

| | | |
|--|--|----------------|
| COES SINAC | PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC | PR – 21 |
| INGRESO DE UNIDADES DE GENERACION, LINEAS Y SUBESTACIONES DE TRANSMISION EN EL COES-SINAC | | |
| <ul style="list-style-type: none"> ❑ Aprobado en S.D. N° 61 del 12 noviembre de 1997 ❑ Modificado según RM N° 009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009. ❑ Modificado según Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD del 15 de enero de 2010. | | |

1. OBJETIVO

Verificar el cumplimiento de requisitos para la conexión y operación de nuevas unidades de generación incluyendo las centrales de cogeneración calificadas, líneas y subestaciones de transmisión a integrarse al SEIN y en casos que ameriten, determinar su ingreso a la operación comercial en el COES.

2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 39°).
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 81°, 92°, 93°, 94°, 95°).
- 2.3. Decreto Supremo N° 020-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Título Tercero. Artículos 3.1°, 3.2°, 3.3°, 3.4°, 3.5°, 3.6°; Título Quinto. Calidad del Producto. Artículo 5.0.4°; Título Sexto. Calidad del Suministro. Artículo 6.1.2°; Disposición Final Novena).
- 2.4. Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- 2.5. El Decreto Supremo N° 037-2006-EM Reglamento de Cogeneración (Artículo 4°).

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones.

4. RESPONSABILIDADES

- 4.1. De la DOCOES
 - a. A través de la DPP de la coordinación del cronograma de pruebas, a considerarse en el PMO y PSO.
 - b. La DPP es responsable de revisar y coordinar los detalles necesarios, y presentar al Director de operaciones el cronograma tentativo de pruebas.
 - c. Revisar los estudios y simulaciones respectivos a fin de verificar la operatividad de las nuevas instalaciones, y de ser el caso realizar los estudios necesarios para verificar los resultados.

- d. Aprobar estudios de operatividad de nuevas instalaciones, los cuales comprenderán como mínimo: estudios de estabilidad transitoria y permanente, coordinación de protecciones, pruebas de operatividad, u otros que crea necesario a fin de garantizar la seguridad de la operación del SINAC.
 - e. Aprobar el ingreso a la operación comercial de nuevas instalaciones una vez cumplidos los requisitos exigidos en el presente Procedimiento.
 - f. El Director de Operaciones evaluará y autorizará las pruebas, que se realicen en forma interconectada con el SINAC, las cuales implican coordinación para el despacho, por lo que requiere una previa aceptación de parte del COES siguiendo los procedimientos vigentes establecidos para tal propósito, siendo obligatoria esta aprobación para su inclusión en el programa de operación correspondiente.
- 4.2. De los Miembros del COES
- a. Son responsables de coordinar y proporcionar la información relativa al Programa de Pruebas de Recepción (PPR).
 - b. Son responsables de la veracidad de la información que suministran.
 - c. Solicitar con la debida anticipación los requisitos exigidos por el COES para la aprobación de operatividad.
 - d. En caso que se transgreda los indicadores de calidad de producto y/o suministro como consecuencia de las pruebas de sus instalaciones, será responsable por el pago de las compensaciones derivadas de las transgresiones.
 - e. Asumir los costos operativos en que incurra el SINAC para dar seguridad, calidad, o prestar servicios por las pruebas de sus instalaciones, según Procedimientos y Términos de Referencia del COES, y/o por contrato directo con miembros del COES que le presten el servicio.
 - f. Las pruebas que se realicen en forma aislada sin conexión con el SINAC, son de exclusiva responsabilidad de la empresa propietaria de las instalaciones.

5. INFORMACIÓN REQUERIDA

5.1. MEDIOS

Los estudios requeridos deben presentarse a la DOCOES en modo escrito y magnético.

5.2 REQUISITOS PARA LAS PRUEBAS DE OPERATIVIDAD

- a. Debe cumplir con lo establecido en el PR N°-20. En el caso de Centrales de Cogeneración deberá presentar además la acreditación de Central de Cogeneración Calificada otorgada por el MINEM. La Sub Dirección de Programación del COES es responsable de verificar dicho cumplimiento. El integrante del COES-SINAC, deberá actualizar las fichas técnicas correspondientes de las unidades repotenciadas, de no darse el caso al cabo de 30 días calendario, la Sub Dirección

de Programación las actualizará considerando la mejor información disponible.

Reporte : Plazo previsto en el PR N°-20.

Emisor : Empresa solicitante del ingreso de nuevas instalaciones.

