado en el párrafo previo, tales como el aumento de criticidad en el sistema de una subestación existente de simple barra o doble barra sin acoplamiento, podrían exigir la transformación de su configuración a la de doble barra con acoplamiento u otras de mayor fiabilidad, a criterio del Operador del Sistema.

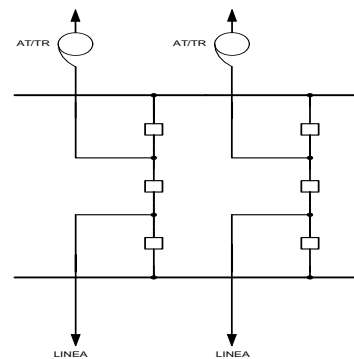
Las configuraciones preferentes de aplicación a las subestaciones de transporte son las siguientes:

- Configuración interruptor y medio
- Configuración doble barra con acoplamiento
- Otras configuraciones de mayor fiabilidad (como doble barra con doble interruptor)

a. Configuración interruptor y medio

Se aplica cuando se requiere una nueva subestación, independientemente de su nivel de tensión, cuya criticidad para el sistema, a criterio del Operador del Sistema, justifique la necesidad de emplear un esquema de alta fiabilidad.

En el caso de acudir a esta disposición, se procurará enfrentar generación y consumo en el mismo diámetro.



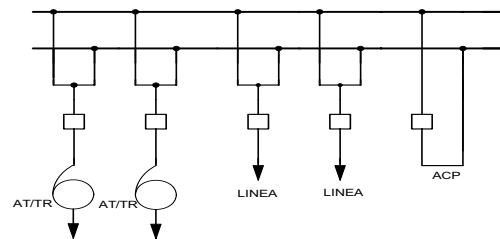
Configuración interruptor y medio

El detalle completo de apartamiento correspondiente a esta configuración se define en el epígrafe 4.1.3.1.1.

b. Configuración doble barra con acoplamiento

Se aplicará en aquellas subestaciones de nueva construcción cuya criticidad para el sistema, a criterio del Operador del Sistema, no sea tal que exija una configuración de mayor fiabilidad.

Además de las posiciones de línea y de transformador existirá una posición de acoplamiento de barras.



Configuración doble barra con acoplamiento

El detalle completo de aparamenta correspondiente a esta configuración se define en el epígrafe 4.1.3.1.2.

Sin perjuicio de lo anterior se podrían evidenciar casos particulares que sugieran la idoneidad de otro tipo de configuración con prestaciones no contempladas entre las configuraciones anteriores (por ejemplo la de doble barra con doble interruptor). Para estos casos se requerirá de la aprobación del Operador del Sistema.

ii. Criterios y parámetros de diseño de líneas aéreas y cables subterráneos

Se consideran las siguientes líneas normalizadas para los nuevos circuitos o cambios de trazado de los existentes:

a) Línea de 220 kV de doble circuito, o de simple circuito preparada para montar un segundo circuito, con conductor Cardinal/Cóndor simplex/duplex tendido a 85° C, y con aparamenta con corriente nominal superior o igual a 2000 A.

b) Línea de 66 kV de simple o doble circuito

Para nuevas líneas no se admitirán configuraciones en T. En el proceso de planificación se procurará eliminar las configuraciones en T existentes.

En el diseño de las líneas se tendrán en cuenta los resultados del estudio de coordinación de aislamiento, para determinar la necesidad de instalar dispositivos limitadores de tensión, y se procurará minimizar en su conjunto los efectos medioambientales.

Con objeto de tener un margen de seguridad, en especial en aquellas líneas que no se monitorice la capacidad de transporte, la altura de los apoyos se subirá un metro adicional sobre la altura calculada para la temperatura de 85° C.

Los parámetros eléctricos básicos de dichas líneas son los siguientes (base 100 MVA):

	Parámetros eléctricos de secuencia directa (pu/100 km)		
	resistencia	reactancia	susceptancia
Línea 220 kV (Condor simplex)	0,01573	0,08778	0,13205
Línea 220 kV (Cardinal simplex)	0,01321	0,08660	0,13383
Línea 220 kV (Cardinal duplex)	0,00683	0,06404	0,18085

	Parámetros eléctricos de secuencia homopolar (pu/100 km)		
	resistencia	reactancia	susceptancia
Línea 220 kV (Condor simplex)	0,07072	0,20775	0,08381
Línea 220 kV (Cardinal simplex)	0,06790	0,20702	0,08428
Línea 220 kV (Cardinal duplex)	0,06151	0,18445	0,10090

Líneas 132 kV, 66 kV	Parámetros eléctricos de secuencia directa		
	Resistencia (pu/km)	Reactancia (pu/km)	Susceptancia (pu/km)
Conductor LARL-145	0,22620	0,37690	0,00959
Conductor LARL-280 (Hawk)	0,11350	0,40000	0,00786
Conductor LARL-380 (Gull)	0,08226	0,42000	0,00891
Conductor AI 800	0,05440	0,10600	0,29400
Conductor AI 1000	0,03990	0,14800	0,32700

Líneas 132 kV, 66 kV	Parámetros eléctricos de secuencia homopolar		
	Resistencia (pu/km)	Reactancia (pu/km)	Susceptancia (pu/km)
Conductor LARL-145	0,79170	0,94225	0,00575
Conductor LARL-280 (Hawk)	0,39725	1,00000	0,00471
Conductor LARL-380 (Gull)	0,28791	1,05000	0,00535
Conductor AI 800	0,19040	0,26500	0,17640
Conductor AI 1000	0,13965	0,37000	0,19620

Las capacidades de transporte se han calculado con un margen de seguridad adicional de 10° C.

	Capacidad de transporte en función de la temperatura ambiente (MVA)				
	15°	20°	25°	30°	35°
Línea 220 kV (Condor simplex)	400	380	360	330	310
Línea 220 kV (Cardinal simplex)	450	420	400	370	350
Línea 220 kV (Cardinal duplex)	860	840	800	750	700
Línea 132 kV (LARL-280 Hawk)	131	123	117	108	101
Línea 132 kV (LARL-380 Gull)	163	153	145	134	126
Línea 66 kV (LARL-145)	42	39	37	34	32
Línea 66 kV (LARL-280 Hawk)	65	61	58	54	50
Línea 66 kV (LARL-380 Gull)	81	76	72	67	63

Tablas de Parámetros y capacidad de las instalaciones

1. Instalaciones multicircuito

En situaciones excepcionales para la definición de los nuevos refuerzos de la red de transporte se podrán considerar líneas con tres o más circuitos incluso de distinto nivel de tensión. Estas instalaciones atenderán la demanda de nuevos refuerzos en el caso de detectarse grandes dificultades para la construcción de nuevas líneas en simple y/o doble circuito a la manera tradicional como ha venido haciéndose hasta ahora.

