



Comisión

Nacional

de Energía

PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN BÁSICO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

POD 9: CRITERIOS DE FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

23 de julio de 2009

POD 9: CRITERIOS DE FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

1. OBJETO

El presente Procedimiento de Operación Básico de las Redes de Distribución (POD) desarrolla las condiciones técnicas y los criterios de funcionamiento de la red de distribución a utilizar por el gestor de la red de distribución (GRD) en el ámbito del conjunto de sus instalaciones de distribución, con el fin de cumplir los requisitos de calidad y continuidad exigidos en la normativa vigente.

En este POD se determinan por tanto:

- Los elementos constitutivos de la red de distribución.
- Los criterios de seguridad que deben aplicarse en la operación de la red de distribución, de manera que se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida a los usuarios conectados a la red de distribución.
- Los criterios para determinar los niveles admisibles de carga en las líneas y transformadores de la red de distribución y los márgenes admisibles de las tensiones de operación de los nudos de la red de distribución según los distintos estados de funcionamiento del sistema.
- Los criterios a utilizar para imponer restricciones a la generación que vierte su energía en la red de distribución, a los efectos de aplicar lo indicado en el apartado 3.4.1.1.5.5 sobre Tratamiento de la resolución de restricciones técnicas en la red de distribución del Procedimiento de Operación del Sistema P.O. 3.2 “Resolución de restricciones técnicas”.
- La gestión y observabilidad de las redes externas (transporte y radiales propiedad de clientes/generadores) a la red de distribución, que influyen en la gestión a realizar por el GRD.

En este POD se presentan criterios generales que podrán ser ampliados con mayor detalle en la normativa específica que se desarrolle y/o en otros POD.

Para todos los aspectos no incluidos en este POD se deberá acudir a dicha normativa vigente.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este POD debe ser aplicado por el GRD tanto en la programación y operación en tiempo real de la red de distribución, como en los estudios de planificación y desarrollo de la red de distribución. Afecta a todas las instalaciones de la red de distribución gestionada por el GRD.

Es de aplicación por tanto a los siguientes agentes:

- El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte (OS y GRT).
- Los comercializadores.
- Empresas distribuidoras y consumidores conectados a la red de distribución.
- Los productores conectados a la red de distribución.
- Las Administraciones competentes.

3. PARÁMETROS BÁSICOS DE OPERACIÓN

Los parámetros básicos de operación que permiten supervisar el estado general de la red de distribución son:

- La frecuencia
- Las tensiones en los nudos de la red
- Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red: líneas, transformadores, aparamenta y otros equipos.

3.1 FRECUENCIA

El suministro se establece en corriente alterna a la frecuencia de 50 Hz. Este parámetro de control es responsabilidad del OS y GRT y está sujeto, para la

península, a las consignas emitidas por la UCTE. Los Procedimientos de Operación del Sistema regulan estos aspectos.

3.2 TENSIONES

3.2.1 TENSIONES NORMALIZADAS

Son tensiones normalizadas objetivo para las redes de distribución las definidas por cada GRD en su ámbito de influencia, y aprobadas por la Administración competente. Las tensiones de referencia (nominales y de uso preferente) son las siguientes:

- Baja tensión (BT): 400V
- Media tensión (MT): 12 kV - 15 kV - 20 kV - 25 kV- 30 kV
- Alta tensión (AT): 45 kV, 50 kV, 55 kV, 66 kV, 110 kV, 132 kV¹

Sin perjuicio de lo anterior, existen en algunas zonas de las redes de distribución otras tensiones nominales distintas a las de referencia para las que se admite su utilización:

- Baja tensión: 230V
- Media tensión: 33 kV, 28 kV, 17kV, 13.2 kV, 11 kV, 10kV, 6 kV, 3 kV.

En el caso de redes con tensiones nominales que no son de referencia o en las que esté previsto el cambio a otro nivel de tensión, los desarrollos se efectuarán preferentemente de forma que sean compatibles con la topología y la tensión normalizada de referencia, de acuerdo con los criterios de diseño de instalaciones del GRD.