Receptor : Dirección Ejecutiva.

b. En caso de que se requiera efectuar pruebas en forma interconectada con el sistema interconectado, los requisitos con los que debe cumplir la empresa generadora o transmisora son:

b.1 Los exigidos en el PR N°-19 o los equivalentes para las empresas de transmisión, según corresponda.

b.2 Presentar los estudios de operatividad previos a las pruebas de conexión del sistema.

b.3 Presentar una solicitud a la DOCOES, incluyendo el detalle de las pruebas a realizar.

La DOCOES remitirá la solicitud a la DPP a fin de que se coordine su ejecución, sujetándose a lo establecido por el presente procedimiento y el PR N°-19.

Reporte : Plazo mínimo de 15 días antes de las pruebas.

Emisor : Empresa Integrante del SINAC que solicite el ingreso de nuevas instalaciones

Receptor : DOCOES.

c. Para el caso de unidades en operación la empresa generadora presentará al COES los siguientes documentos como declaración jurada:

c.1 Resultados de las pruebas de recepción propias, un informe técnico de aptitud para la prueba y un informe técnico según el PR N°-19.

c.2 Registros de operación de los últimos 12 meses indicando potencia suministrada.

c.3 Relación de los mantenimientos efectuados hasta por las últimas 8000 horas de operación.

c.4 Programa de mantenimiento mayor para el período de 12 meses en adelante y anual del siguiente año.

c.5 Haber efectuado satisfactoriamente las pruebas de determinación de potencia efectiva y rendimiento, según los PR N°-17 y PR N°-18.

En el caso que dichas pruebas demoren, se aceptará para unidades térmicas la potencia efectiva y rendimiento declarados por el generador, sustentados en las pruebas de recepción, hasta por un plazo máximo de un mes a partir de la aceptación de su operación comercial.

De no hacer las pruebas en dicho plazo se suspenderá la operación comercial de la unidad o unidades para todo efecto, a partir de la fecha de notificación por el Presidente del Directorio del COES, hasta que se realicen dichas pruebas.

Para centrales hidroeléctricas el plazo para realizar las pruebas de determinación de potencia efectiva se definirá en cada oportunidad.

- c.6 Para el caso de unidades del COES que hayan sido sometidas a un mantenimiento mayor (overhaul) o repotenciación, la empresa generadora presentará al COES como declaración jurada, un informe técnico de los trabajos efectuados.
- c.7 Copia del programa de pruebas de recepción, incluyendo planos unifilares y detalles técnico - operativos necesarios para la programación, así como el cronograma de pruebas, con una anticipación no menor a 15 días calendario a la fecha propuesta para el inicio de las mismas.
- c.8 Para el caso de unidades hidráulicas, se adjuntará la información hidrológica necesaria para el despacho de carga.
- c.9 Para el caso de unidades térmicas, se adjuntará la información de disponibilidad de combustibles.
 - Reporte : Plazo mínimo de 15 días antes de las pruebas.
 - Emisor : Empresa miembro del COES o algún otro Integrante del SINAC que solicite el ingreso de nuevas instalaciones.
 - Receptor : DOCOES.

- d. Para el caso de unidades térmicas, que su ingreso no contemple una salida por mantenimiento programado que abarquen un período mayor a 25 días consecutivos.
 - Reporte : Plazo mínimo de 15 días antes de las pruebas.
 - Emisor : Empresa miembro del COES o algún otro Integrante del SINAC que solicite el ingreso de nuevas instalaciones.
 - Receptor : DOCOES.

- e. Para el caso de instalaciones de transmisión en operación, repotenciadas o nuevas, la empresa transmisora presentará al COES los siguientes documentos como declaración jurada:
 - e.1 Resultados de las pruebas de recepción propias e informe técnico de aptitud para la prueba.
 - e.2 Registros de operación de los últimos 12 meses, indicando reportes estadísticos de fallas, señalando causa, mantenimiento correctivo efectuado y estado operativo actual.
 - e.3 Relación de los mantenimientos efectuados desde que entró en operación, como mínimo de los últimos dos años de operación si fuera de antigüedad mayor.
 - e.4 Programa de mantenimiento: mayor para el período de 12 meses en adelante y anual del siguiente año.
 - Reporte : Plazo mínimo de 15 días antes de las pruebas.
 - Emisor : Empresa miembro del COES o algún otro Integrante del SINAC que solicite el ingreso de nuevas instalaciones.
 - Receptor : DOCOES.

- f. Reporte de los resultados de las Pruebas.
 - Reporte : Antes de 30 días de finalizado las pruebas.
 - Emisor : La empresa solicitante
 - Receptor : COES.