Sin embargo, el diseño de estas instalaciones multicircuito habrá de tener en cuenta la posibilidad de hacer descargos para trabajos de mantenimiento en uno cualquiera de los circuitos permaneciendo el resto trabajando en tensión.

2. Soterramiento de líneas de transporte

Como criterio general, debe tenerse en cuenta que el soterramiento de líneas perjudica al sistema eléctrico en dos aspectos: primero en el aspecto de fiabilidad y seguridad del suministro de la demanda, debido a que una indisponibilidad de una línea subterránea necesita mucho mayor tiempo de reparación que las indisponibilidades de las líneas aéreas, principalmente por la dificultad de acceso y reparación de las averías y, en el caso de galerías compartidas con sus riesgos para revisiones de otros servicios, y por otra parte, en el de coste de inversión debido a que la línea subterránea equivale a varias veces el coste de una línea aérea, en función del terreno y de la tecnología.

Por lo tanto, debido a la incidencia en operación, mantenimiento, detección de fallos y reparación e inversión, los soterramientos de líneas serán objeto de estudios específicos, limitándose como criterio general a zonas urbanas.

iii. Equipamiento de subestaciones

Las subestaciones de transporte estarán dotadas del equipamiento necesario, incluyendo cuantos sistemas auxiliares sean precisos, como servicios auxiliares eléctricos de corriente alterna y corriente continua, protecciones, control y comunicaciones, red de tierras enterradas y aérea, pararrayos autoválvulas, antiincendios, antiintrusismo, alumbrado, etc.

1. Equipamiento mínimo de potencia

La designación de los elementos representados en los nificares podrá variar en función de las especificaciones de cada empresa transportista.

a. Configuración interruptor y medio

Aparamenta por diámetro de tres posiciones:

- Interruptores (52-1, 52-0, 52-2)
- Transformadores de Intensidad (TIB1, TI01, TIB2)
- Seccionadores de barras (89B1, 89B2)
- Seccionadores de calle (89-10, 89-01, 89-02, 89-20)
- Seccionadores salida posición (89-3+57-3, 89-4+57-4)

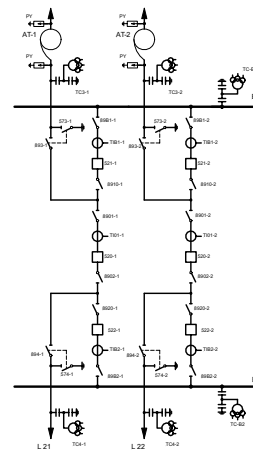
Transformadores de tensión (2xTC)

Pararrayos (2 x PY) (si proceden)

Aparamenta por diámetro de dos posiciones:

- Interruptores (52-1, 52-0)
- Transformadores de Intensidad (TI01, TIB1)
- Seccionadores de barras (89B1, 89B2)
- Seccionadores de calle (89-10, 89-01, 89-02, 89-20)
- Seccionadores salida posición (89-3+57-3)
- Pararrayos (2 x PY) (si proceden)
- Transformadores de tensión (1 x TC)

Aparamenta de barras: Transformadores de tensión (TCB1, TCB2)



Configuración interruptor y medio

b. Configuración doble barra con acoplamiento

Aparamenta por calle:

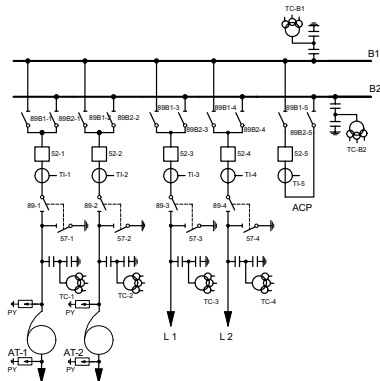
- Interruptor (52)

- Transformador de intensidad (T1)
- Seccionadores de barras (89B1, 89B2)
- Seccionador salida posición (89+57)
- Transformador de tensión (TC)

Apararata posición acoplamiento:

- Interruptor (52)
- Transformadores de intensidad (T1)
- Seccionadores de barras (89B1, 89B2)

Apararata de barras: Transformadores de tensión (TCB1, TCB2)



Configuración doble barra

2. Auto/transformadores

Los auto/transformadores dispondrán de regulación en carga con mando local y remoto, con un rango de variación adecuado a los niveles de tensión 220/132 ó 220/66 kV establecidos en el P.O. 1 de los SEIE.

En función de las necesidades de la planificación del sistema pueden ser exigibles unos valores de tensión de cortocircuito determinados.

En emplazamientos que ya cuenten con transformación 220/132 ó 220/66 kV se emplearán nuevas máquinas compatibles con las existentes.

3. Equipos de compensación de potencia reactiva

Cuando se haya establecido la necesidad de disponer de elementos de compensación de reactiva instalados en las subestaciones, éstos estarán dotados de los mecanismos precisos por la ejecución de órdenes de conexión y desconexión remotas desde despacho, así como de todos los enclavamientos necesarios para que su maniobra se realice con la secuencia de seguridad preestablecida.

Las reactancias estarán dotadas de un sistema automático de sincronización a la apertura y al cierre.

Los condensadores estarán dotados de un sistema automático de sincronización a la apertura y al cierre y deberán incorporar una red de atenuación o filtro.

La potencia nominal de las reactancias y condensadores será tal que evite variaciones de tensión en las maniobras de conexión y desconexión mayores del 4%.

4. Equipos singulares y dispositivos de control de flujo de potencia activa y reactiva

Estos equipos y dispositivos serán objeto de estudio específico por parte de Operador del Sistema para su integración en la red de transporte.

5. Servicios auxiliares de corriente alterna y corriente continua

Las subestaciones estarán dotadas del equipamiento necesario para cubrir las necesidades de alimentación de corriente alterna y corriente continua (cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna y corriente continua, rectificadores, baterías) de forma que se garantice el grado de seguridad y duplicidad, si procede, exigido a la instalación.

6. Red de tierras y protección contra sobretensiones

Dispositivos de tensión contra sobretensiones: el transportista realizará estudios de coordinación de aislamiento que determinen la necesidad de pararrayos en las subestaciones, así como su ubicación y características constructivas si proceden. Los pararrayos serán de óxido metálico sin explosores.