3.2.2 NIVELES DE TENSIÓN

Las tensiones en los diferentes puntos de la red de distribución indican su grado de adecuación para suministrar la carga demandada y resultan de especial importancia para el adecuado funcionamiento de los equipamientos de los consumidores que se conectan a cada nivel de tensión. Los puntos más críticos,

¹ En los SEIE las tensiones de 66 y 132 kV se consideran de transporte, así como los enlaces submarinos entre islas.

y que por tanto requieren un mayor grado de análisis, ya sea éste directo o indirecto, son:

- Las barras de MT de las subestaciones AT/MT o MT/MT
- Los puntos de conexión de generadores
- Los extremos de línea más alejados de las subestaciones (colas de red)
- Las cajas generales de protección (CGP) de los consumidores

3.3 NIVELES DE CARGA

Los niveles de carga de los diferentes elementos de la red de distribución indican su grado de utilización y el margen de operación respecto a los valores nominales y/o sus especificaciones de diseño. Las instalaciones más críticas que exigen un mayor grado de monitorización son los transformadores y las líneas.

Los niveles de carga de los elementos de la red de distribución se miden en porcentaje respecto a:

- La potencia nominal de los transformadores.
- El límite térmico estacional de las líneas aéreas y subterráneas.
- La capacidad nominal de la aparamenta y otros equipos que formen parte de la red de distribución.

El nivel de carga de un elemento que forma parte de una instalación así definido no podrá ser considerado aisladamente en la determinación de la capacidad de dicha instalación.

4. OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

4.1 DEFINICIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Tendrán la consideración de redes de distribución todas aquellas instalaciones eléctricas de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 5 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o norma que lo sustituya, se consideren integradas en la red de transporte.

Por tanto la red de distribución está constituida por los siguientes elementos:

- Transformadores con tensión de primario a 400 kV y secundario inferior a 220 kV.
- Transformadores con tensión de primario igual o inferior a 220 kV.
- Líneas aéreas de tensión inferior a 220 kV.
- Líneas subterráneas de tensión inferior a 220 kV.
- Subestaciones y centros de transformación a tensión inferior a 220 kV.
- Equipos de compensación de potencia reactiva (baterías de condensadores y reactancias) conectadas a las redes de distribución.
- Todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, de destino exclusivo para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de las redes de distribución antes definidas, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

Debe tenerse en consideración que en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) forman parte de la red de transporte las instalaciones cuya tensión nominal es igual o mayor de 66 kV. En consecuencia la tensión de 66 kV representa la referencia de definición en los SEIE y es equivalente a la de 220 kV del Sistema Eléctrico Peninsular.

4.2 ESTADOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Se pueden distinguir los siguientes estados de funcionamiento de una zona de la red de distribución²:

- **Estado normal:** Situación en la que los parámetros que caracterizan el estado del sistema (frecuencia, tensión y niveles de carga) se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal y se cumplen los criterios de fiabilidad ante contingencias.

² Consistentes con lo establecida en el POD 11 "Planes de emergencia".

- **Estado de alerta:** Situación correspondiente al caso en que, aún siendo adecuados los valores de los parámetros del sistema, no se cumplen los criterios de fiabilidad frente a contingencias. En general, este estado se asocia a la situación de la red una vez que se ha producido una contingencia o cuando por razones meteorológicas o de falta de capacidad sobrevenida en la red, son previsibles situaciones de emergencia.
- **Estado de emergencia:** Situación en la que uno o más parámetros del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal por la ocurrencia de contingencias en la red. Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción relevante del suministro eléctrico.
- **Estado de reposición:** Situación caracterizada por la pérdida de suministro de un circuito de MT (cero local), en una zona eléctrica (cero zonal) o en el ámbito de actuación de un GRD (cero territorial), en el que principal objetivo es la recuperación ordenada y segura del servicio en el menor tiempo posible.

Ante situaciones de mayor alcance por defectos acontecidos en la red de transporte o por situaciones de desequilibrios entre la demanda y la generación se actuará de acuerdo con los Procedimientos de Operación del Sistema, y en especial con los P.O. 6.1 “Medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda ante situaciones de alerta y emergencia “, P.O. 1.6 “Planes de seguridad” y P.O. 8.2 “Operación del sistema de producción y transporte”, y sus equivalentes en los SEIE.