- 5.3.** En el caso de que la empresa solicitante no sea miembro del COES, adicionalmente deberá asumir las compensaciones a que hubiere lugar, mediante carta de compromiso dirigidos al COES.

5.4 REQUISITOS PARA EL INGRESO DE INSTALACIONES EÓLICAS

En el Anexo A se incluyen los requerimientos técnicos de operación que adicionalmente se deberán cumplir para la conexión de Instalaciones Eólicas al SEIN.

6. PROCESO DE ACEPTACIÓN

Una vez cumplidos los requisitos exigidos, se procederá de la manera siguiente:

- 6.1.** La DOCOES verificará el cumplimiento de las pruebas solicitadas conforme al PR N°-19.
- 6.2.** De acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas, la DOCOES comunicará su conformidad o no con los resultados a más tardar 3 días luego de presentado la información respectiva. Si hubiera alguna observación, ésta deberá ser comunicada en el plazo indicado.
- 6.3.** Evaluados el levantamiento de las observaciones, la DPP comunicará a la DOCOES el informe final del resultado de las pruebas, de ser el caso recomendando la aprobación de la operación comercial.
- 6.4.** Una vez cumplidos los requisitos señalados en el presente procedimiento, la DOCOES en un plazo de 3 días útiles y mediante carta comunicará la fecha de integración al SINAC y de ser el caso la fecha de inicio de la operación comercial, indicando en caso de ser generador la potencia efectiva y rendimiento obtenidos de las pruebas efectuadas, los que se utilizarán para todos los efectos en el COES.

7. PENALIDADES

Si en base a la documentación probatoria la DOCOES verificara en cualquier momento que la información entregada por la empresa es falsa, se suspenderá la operación comercial de la unidad o unidades para todo efecto a partir de la fecha de notificada la falta por el Presidente del Directorio del COES.

PROCEDIMIENTO TECNICO

ANEXO A

“Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN”

Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al SEIN

ARTÍCULO 1º OBJETIVO

El presente Procedimiento Técnico tiene por objeto especificar los criterios técnicos de conexión al SEIN de las instalaciones de generación eléctrica denominadas instalaciones eólicas, que emplean el viento como recurso de energía primaria.

ARTÍCULO 2º ALCANCES

Los criterios técnicos de conexión, especificados en el presente Procedimiento Técnico, establecen los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, puesta en servicio, funcionamiento y seguridad de las instalaciones eólicas conectadas a los sistemas de transmisión pertenecientes al SEIN. No obstante, el COES en salvaguarda de la seguridad del sistema y con el objetivo de garantizar la calidad y continuidad del suministro eléctrico, se reserva el derecho de emplear las medidas de emergencia que estime necesarias en relación a la desconexión parcial o total de cualquier instalación eólica, conectada al SEIN.

Los criterios técnicos de conexión serán de cumplimiento obligatorio, en el punto de conexión a red, para todas las instalaciones eólicas, que se conecten a los sistemas de transmisión pertenecientes al SEIN, a partir del 01 de enero de 2010.

Los criterios técnicos de conexión, especificados en el presente documento, son de aplicación a:

- Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema (COES).
- Los titulares y/u operadores de Sistemas de Transmisión que pertenezcan al SEIN.
- Los titulares de las instalaciones eólicas que se conecten al SEIN. A estos efectos, se considera como una instalación eólica a la turbina eólica o las agrupaciones de turbinas eólicas (parque eólico) con una potencia total nominal registrada superior a los 500 kW. La potencia total nominal registrada de las instalaciones eólicas, en cada barra asociada al punto de conexión a red, debe ser inferior al 5% de la potencia de cortocircuito de dicha barra; sin embargo, debido a la constante innovación tecnológica de las instalaciones eólicas, los criterios técnicos de conexión podrán ser actualizados conforme a las necesidades de operación y control del sistema eléctrico, de acuerdo a los resultados de los estudios del comportamiento del sistema eléctrico tanto en régimen permanente como en régimen transitorio realizados por el COES.

El COES deberá solicitar a los titulares de las instalaciones eólicas los informes correspondientes al cumplimiento por parte de las mismas de los criterios técnicos de conexión, especificados en el presente documento, para proceder a facilitar el permiso definitivo de conexión al SEIN por el COES. Los informes correspondientes al cumplimiento de los criterios técnicos de conexión al SEIN, sólo podrán ser emitidos por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas. El COES deberá elaborar los correspondientes procedimientos técnicos adicionales que permitan la verificación del cumplimiento de los criterios técnicos exigidos a las instalaciones eólicas en el PROCEDIMIENTO.