Sistemas de puesta a tierra: tierras inferiores y superiores: de acuerdo con el estudio de coordinación de aislamiento antes mencionado, se dotará a todas las subestaciones de un sistema de puesta a tierra inferior que disipe las corrientes eléctricas debidas a descargas atmosféricas, sobretensiones de maniobras y corrientes homopolares de forma que las tensiones de paso y contacto se ajusten a los límites establecidos en las normas IEEE 80 y MIE-RAT 13, y un sistema de puesta a tierra superior para apantallamiento contra descargas atmosféricas.

7. Sistema de protección

Se aplicará lo establecido en el P.O. 11.1 de los SEIE.

8. Enlace de comunicaciones con el Operador del Sistema

En el P.O. 9 de los SEIE "se recoge la necesidad de disponer de un enlace de comunicaciones entre las instalaciones de la red de transporte y los Centros de Control del Operador del Sistema.

b. Criterios económicos

Los criterios económicos para comparar las alternativas de refuerzo se basan en la minimización de la siguiente función objetivo:

Costes de instalaciones + Costes de operación

i. Costes unitarios de las instalaciones

Los costes de instalaciones incluyen la valoración de la inversión asociada a las instalaciones que conforman cada actuación de los programas de desarrollo de la red de transporte, así como los costes de operar y mantener las mismas. Para la cuantificación de los costes de instalaciones se considerará una amortización de duración igual a la vida estimada de las mismas.

Para el cálculo de los costes de inversión se utilizarán los costes unitarios de las instalaciones estándar aprobados por el MITYC para la retribución de la actividad de transporte.

ii. Costes de Operación

Los costes de operación evalúan los costes variables de explotación derivados de la expansión de la red de transporte. Estos costes están asociados a las pérdidas de transporte y a las restricciones en la casación de la generación. Para el cálculo de dichos costes se simulará la explotación, mediante herramientas capaces de tratar las indisponibilidades del equipo generación/red, en el año horizonte de estudio en al menos los escenarios de generación que se derivan de la consideración de siguientes hipótesis de variación en cada escenario.

1. Hidraulicidad húmeda y seca
2. Eolicidad baja (producción del 5% de la potencia instalada) y alta (60%)
3. Precio del gas alto y bajo
4. Intercambios entre islas en ambos sentidos

Cada hipótesis con una probabilidad de ocurrencia asociada.

Las indisponibilidades, programadas y forzosas, tanto de la red de los elementos de la red de transporte como del equipo generador, se simularán en función de su frecuencia y duración.

c. Criterios medioambientales

Todas las alternativas de refuerzo que cumplan con los criterios técnicos serán valoradas en función de su impacto ambiental.

d. Criterios de implantación física

Las alternativas que desde el punto de vista ambiental sean viables serán valoradas desde el punto de vista de viabilidad de espacio físico para incorporar estas nuevas instalaciones dentro de la red de transporte. Este aspecto es de especial relevancia para el caso de las subestaciones, pues pudiera suceder que en algún caso estén completas y no pueden acoger nuevas posiciones.

e. Criterios para la fase de construcción

La planificación no se limita a decidir las nuevas instalaciones de red necesarias para garantizar el suministro, sino que también debe planificar la fase de construcción de las mismas en los casos en los que por mantenimientos, descargos, etc. la operación del

sistema puede verse afectada en lo que se refiere a garantizar el suministro de la demanda.

El caso más crítico puede ser aquel en que llegue a planificarse la sustitución de una línea actual por otra nueva aprovechando la traza de la antigua.

Las consecuencias de posibles retrasos en la fase de construcción deberán ser tenidas en cuenta por la planificación, al menos, mediante la valoración económica del impacto sobre el sistema que podrían causar dichos retrasos.

f. Verificación y diseño de la instalación

Los elementos de la red de transporte (líneas, parques, transformadores, reactancias, así como sus sistemas auxiliares de protecciones, comunicaciones, control y demás elementos necesarios para su buen funcionamiento) establecidos en el P.O. 8.1 de los SEIE estarán diseñados conforme a lo establecido a la normativa en uso y la reglamentación vigente, y sus características esenciales quedarán recogidas en las especificaciones técnicas que la empresa transportista establezca a tal efecto.

El transportista titular de la instalación será responsable de que la instalación de la red de transporte esté diseñada y construida según los criterios definidos en este procedimiento actuando en las distintas fases del proyecto como se indica a continuación.

i. Diseño

El diseño de la instalación de transporte se realizará de acuerdo con los criterios y normas que la empresa transportista titular de la misma ha establecido según la normativa en uso y la reglamentación vigente, quedando recogidas sus características esenciales en las especificaciones técnicas establecidas por la empresa transportista titular de la instalación a tal efecto.

ii. Construcción y montaje

El transportista titular de la instalación se reserva el derecho de la realización de todos los trabajos de construcción y montaje relacionados con los refuerzos de las líneas y la adecuación de las posiciones de sus extremos, sin perjuicio de lo que se establezca en la correspondiente autorización administrativa, en virtud de la normativa aplicable a la adjudicación de instalaciones.

iii. Pruebas en vacío

El transportista titular de la instalación procederá a la elaboración de los protocolos de pruebas en vacío y a la ejecución y verificación de éstas.

1. Protocolos de pruebas en vacío

Basándose en la documentación particular del proyecto se elaborarán los protocolos de pruebas en vacío con el fin de verificar que los equipos e instalaciones cumplen con los criterios establecidos para su aceptación.

Contemplarán las comprobaciones necesarias que permitan:

Evaluar el comportamiento de los equipos y sistemas para las condiciones previstas de funcionamiento

Comprobar que las características de diseño se ajustan a las previstas

Verificar el diseño de las instalaciones

Los protocolos incluirán los criterios de aceptación y/o rangos de valores admisibles para cada una de las comprobaciones a efectuar.

1. Ejecución de las pruebas en vacío

Se realizarán de acuerdo con los protocolos correspondientes, cumplimentando todo lo requerido en éstos, y serán realizadas por personal debidamente cualificado conforme a la legislación vigente.

2. Verificación de la pruebas en vacío

Una vez ejecutadas las pruebas en vacío se verificarán los correspondientes protocolos, significando esta verificación la conformidad final respecto a los datos de diseño.

iv. Pruebas en tensión y puesta en servicio

1. Información y Programación

Para la programación de las pruebas en tensión y de la puesta en servicio de la nueva instalación, la empresa propietaria de la misma tramitará ante el Operador del Sistema su propuesta con antelación suficiente, mínima de dos meses, de forma que pueda ser integrada en el Plan Anual de Mantenimiento de la Red de Transporte de acuerdo con lo previsto en el P.O. 3.4 de los SEIE.