Frente a incidentes cuyo origen es la red de transporte, una vez se dispone de conexión en los puntos frontera transporte-distribución, el GRD, coordinado por el OS y GRT, procederá a las maniobras secuenciales que de forma segura, respetando los parámetros de control de la red de distribución, reponiendo paulatinamente el suministro. Se iniciará con los equipos de la red de AT de distribución, a continuación con los transformadores de enlace entre distintas tensiones de AT de distribución y el resto de equipos hasta la reposición total del suministro a los clientes.

4.3 EXPLOTACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La explotación de la red de distribución deberá realizarse de modo que se cumpla con los criterios de calidad de suministro (continuidad de suministro individual y zonal y calidad de onda) establecida en la normativa vigente. En la operación de dicha red de distribución deben distinguirse dos prácticas ampliamente establecidas:

- Operación mallada: Red de distribución de AT.
- Operación radial: Red de distribución de MT y BT.

4.3.1 RED DE DISTRIBUCIÓN DE ALTA TENSIÓN

La operación habitual de estas redes se realiza de forma mallada. Las mallas tienen un ámbito geográfico y eléctrico definido de forma que el fallo simple (N-1) de uno de sus equipos no lleve al sistema al estado de alerta o emergencia. El Centro de Control del GRD coordina y ordena las maniobras, realizándose por telemando y/o operación local.

Excepcionalmente se podrán operar de forma radial mediante apoyos por telemando.

Las mallas vecinas pueden apoyarse mutuamente mediante maniobras controladas desde los Centros de Control. Estas maniobras las realiza el GRD de forma coordinada con el OS y GRT, siempre que el OS y GRT lo requiera y las maniobras tengan influencia en la red de transporte.

4.3.2 RED DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

La operación habitual de estas redes se realiza de forma radial. En los circuitos principales de MT existen apoyos desde otras redes permitiendo, ante incidentes, la recuperación progresiva del mercado. Las maniobras, telemandadas y de operación local, para la localización y aislamiento de las posibles averías permiten, previo paso por cero de tensión, recuperar el servicio a los clientes. Las maniobras son dirigidas desde el Centro de Control del GRD.

4.4 GESTIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

4.4.1 NIVELES DE CARGA EN LA RED

El GRD operará la red de distribución de modo que se produzca un suministro fiable a los consumidores y generadores conectados a dicha red, de acuerdo con las condiciones fijadas en este POD. Para ello tomará las acciones y realizará las maniobras que considere oportunas, tanto en la red de AT como de MT de modo que:

- La red se encuentre en el estado más seguro posible, tomando en consideración la situación en que ésta se encuentre en cada momento.
- Se garantice la seguridad de las personas y equipamientos.
- Se reduzcan las pérdidas.

Los criterios de seguridad primarán siempre frente al de reducción de pérdidas.

4.4.2 CONTROL DE TENSIÓN

Las instalaciones del GRD estarán equipadas con mecanismos que permitan la operación del sistema y la regulación de tensión de modo que todo punto del sistema tenga tensiones dentro de los márgenes establecidos por la reglamentación vigente.

El Centro de Control del GRD gestionará los elementos de control de tensión disponibles en el ámbito de su zona, tales como baterías de condensadores y tomas de los transformadores, pudiendo en caso necesario, emitir consignas al OS y GRT para que éste las traslade a los generadores, tanto de régimen especial como ordinario, con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva, todo ello sin perjuicio de la normativa retributiva que, para tales generadores, sea de aplicación.

Con carácter general, en la operación de la red de distribución se tendrán en cuenta las restricciones de tensión impuestas por los márgenes de diseño de las instalaciones, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas.

El GRD deberá participar como proveedor en el servicio complementario de control de tensión de la red de transporte, de acuerdo con los procedimientos de

operación establecidos al efecto. En particular, las tensiones de los nudos frontera con la red de transporte se adecuarán a los Procedimientos de Operación del Sistema P.O. 1.1 “Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico” y P.O. 1.3 “Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema”, y sus equivalentes en los SEIE.

Las maniobras de control de tensión realizadas en el ámbito de distribución o transporte que tengan influencia sobre los flujos de reactiva y tensiones en el otro extremo, deberán realizarse de forma coordinada.