El Operador del Sistema planificará la fecha de ejecución de pruebas y puesta en servicio de la instalación respetando las fechas propuestas por el propietario si no implican descargo o menoscabo de seguridad para la red. Si no fuere este el caso propondrá las fechas y condiciones más adecuadas para ello, comunicándolo en cualquier caso al solicitante en un plazo no superior a un mes desde la fecha de recepción de la solicitud.

Como información adicional para la operación futura de la instalación su propietario indicará, si procede, la repercusión de dicha instalación sobre los Planes de Reposición de Servicio.

2. Protocolos de pruebas en tensión

Basándose en la documentación particular del proyecto el transportista titular de la instalación elaborará los protocolos de pruebas en tensión con el fin de verificar que los equipos e instalaciones cumplen con los criterios establecidos para su aceptación.

Incluirán los apartados necesarios para registrar las distintas medidas y comprobaciones a realizar en la instalación y los criterios de aceptación y/o rangos de valores admisibles.

3. Coordinación del Plan de Maniobras con el Operador del Sistema

Cuando las maniobras de puesta en servicio involucren únicamente a instalaciones propiedad del titular de la nueva instalación será el Centro de Control del titular el encargado de elaborar el Plan de Maniobras. Este Plan será remitido al Operador del Sistema con una antelación mínima de 20 días respecto de la puesta en servicio con el fin de que ésta pueda verificar su conformidad. Si el Operador del Sistema lo considera necesario convocará una reunión de coordinación previa a la Puesta en Servicio.

Si las maniobras de puesta en servicio involucren instalaciones de varias empresas transportistas titulares, el Plan de Maniobras lo redactará el Operador del Sistema y lo distribuirá a las empresas afectadas 20 días antes de la puesta en servicio. Para ello habrá recibido previamente, con antelación mínima de 45 días respecto de la fecha de

puesta en servicio, el protocolo de pruebas preparado por la empresa propietaria de la nueva instalación. En este caso se convocará una reunión de coordinación entre las empresas afectadas al menos 10 días antes de la puesta en servicio.

Además de la información sobre el protocolo de pruebas, el Operador del Sistema, antes de admitir la ejecución de pruebas en tensión y la puesta en servicio de la nueva instalación, deberá disponer de los datos estructurales de la instalación según se definen en el P.O. 9 de los SEIE con una antelación mínima de 45 días a la puesta en servicio. No se admitirá en ningún caso la puesta en servicio de una nueva instalación que no haya recibido el informe favorable del Operador del Sistema.

En caso de ser necesarios descargos para la puesta en servicio, éstos seguirán los trámites ordinarios previstos en el P.O. 3.4 de los SEIE. No se admitirán descargos de corto plazo cuyo único fin sea la puesta en servicio de una instalación, salvo que dicho descargo venga impuesto por un retraso imprevisto de otro ya solicitado por Plan Semanal.

El Plan de Maniobras tendrá en cuenta tanto las necesidades establecidas en los protocolos de pruebas como la operación segura del sistema.

4. Realización de las pruebas en tensión

La realización y verificación de las pruebas en tensión se hará de acuerdo con los protocolos correspondientes, cumplimentando todo lo requerido en éstos, y serán efectuadas por personal debidamente cualificado conforme a la legislación vigente.

5. Verificación de las pruebas en tensión y puesta en servicio

Una vez desarrollado el Plan de Maniobras, completadas las pruebas en tensión y verificado que el funcionamiento de la instalación es adecuado para el servicio, se considerará la instalación en condiciones de ser explotada, ello sin perjuicio de la correspondiente autorización administrativa al respecto.

Si durante el transcurso de la pruebas se hubieran detectado defectos de actuación en la instalación, el transportista procederá a repetir las pruebas una vez corregidos los defectos detectados, no pudiéndose poner en servicio instalación alguna que no haya superado satisfactoriamente las pruebas previstas.

Una vez finalizadas las pruebas de la instalación, la empresa propietaria comunicará al Operador del Sistema las modificaciones de las características técnicas que durante la puesta en servicio se hubieran producido.

5. INFORMACIÓN A SUMINISTRAR AL OPERADOR DEL SISTEMA

El Operador del sistema dispondrá de una base de datos en la que se recogerá la información correspondiente a los elementos de la red de transporte necesarios para la realización de las simulaciones del comportamiento de la red.

Dicha base de datos incluye la topología de la red de transporte y diferentes escenarios de generación y demanda.

La topología existente se ha obtenido a partir de la red del sistema de tiempo real, y se amplía con la red planificada. Cada elemento de la red tiene información sobre las fechas de su alta y posible baja, de forma que se puede obtener la topología para un horizonte determinado.

La información de la base de datos se actualizará periódicamente incorporando las modificaciones o nuevas instalaciones planificadas.

De especial importancia es la actualización de las fechas de puesta en servicio o baja de las instalaciones. Esta información será facilitada al Operador del Sistema por el resto de los agentes que acometan la construcción o adecuación de las instalaciones, lo que permitirá actualizar los casos de estudio a la realidad del proceso de construcción.

Se recoge a continuación el índice del contenido de la información que los agentes y Organismos han de acompañar a sus propuestas de desarrollo de la red de transporte, y que será remitida al Operador del Sistema en el periodo reglamentario establecido al efecto. El contenido detallado de esta información será, en lo que afecta a datos de la red de transporte, el establecido en el P.O. 9 de los SEIE.

a. Información necesaria a suministrar por las Comunidades y Ciudades Autónomas

Propuestas de red futura:

Justificación: Nueva generación/demanda asociada a planes urbanísticos de elevada incidencia

Otros datos:

1. Localización
2. Valores estimados que justifican una nueva actuación
3. Reserva espacial orientada a nuevos corredores eléctricos prevista en el Ordenamiento Territorial y programa temporal de aplicación previsto

b. Información a suministrar por las empresas transportistas

Red de transporte existente: Datos técnicos

Propuestas de desarrollo de la red de transporte:

- Datos técnicos y topológicos, y programa temporal de actuaciones previsto (año de puestas en servicio y eventuales bajas)
- Esquemas unifilares descriptivos de las nuevas actuaciones
- Justificación por alguno/s de los siguientes aspectos
- Reducción de pérdidas
- Eliminación de restricciones del mercado de producción
- Agotamiento de la red existente para la alimentación a la demanda
- Nueva generación/demanda
- Otros motivos

c. Información a suministrar por los gestores de distribución

Demanda prevista en cada nudo o agrupación de nudos con cargas transferibles

Generación en régimen especial existente y futura (previsiones): Datos técnicos y programa temporal de actuaciones previsto (año de puestas en servicio y eventuales bajas)

Red de distribución existente y futura (nivel 15-20 kV y su conexión con la red de transporte 66-132-220 kV): Datos técnicos y programa temporal de actuaciones previsto (año de puestas en servicio y eventuales bajas).

Propuestas de desarrollo de la red de transporte

- Datos técnicos y programa temporal de actuaciones previsto (año de puestas en servicio y eventuales bajas)
- Esquemas unifilares descriptivos de nuevas actuaciones
- Justificación por alguno/s de los siguientes aspectos
- Eliminación de restricciones del mercado de producción
- Agotamiento de la red existente para la alimentación a la demanda
- Nueva Generación/Demanda
- Otros Motivos

d. Información a suministrar por los promotores de nueva generación

Se remitirán los cuestionarios correspondientes indicados en el P.O. 12.1 de los SEIE.

e. Confidencialidad de los intercambios de información

El Operador del Sistema, para llevar a cabo la elaboración de sus propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, debe recabar de los distintos sujetos y conservar la información que necesite para el ejercicio de sus funciones, así como garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición por los mismos.

Las empresas transportistas y los gestores de las redes de distribución también deben garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición por los distintos agentes para el ejercicio de sus funciones.

f. Información proporcionada por el Operador del Sistema sujeta a confidencialidad

El Operador del Sistema, suministrará a los agentes del sector eléctrico la siguiente información, relativa a la planificación de la red de transporte de energía eléctrica, que estará sujeta, en su totalidad y en todos sus términos, a los criterios de confidencialidad establecidos en el presente P.O.:

Gestores de Distribución

- Redes de transporte (topología prevista por el Operador del Sistema).
- Redes de distribución detalladas (sólo su zona de distribución).
- Generación (previsión del Operador del Sistema).
- Demanda (previsión del Operador del Sistema).

Resto de los agentes

- Redes de transporte insulares estructurales (las topologías consideradas serán las correspondientes a las redes actuales más las actuaciones tipo A y B1 ó equivalentes recogidas en el documento de planificación del Ministerio de Economía, actualmente Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, publicado en octubre de 2002, denominado "Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011", y sus revisiones).
- Redes de distribución equivalentes de cada zona de distribución.

- Generación: la información que figure en los informes de situación administrativa del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (generación agrupada a nivel de nudo equivalente).
- Demanda: la información basada en las solicitudes de acceso recibidas (demanda agrupada a nivel de nudo equivalente).

Para garantizar la confidencialidad de esta información, relativa a la planificación de la red de transporte de energía eléctrica, se suscribirán Acuerdos de Confidencialidad de forma bilateral entre el Operador del Sistema, y cada uno de los sujetos a los que haga entrega de esta información.

g. Información proporcionada por los Agentes sujeta a confidencialidad

Los agentes del sector eléctrico suministrarán al Operador del Sistema la siguiente información, relativa a la planificación del sistema eléctrico, que podrá estar sujeta, en su totalidad y en todos sus términos, a los criterios de confidencialidad establecidos en el presente P.O. a demanda del Agente, suscribiendo, en tal caso, un Acuerdo de Confidencialidad.

Gestores de Distribución

- Red de distribución futura prevista y su conexión con la red de transporte, incluyendo programa temporal de actuaciones, esquemas unifilares descriptivos y datos técnicos con el mayor detalle posible de características técnicas.
- Generación en régimen ordinario y en régimen especial futura prevista en cada nudo o agrupación de nudos, incluyendo programa temporal de actuaciones y datos técnicos, con el mayor desglose posible de características técnicas.
- Demanda futura prevista en cada nudo o agrupación de nudos.

Empresas transportistas

- Propuestas de nuevos desarrollos de red de transporte, incluyendo programa temporal de actuaciones, esquemas unifilares descriptivos y datos técnicos, con el mayor detalle posible de características técnicas.

Solicitudes de acceso a la red de transporte

- Información correspondiente a los cuestionarios incluidos en el P.O. 12.1 de los SEIE.

Comunidades y Ciudades Autónomas

- Generación futura prevista asociada a planes urbanísticos de elevada incidencia.
- Demanda futura prevista asociada a planes urbanísticos de elevada incidencia.
- Red de transporte y redes de distribución: reserva espacial orientada a nuevos futuros corredores.

6. PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE

Consecuente con la normativa establecida, el proceso de planificación de la red de transporte, se divide en tres etapas en función del horizonte de planificación considerado, interrelacionadas entre sí:

1. Planificación a medio plazo caracterizada por:

- Horizonte de medio plazo: 10 años.
- Incertidumbre alta.
- Se analiza la red de transporte 220, 132 y 66 kV.
- Propuesta del plan de desarrollo de la red de transporte, a comunicar de forma oficial al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a las respectivas Consejerías de Industria.

2. Planificación a corto plazo caracterizada por:

- Horizonte de corto plazo: 5 años.
- Incertidumbre media.
- Se analiza la red de transporte y se definen las actuaciones a nivel zonal y local.
- Propuesta de programa anual y revisión parcial del plan de desarrollo de la red de transporte, a comunicar de forma oficial al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a las respectivas Consejerías de Industria.
- Estudios de viabilidad de acceso.

En cada etapa del proceso de planificación se obtiene como resultado la definición de los planes de desarrollo de la red de transporte.

7. COORDINACIÓN DE LOS PLANES DE DESARROLLO DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

A continuación se establecen los mecanismos de coordinación de los planes de desarrollo de la red de transporte y distribución en el ámbito de los SEIE.

a. Relación entre las redes de transporte y de distribución

La responsabilidad en la elaboración de las propuestas del desarrollo y ampliación de la red de transporte corresponde al Operador del Sistema, que la ejercerá aplicando los criterios de desarrollo con transparencia, objetividad y no discriminación.

i. Complementariedad del transporte y la distribución

Las instalaciones que constituyen la red de transporte y las redes de distribución tienen carácter complementario ya que tendrán la consideración de redes de distribución todas aquellas instalaciones eléctricas situadas entre la generación y los consumidores, de tensión inferior a 66 kV, salvo aquellas que se consideren integradas en la red de transporte.