4.4.3 GENERACIÓN CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

En los casos en que el GRD determine, utilizando la demanda prevista, los valores de generación previstos en el PBDF³ y las previsiones respecto de otra generación distribuida que pueda estar conectada a sus redes y no participe directamente en el mercado, que dicho escenario de generación provoca sobrecargas en su red o puede afectar negativamente la seguridad de su sistema, lo comunicará al OS y GRT, siguiendo el procedimiento establecido en el apartado 3.4.1.1.5.5. del P.O. 3.2 “Resolución de restricciones técnicas”, a fin de que éste solviente dicha situación, siguiendo lo establecido en el citado P.O. A este respecto, se considerará que existe una afectación negativa en la seguridad del sistema de distribución, si los estudios de red determinan que en uno o varios períodos de programación no es posible una operación de la red en Estado Normal, y este estado podría alcanzarse si existiese una modificación de la generación en uno o varios nudos.

Si durante la operación en tiempo real se presentasen sobrecargas en la red de distribución o situaciones en que la seguridad del sistema de distribución se viese negativamente afectada, debidas a un exceso de la generación conectada en dichas redes, el GRD podrá emitir al OS y GRT consignas de reducción de la producción o desconexión a los generadores implicados, que a su vez tramitará a través de los Centros de Control adscritos al él, a fin de llevar los parámetros

³ Programa Base Diario Definitivo

básicos de operación de sus redes de distribución a los valores normales de funcionamiento definidos en este POD. En la aplicación de estas medidas se tendrán en consideración las prioridades establecidas en los apartados 2 y 3 del Anexo XI del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, o norma que lo sustituya. Dichas consignas deberán estar suficientemente justificadas y comunicadas a posteriori a las Administraciones competentes.

5. MÁRGENES DE VARIACIÓN ADMISIBLES DE LOS PARÁMETROS DE CONTROL EN LA OPERACIÓN

5.1 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA EN ESTADO NORMAL

Los parámetros de la red se mantendrán según los límites siguientes:

5.1.1 TENSIÓN

Las tensiones de los nudos de la red de distribución, en todos sus niveles, cumplirán con los límites y requerimientos de calidad establecidos en la normativa vigente, aceptándose por tanto variaciones de tensión de +/- 7% de la tensión nominal declarada por el distribuidor a los clientes, en cada nivel de tensión. En el caso de suministro a distribuidores que reciben la energía en el primer nivel de tensión (1-36 kV) las variaciones de tensión admisibles serán de +/- 5,6%⁴.

Las tensiones en la red de distribución de AT, podrán sufrir variaciones mayores respetando la capacidad de regulación de las transformaciones de enlace con las transformaciones inferiores cumpliendo los criterios fijados de alimentación a los clientes.

5.1.2 NIVELES DE CARGA

Los niveles de carga de los elementos de la red de distribución no superarán su capacidad nominal.

⁴ Estos valores podrán ser modificados en función de nuevos requerimientos normativos.

5.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA EN ESTADO DE ALERTA

5.2.1 TENSIÓN Y NIVELES DE CARGA

Por regla general, los parámetros de la red se mantendrán según los límites especificados para el Estado Normal de funcionamiento. Se admiten sin embargo en este estado de alerta sobrecargas transitorias, durante un tiempo no superior a veinte minutos, en algunos elementos de la red de distribución, según se indica en la siguiente tabla:

Cargas transitorias máximas admisibles (%)

Nivel de Tensión	Línea aérea	Línea subterránea	Trafo AT/MT (*)
Alta Tensión	120 ^(**)	100	120 ^(**)
Media Tensión	120	100	---

(*) Excepto el 220/xxx donde aplica el P.O. 13.1, y su equivalente en los SEIE.

(**) Excepcionalmente pueden reducirse estos valores en función de características particulares de cada instalación.

5.2.2 ACTUACIONES DEL GRD

En previsión de que un fallo simple (N-1) en la red de distribución provoque pérdida de mercado en una zona, el GRD realizará adicionalmente las siguientes actuaciones:

- Realizar las maniobras previas necesarias para minimizar la repercusión del posible incidente tanto en magnitud como en tiempo.
- En el caso de que la situación de alerta sea prolongada, el GRD lo pondrá en conocimiento de las Administraciones competentes, indicando las condiciones de explotación especiales, los riesgos previstos y las soluciones previstas.