No formarán parte de la red de transporte ni de las redes de distribución los transformadores de las centrales de generación, las instalaciones de conexión de dichas centrales a las redes, incluidas las líneas de evacuación de la generación, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

ii. Zonas eléctricas de distribución

Las zonas eléctricas de distribución son el conjunto de instalaciones de distribución pertenecientes a una misma empresa y cuyo objeto último es permitir el suministro de energía eléctrica a los consumidores en las adecuadas condiciones de calidad y seguridad.

iii. Gestores de las redes de distribución

A los efectos de este procedimiento, el gestor de la red de distribución de una zona será el responsable de definir sus necesidades de suministro actuales y futuras, coordinando a los distribuidores de dicha zona. Asimismo, sobre la base de un plan de desarrollo unitario para la red de distribución de la zona, propondrá al Operador del sistema el apoyo necesario desde la red de transporte.

Inicialmente, en cada una de las zonas eléctricas de distribución será la empresa distribuidora propietaria de la misma, sin perjuicio de que puedan alcanzarse acuerdos entre empresas distribuidoras para la designación de un único gestor de distribución para varias zonas eléctricas de distribución.

b. Coordinación entre la red de transporte y las redes de distribución

La coordinación de los planes de desarrollo de la red de transporte y las redes de distribución, bajo competencia de los gestores respectivos, es básica para asegurar el suministro de energía eléctrica a los consumidores existentes y futuros de la citada área en las adecuadas condiciones de calidad y seguridad. Asimismo, permitirá conseguir la máxima eficiencia desde el punto de vista económico y el medioambiental, evitando en lo posible redundancias innecesarias tanto en la propia red de distribución como en sus apoyos desde la red de transporte.

Los aspectos fundamentales a considerar son:

- a) Integridad del mallado de la red de transporte y apoyos complementarios desde la red de distribución.
- b) Evitar transformaciones directas desde el transporte a tensiones menores de 15 kV.
- c) Elemento de compensación de potencia reactiva y su sistema de control.
- d) Previsión de la demanda.

El proceso de coordinación tiene por objeto aportar, cuando proceda, desde la red de transporte soluciones a los problemas detectados en la red de distribución e identificar y tomar en consideración las repercusiones mutuas de las ampliaciones previstas en ambas redes.

La información de la red de distribución necesaria para realizar los estudios orientados a llevar a cabo la coordinación transporte/distribución será suministrada al Operador del Sistema por los gestores de las redes de distribución de cada zona eléctrica en los tres meses siguientes a la aprobación de este procedimiento y actualizada con periodicidad anual o cuando se confirme la acometida a esa red de consumos de importancia. El alcance de esta información será el indicado en el anexo I, siendo competencia del Operador del Sistema establecer el correspondiente formato.

A tal fin, en cada Comunidad o Ciudad Autónoma, se constituirá un Grupo de Seguimiento de la Planificación de la red de transporte de los SEIE (en adelante GSPRdTSEIE) para el desarrollo de las fronteras entre la red de transporte y las redes de distribución, que tendrá en cuenta los temas comunes indicados en el apartado 7.1.

Se celebrarán reuniones de este grupo de trabajo, al menos una vez cada seis meses. Adicionalmente, a petición de las partes, podrán mantenerse cuantas reuniones sean necesarias para la coordinación del desarrollo de la red de transporte y las redes de distribución.

El GSPRdTSEIE estará presidido por un representante del Operador del Sistema. Serán miembros, además del Operador del Sistema, todas las empresas transportistas, las distribuidoras con más del 10% de la demanda de la Comunidad o Ciudad Autónoma correspondiente y un representante del resto de las empresas distribuidoras, así como la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y el Gobierno autónomo correspondiente.

El GSPRdTSEIE regulará los intercambios de información entre el Operador del Sistema, las empresas transportistas y los gestores de las redes de distribución. A tal efecto se podrán articular la formalización de un Acuerdo de Confidencialidad entre los agentes, si se considera oportuno.

c. Desarrollo de la Red de Transporte y las Redes de Distribución con Influencia Mutua

Las ampliaciones con influencia mutua en las redes de transporte y distribución serán objeto de análisis en cada caso concreto por el Operador del Sistema y el/los gestor/es de la/s red/es de distribución, con carácter particular o general en función del caso, teniendo en cuenta los siguientes objetivos:

- a) Solución de desarrollo en transporte o distribución de mayor eficiencia global para el sistema en su conjunto:
 - i. Menor coste conjunto
 - ii. Mejores prestaciones
- b) Reparto eficiente de las capacidades máximas de evacuación entre el transporte y la distribución en una misma zona de influencia.
- c) Determinación de la ubicación y dimensionamiento óptimos de la compensación de reactiva en una misma zona de influencia
- d) Análisis y propuesta de consideración de instalaciones con tensiones inferiores a 66 kV que tengan funciones de transporte.
- e) Utilización compartida por el transporte y la distribución de galerías subterráneas.
- f) Análisis y propuestas al Operador del Sistema de ampliaciones de la red cuando la determinación de la tensión sea dudosa.

El desarrollo de las redes de distribución, en los aspectos con influencia en el desarrollo de la red de transporte, se guiará por lo establecido en el apartado 7.4 de este procedimiento.

Cuando en el horizonte de estudio se detecten problemas en las redes de distribución no resolubles con ampliaciones de dichas redes o, en su caso, cuya solución mediante refuerzos de distribución resultara más costosa que mediante refuerzos de transporte, el gestor de la red de distribución correspondiente elaborará un informe técnico y económico justificando la propuesta de ampliar la red de transporte incluyendo un análisis comparativo con la mejor alternativa de desarrollo de la red de distribución.

Dichos informes serán remitidos al Operador del Sistema en los períodos de aportación de información establecidos para la planificación de la Red de Transporte, en particular en lo referido a refuerzos estructurales de la red.

El Operador del Sistema analizará la propuesta teniendo en cuenta que la solución debe significar el menor coste global para el sistema. Una vez compruebe que es la solución óptima incorporará los refuerzos necesarios de transporte al plan de desarrollo de la red de transporte. En otro caso, exigirá una solución alternativa de menor coste para el desarrollo de la red de distribución o, en su caso, para el desarrollo conjunto de la red de transporte y de distribución.

d. Criterios de desarrollo de las Redes de Distribución relacionadas con la coordinación con la Red de Transporte

Los criterios de desarrollo de las redes de distribución atenderán a la regulación establecida con el objeto de garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Además de los procedimientos establecidos para el desarrollo de las redes de distribución, con carácter general, las redes de distribución deberán cumplir con los siguientes criterios técnicos relacionados con su coordinación con la red de transporte,

Las redes de distribución conectadas con la red de transporte deberán soportar, garantizando la seguridad y calidad del suministro eléctrico, las contingencias de generación y transporte recogidas en el apartado 3.1.1. del presente procedimiento.

Asimismo, las redes de distribución conectadas con la red de transporte deberán soportar el fallo simple (N-1) de cualquier elemento de la red de transporte estando en mantenimiento o descargo cualquier otro elemento de la red de transporte, garantizando la seguridad y calidad del suministro eléctrico al menos para un 60% de la demanda punta prevista en el horizonte analizado, aunque para ello sea necesario acudir a redespachos de generación o cambios topológicos de la red de distribución. Estas medidas deben adoptarse antes del inicio del descargo si su ejecución no es inmediata. El periodo para el que debe preverse la viabilidad de las medidas es de cuatro semanas al año, el cual podría desagregarse en dos periodos estacionales en situaciones de demanda no extrema.

Para evaluar la situación de riesgo de colapso de tensión prevista en los criterios de seguridad, se garantizará que no haya riesgo de colapso de tensión frente a incrementos de demanda adicionales del 15% en la zona de estudio (en situación de contingencia) respecto del caso base estudiado.

Las nuevas instalaciones de la frontera transporte/distribución estarán equipadas y diseñadas con los sistemas de protección necesarios para cumplir con lo establecido en el P.O. 11.1 de los SEIE.

La configuración de las subestaciones frontera transporte/distribución atenderá a los diseños establecidos en el presente P.O. para las subestaciones pertenecientes a la red de transporte.

Los criterios económicos para comparar las alternativas de refuerzo en transporte y distribución se basan en la minimización de la siguiente función objetivo:

$$\text{Costes de instalaciones} + \text{Costes de operación}$$

Adicionalmente, se tendrán en cuenta las prestaciones técnicas de las soluciones y la necesidad de ser integradas en las directrices estratégicas de planes de medio y largo

plazo, así como la consideración de los condicionantes de viabilidad procurando el mínimo impacto global de la solución.

Este estudio comparativo se realizará sobre la base de la información aportada por el gestor de la red de distribución, que documentará que las necesidades de apoyo de la red de transporte a la de distribución que se proponen se han concluido necesarias, y que no se consideran posibles o adecuadas alternativas basadas en desarrollo de la red de distribución. A este respecto, se aportará la siguiente documentación:

- Justificación técnica de necesidad de la solución propuesta, que ponga de manifiesto la limitación de la red de distribución de la zona, y la incapacidad de satisfacer las nuevas demandas previstas, con la red existente o con opciones alternativas basadas en el refuerzo de dicha red de distribución.
- Justificación económica, mediante análisis que refleje la preferencia de opciones propuestas sobre opciones alternativas basadas en el refuerzo de la red de distribución.
- Exposición de eventuales argumentos complementarios asociados a aspectos de viabilidad.
- Otras consideraciones que se estimen oportunas.

e. Solicitudes de acceso e informes de viabilidad

El gestor de la red de distribución deberá aportar su mejor previsión de los desarrollos de distribución en la zona afectada, o las medidas compensatorias para el aseguramiento de la calidad de servicio, en particular, para conexión a la red de transporte en nudos no mallados, en situaciones de mantenimiento de elementos pertenecientes a la red de transporte, medidas que garanticen el cumplimiento de los criterios de apoyo mínimo establecidos en el apartado anterior. En función de esta información, el Operador del Sistema informará al solicitante de las posibles restricciones temporales o singularidades del punto de conexión, incorporando las posibles restricciones temporales o singularidades del punto de conexión, incorporando en su caso a la planificación de la red de transporte los desarrollos futuros que sean precisos, en general acometidos en 66 kV, que presentan las dificultades anteriormente expuestas.

Serán de aplicación los siguientes criterios generales de actuación:

- a) Las solicitudes de acceso, asociadas al apoyo de la red de transporte a la red de distribución, se deberán integrar en el proceso conjunto de planificación transporte/distribución y se responderán por parte del Operador del Sistema (integrando cuando proceda el informe complementario elaborado por el gestor de la red de distribución).
- b) Las solicitudes de demanda puntual y de apoyos de la red de transporte a la red de distribución tendrán un alcance no superior al último horizonte de planificación de corto plazo (4 ó 5 años). Las solicitudes que superen dicho horizonte se responderán por parte del Operador del Sistema inicialmente con carácter indicativo, y serán revisadas cuando se lleve a cabo la planificación con el correspondiente horizonte temporal.
- c) Las solicitudes de acceso que no cumplan los criterios de planificación de la red de transporte establecidos en el presente procedimiento deberán venir acompañadas de la información que proceda indicada en los puntos anteriores, incluyendo la justificación de los incumplimientos.

ANEXO I DEL P.O.13: DATOS A SUMINISTRAR POR LOS GESTORES DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los datos que deben suministrar los Gestores de las Redes de Distribución al Operador del Sistema son los que se relacionan a continuación:

Zonas de influencia de cada nudo de la red de transporte en el territorio gestionado por cada gestor de la red de distribución, indicando posibles solapes entre redes de distribución.

Los planes de desarrollo de las redes de distribución en un horizonte de 5 años.

Demanda: Evolución de los últimos cuatro años y previsiones de crecimiento en punta y valle, situaciones de verano e invierno, de cada una de las zonas con detalle de las partes solapadas por varias zonas. Aparición de nuevas zonas ligadas a nuevos nudos de la red de transporte.

Caracterización del consumo de cada zona con curvas tipo de demanda (residencias, oficina, industria, ...) y especificación del consumo de reactiva. Indicar existencia de consumos especiales: hornos de arco, autoproductores, laminación, etc.

Instalaciones singulares: grandes consumidores, generadores en régimen especial, generadores en régimen ordinario con conexión en las redes de distribución, etc.

Características técnicas de las redes de distribución (urbana, rural, vacacional, ...), niveles de tensión, parte aérea y parte subterránea. Redes de distribución modeladas en formato PSS/E, cuando tengan importancia en los análisis, junto con los equivalentes de dicha red y de las redes de tensiones inferiores. Mapas de estas redes.

Características de explotación de las redes de distribución (nivel de ocupación de las líneas de distribución, grado de mallado, posibles apoyos de otras redes de distribución, ...).

Esquemas unifilares de las instalaciones de distribución pertenecientes a la frontera transporte/distribución.

Cualquier otra información de topología, características de los equipos de generación embebida y red de distribución, etc, que necesite el Operador del Sistema en cumplimiento de sus funciones.