5.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA EN ESTADO DE EMERGENCIA

5.3.1 TENSIÓN

Las tensiones de los nudos de la red de distribución, en todos sus niveles, cumplirán con los límites y requerimientos de calidad establecidos en la normativa vigente, aceptándose no obstante en este estado de emergencia variaciones transitorias de +7% y -10% de la tensión nominal declarada por el distribuidor a los clientes, en cada nivel de tensión.

5.3.2 NIVELES DE CARGA

Las instalaciones de la red de distribución podrán funcionar con carácter transitorio, durante no más de veinte minutos, a mayor potencia que la nominal con las siguientes limitaciones:

- **Líneas aéreas.** No se producirán sobrecargas permanentes en las líneas aéreas respecto al límite térmico estacional de cualquiera de sus segmentos.
 - En circuitos AT, podrán producirse sobrecargas transitorias de hasta un máximo del 120%.
 - En los circuitos MT se admiten sobrecargas transitorias del 120%.
 - En los circuitos BT no se producirán sobrecargas.
- **Líneas subterráneas.** No se producirán sobrecargas en los cables, en cualquier nivel de tensión, respecto al límite térmico de cualquiera de sus segmentos.
- **Transformadores de potencia.** No se producirán sobrecargas permanentes. Podrán funcionar de forma transitoria a mayor potencia que la nominal de acuerdo con las condiciones ambientales y las características constructivas y de refrigeración, que dependerán de cada zona geográfica, tipo de máquina y estacionalidad, con el límite máximo del 120%. En determinadas zonas geográficas donde las condiciones climáticas de verano son más extremas, el GRD podrá establecer unos límites más exigentes, inferiores al 120%.

En cualquier caso, el GRD, a su criterio, podrá permitir sobrecargas superiores a las anteriormente indicadas, por cortos períodos de tiempo (los necesarios para

tomar acciones correctivas), siempre y cuando estas acciones no pongan en riesgo dichas instalaciones ni se corra el riesgo de disparos incontrolados o desconexiones en cascada.

5.4 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA EN ESTADO DE REPOSICIÓN

La reposición del servicio la realizará el GRD atendiendo a la seguridad de las personas y los equipos, con la máxima rapidez y procurando realizar las acciones de conexión de los equipos manteniendo los parámetros de control dentro de los márgenes indicados en la situación de alerta.

6. CRITERIOS DE FIABILIDAD

La fiabilidad del sistema para atender el suministro se define por la capacidad de suministrar las demandas de potencia y absorber las inyecciones de generación con las condiciones establecidas en su diseño, dentro de las exigencias de calidad marcadas por la reglamentación vigente.

Los criterios de fiabilidad deben cumplirse para garantizar la seguridad, regularidad y calidad de suministro. Dichos criterios técnicos son los que se han venido utilizando tradicionalmente en la planificación de las redes y se definen a continuación.

6.1 CRITERIOS DE IDONEIDAD DEL SISTEMA

Estos criterios determinan las situaciones de contingencia que debe soportar el sistema, en estado normal, de modo que puedan cumplirse los indicadores de calidad establecidos reglamentariamente.

Se considerará que la red de distribución cumple con estos criterios cuando, en operación normal, con posterioridad a la ocurrencia de ciertas contingencias, se cumple con los criterios indicados en la Tabla siguiente.

Red	Contingencia	Criterios
AT (*)	Contingencia simple de una línea o transformador	<ul style="list-style-type: none">• Los parámetros de control se mantienen dentro de los márgenes de funcionamiento especificados, para