Estudios zonales que permitan establecer los niveles de tensión de distribución de referencia en dicha zona y definir las necesidades de apoyo desde la red de transporte con un horizonte mínimo de 10 años. Ello constituirá una propuesta a ser evaluada por el Operador del Sistema, y permitirá establecer, de manera coordinada, las relaciones de transformación transporte/distribución.

P.O. 15: SINGULARIDADES EN LA APLICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN A SISTEMAS DE TAMAÑO REDUCIDO

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es regular la aplicación de los procedimientos de operación generales de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) a los sistemas eléctricos que por las singularidades debidas a su reducido tamaño precisen de un tratamiento diferenciado.

2. ALCANCE

El presente procedimiento será de aplicación a los siguientes sistemas eléctricos:

- Ceuta
- Melilla
- La Palma
- La Gomera
- El Hierro

Lo establecido en los procedimientos de operación generales de los SEIE es aplicable a los sistemas eléctricos citados, salvo en las singularidades que se recogen en este procedimiento.

El Operador del Sistema mantendrá en todo momento actualizado un listado con los diferentes sistemas de los SEIE para los cuales será de aplicación este procedimiento.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este Procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- El operador del sistema.
- Empresas propietarias u operadoras de instalaciones pertenecientes a la red de distribución.
- Empresas propietarias u operadoras de instalaciones pertenecientes a la red de transporte.
- Empresas propietarias u operadoras de grupos generadores, tanto en régimen ordinario como especial.
- Gestores de las redes de distribución.
- Comercializadores.
- Consumidores que adquieren su energía en el despacho económico de generación.

4. CONDICIONES DE ENTREGA DE LA ENERGIA EN LOS PUNTOS FRONTERA

En estado normal de funcionamiento del sistema los niveles de tensión en los puntos frontera de generación – distribución (salidas de central) no podrán superar en más de un 6% ni ser inferiores en más de un 5% a la tensión nominal del punto frontera.

En los sistemas que tienen conexión directa entre la generación y la distribución, considerando que la influencia que la red de distribución puede tener en el mantenimiento de los niveles de tensión en barras de generación es necesario que los distribuidores mantengan en todo momento un \cos inductivo 0,95 y un \cos > _capacitivo $\geq 0,98$

5. PREVISION DE LA DEMANDA

La regulación del envío diario de previsiones de demanda establecida en el P.O. 2.2 no aplica a los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de los sistemas eléctricos que forman parte del ámbito de aplicación del presente procedimiento.

Los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados facilitarán semanalmente al Operador del Sistema los datos de previsión de demanda y de producción del régimen especial de acuerdo con el P.O. 2.2, aunque éstos últimos sin desglose por tipo de generación.

El Operador del Sistema realizará y publicará una previsión semanal de la demanda, que estará vigente mientras no se produzca una publicación posterior referida al mismo periodo de programación. Opcionalmente el Operador del Sistema podrá realizar una previsión diaria de la demanda, publicando una nueva previsión válida para cada día. En caso de producirse diferencias significativas entre la demanda prevista y la real, el Operador del Sistema realizará y publicará en tiempo real tantas previsiones como sean necesarias, válidas para cada día.

El Operador del Sistema elaborará y publicará, si fuera necesario, una instrucción de operación en la que se detallará el procedimiento de publicación de las previsiones diarias de demanda señaladas en el párrafo anterior.

6. PROGRAMACIÓN DE LA COBERTURA

El Operador del Sistema realizará y publicará una programación semanal de la cobertura, basada en su previsión de la demanda y contemplando todos los apartados citados en el procedimiento de operación P.O.2.2.

Habida cuenta de la escasa flexibilidad para cubrir la demanda en los SEIE de tamaño reducido, queda a criterio del Operador del Sistema el realizar y publicar una programación diaria de la cobertura, válida hasta el final del periodo de programación semanal. En todo caso, de producirse diferencias significativas entre el programa previsto y la realidad (indisponibilidades de grupos, variaciones no previstas de demanda, etc.), el Operador del Sistema realizará y publicará en tiempo real una nueva programación de los grupos para cada día.

7. GENERADORES EN RÉGIMEN ESPECIAL

Los generadores en régimen especial facilitarán semanalmente al Operador del Sistema sus previsiones de autoconsumo y excedentes de generación, en la misma forma y plazo establecidos en el P.O. 2.2 para el envío semanal de las previsiones de demanda de los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados

Esta previsión de autoconsumo se añadirá a la previsión de demanda a tarifa que facilitan los distribuidores y comercializadores, permitiendo un control de la demanda completa del sistema, que es la que deberá satisfacer la generación ordinaria en caso de indisponibilidad de los generadores de régimen especial.

8. PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN EN TIEMPO REAL

En caso de que se produjesen en tiempo real desequilibrios entre generación y demanda que requiriesen una actuación inmediata en la que no fuese posible la intervención del Operador del Sistema, serán resueltos por los agentes generadores que participan en el despacho, de acuerdo con lo establecido en la correspondiente instrucción de operación

El Operador del Sistema elaborará, con la colaboración de los agentes generadores que participan en el despacho, y publicará la instrucción de operación en la que se detallará las acciones y autorizaciones a los agentes.

En cualquier caso, las acciones tomadas, sus efectos y el grado de cumplimiento por parte de los agentes afectados serán comunicadas y justificadas a la mayor brevedad al Operador del Sistema.

9. CRITERIOS DE OPERACIÓN

Debido a las singulares características de los sistemas objeto del presente procedimiento aludidas en el epígrafe 1, resulta especialmente crítico no demorar la toma de decisiones en caso de tener que hacer frente a situaciones de alerta o emergencia de la red.

Las actuaciones a poner en práctica en estos casos quedarán recogidas en una instrucción de operación que el Operador del Sistema elaborará y publicará, con la colaboración de los agentes (generadores y distribuidores) afectados.

En cualquier caso, las acciones tomadas, sus efectos y el grado de cumplimiento por parte de los agentes afectados serán comunicadas y justificadas a la mayor brevedad al Operador del Sistema.

10. ASIGNACIÓN DE LA RESERVA DE REGULACIÓN

La asignación de las reservas de regulación por periodos de programación horaria para cada sistema en los SEIE se establecerá conforme a los procedimientos P.O.1, P.O.7.1, P.O.7.2 y P.O.7.3. No obstante, y dado que pueden existir condicionantes técnicos que imposibiliten el cumplimiento de las asignaciones indicadas en dicho procedimiento, el Operador del Sistema podrá modificar los valores establecidos para lo que elaborará y publicará la instrucción de operación correspondiente