	(criterio N-1)	<p>los estados normal o de alerta.</p> <ul style="list-style-type: none"> No existe interrupción de suministros. <p>Excepcionalmente podrá existir desconexión temporal de algunos suministros, si existen sistemas automáticos de reconexión o sistemas telemandados (operación radial mediante apoyos por telemando).</p>
	Contingencia de una línea doble circuito que comparta apoyos en más de 30 km.	<ul style="list-style-type: none"> Los parámetros de control se mantienen dentro de los márgenes de funcionamiento especificados para el estado normal. Podrán existir desconexiones temporales de suministros, debiendo existir la posibilidad de reconectarlos mediante maniobras en la red de AT.
	Desconexión de generación	<ul style="list-style-type: none"> Los parámetros de control se mantienen dentro de los márgenes de funcionamiento especificados para el estado normal. No existe interrupción de suministros.
MT	Contingencia simple de un circuito principal	<ul style="list-style-type: none"> Los parámetros de control se mantienen dentro de los márgenes de funcionamiento especificados para el estado normal. Podrá existir desconexión temporal de suministros, debiendo existir la posibilidad de reconectarlos mediante las maniobras de operación necesarias en la red de MT. En zonas específicas de la red de distribución con estructura radial, zonas de calificación rural y situaciones transitorias en fase de desarrollo, o en las que por su situación distante del resto del sistema no sea viable efectuar los desarrollos de apoyo, la aplicación de este criterio será limitada según las condiciones particulares. (**)
	Contingencia simple en otros circuitos de MT	<ul style="list-style-type: none"> Los parámetros de control se mantienen dentro de los márgenes de funcionamiento especificados para el estado normal. Podrá existir desconexión permanente de suministros, hasta que se produzca la reparación del

		elemento que produjo la contingencia
BT	--	--

(¹) Incluyendo conexión con la red de transporte

(**) Previa autorización de la Administración autonómica competente.

6.2 CONDICIONES ESPECIALES DE OPERACIÓN DE LA RED

Cuando incidentes o previsiones adversas provoquen situaciones de emergencia en la red de distribución tal y como se recoge en el POD específico, el GRD podrá tomar medidas especiales de operación con el objetivo de minimizar los efectos sobre el suministro y las instalaciones. Dichas actuaciones deberán justificarse posteriormente ante la Administración competente.

6.3 CRITERIOS DE SATURACIÓN DE LA RED

Con el fin de asegurar el servicio y mantener la capacidad de suministro de potencia, las líneas, las subestaciones, o cualquiera de sus equipos en particular, se considerarán saturados cuando se cumpla alguna de las condiciones que se presentan a continuación.

- Con carácter general, cuando el flujo de potencia por los elementos alcance el 100% de la capacidad nominal de diseño en régimen normal de explotación.
- Cuando la instalación o equipo no sea capaz de garantizar el flujo añadido en caso de requerirse una aportación adicional de potencia ante una situación de indisponibilidad en otra instalación a la que deben asistir en régimen transitorio de apoyo.
- Cuando la alimentación del nuevo consumo o la evacuación de generación provoque tensiones de explotación en la red fuera de los márgenes reglamentarios en cualquiera de sus puntos.

Con carácter general, una instalación se considerará saturada para evacuación de generación cuando tenga conectada la potencia de generación máxima indicada en la normativa vigente.

En los casos en los que se pudiera presentar sobrecarga en las redes de distribución debidas a un exceso de la generación vertida en las mismas, el GRD

podrá emitir al OS y GRT consignas de reducción de la producción o desconexión a los generadores implicados, que a su vez tramitará a través de los Centros de Control adscritos al él, a fin de llevar los parámetros básicos de operación de sus redes de distribución a los valores normales de funcionamiento definidos en este POD.

7. RED GESTIONADA Y RED OBSERVABLE POR EL GESTOR DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

7.1 RED GESTIONADA

El GRD gestionará la red de distribución de su titularidad.

7.2 RED OBSERVABLE

Se considera red observable toda aquella red de transporte y circuitos radiales de generación o conexión a clientes, situadas geográficamente en la zona de responsabilidad del GRD, e instalaciones de interconexión entre distribuidores en MT/AT. El GRD dispondrá en su Centro de Control de las telemidas de los parámetros de control (tensión, circulación de potencia activa y reactiva, o por defecto intensidades) de dichas redes y de su estado topológico (estado de conexión de las posiciones). Para cumplir este objetivo el OS y GRT y el resto de agentes conectados a la red de distribución, deberá facilitar a los GRD los datos y medidas de que disponga y sean necesarios para ello. Adicionalmente dispondrá de equivalentes eléctricos de las redes vecinas que permitan la convergencia de los modelos de red asociados al estimador de estado.

Los generadores en régimen ordinario o en régimen especial, conforme a lo establecido en la normativa que corresponda, enviarán en tiempo real al Centro de Control del GRD de su zona geográfica, ya sea directamente o a través del CECRE del OS y GRT, las medidas de producción (potencia activa y reactiva), tensión de entrega de la energía producida y topología de conexión a la red.