En caso de incumplimiento de los criterios técnicos de conexión, independientemente de las penalizaciones económicas que se prevea por el OSINERGMIN, el COES, por seguridad y fiabilidad del sistema, se reserva el derecho de no permitir la conexión de las mencionadas instalaciones eólicas.

Por otro lado, las instalaciones eólicas deben cumplir con las disposiciones adicionales de integración al mercado eléctrico y cualquier otro tipo de disposiciones no incluidas en el presente procedimiento, relacionadas con la operación y control del SEIN, pero que se especifiquen en otros procedimientos técnicos del Operador del Sistema Eléctrico.

ARTÍCULO 3º MARCO LEGAL

Para efectos del presente procedimiento se considerará como Leyes Aplicables las normas que se indican a continuación y aquellas que las complementen, modifiquen o sustituyan, así como las normas conexas a los dispositivos citados:

- Decreto Legislativo N° 1002: Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, mayo 2008.
- Decreto Supremo N° 050-2008-EM: Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, octubre 2008.
- Decreto Supremo N° 027-2008-EM: Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, mayo 2008.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, julio 2006.
- Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, noviembre 1992.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, marzo 1993.
- Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, octubre 2002.

- Texto Único Ordenado de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, Ley N° 27806.
- Disposiciones dictadas por OSINERGMIN.
- Otras Normas vigentes del Sector Eléctrico.

ARTÍCULO 4º DEFINICIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

Inclúyase en el GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES-SINAC, aprobado por Sesión de Directorio N° 128 del 25 de agosto de 2000, las siguientes definiciones:

- 4.1. Centro de Control Eólico (CCE): Entidad encargada de gestionar las instalaciones eólicas conectadas a una misma Barra y de ser el interlocutor único con el COES, para la operación integrada y coordinada de las instalaciones eólicas conectadas al SEIN.
- 4.2. Continuidad de Suministro de una Instalación Eólica ante un Hueco de Tensión: Capacidad de una instalación eólica de permanecer conectada al SEIN durante un hueco de tensión, cumpliendo con lo establecido en presente PROCEDIMIENTO.
- 4.3. Contrato de Concesión: Es el Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Resultante de la Subasta, que establece los compromisos relativos a la construcción, operación y régimen tarifario de la planta de generación con Recursos Energéticos Renovables. Se inicia a partir de la Fecha de Cierre y se mantiene vigente hasta el vencimiento del Plazo de Vigencia.
- 4.4. Cortocircuito Correctamente Despejado: Se considera que un cortocircuito en el sistema eléctrico ha sido correctamente despejado cuando la actuación de los sistemas de protección ha sido acorde con los criterios establecidos en los Procedimientos Técnicos del COES.
- 4.5. Instalación Eólica: Una turbina eólica o agrupación de varias turbinas eólicas (parque eólico) en un emplazamiento determinado con un solo punto de conexión a la red eléctrica que disponga de autorización administrativa y contrato de concesión para el suministro de energía renovable a un sistema de transmisión o de distribución perteneciente al SEIN. Una instalación eólica consta de turbinas eólicas, líneas eléctricas subterráneas que las interconectan y una subestación transformadora para la conexión del parque eólico a un sistema de transmisión o distribución de energía eléctrica a través de una línea de evacuación, así como de todos los sistemas de potencia que dispone hasta el punto de conexión a red (transformadores, sistemas de compensación reactiva, FACTS, sistemas de acumulación de energía, etc.).
- 4.6. Punto de Conexión a Red (PCR): Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional donde se entrega la producción eléctrica de la instalación eólica.

- 4.7. Potencia Nominal Registrada de una Turbina Eólica: Potencia activa declarada (P_{nom}) que la turbina eólica puede suministrar en sus bornes en condiciones normales de funcionamiento.
- 4.8. Potencia Total Nominal Registrada de una Instalación Eólica: Suma total de la potencia activa declarada (P_{nom}) de las turbinas eólicas que conforman una instalación eólica.
- 4.9. Titular de la Instalación Eólica: Entidad jurídica propietaria de una instalación eólica.
- 4.10. Turbina Eólica: Sistema de conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica. Una turbina eólica consta de la turbina eólica propiamente dicha, el sistema de transmisión mecánica, el generador eléctrico, el sistema de control y todos los sistemas adicionales de control y potencia que puede incluir (convertidores electrónicos, sistemas de compensación de reactiva, FACTS, transformador, sistemas de acumulación de energía, etc.).

ARTÍCULO 5º CONTROL DE POTENCIA ACTIVA

Las instalaciones eólicas deben tener capacidad de controlar la potencia activa total en el punto de conexión a red. En función de la operación del sistema, y a solicitud del COES, las instalaciones eólicas deben ajustar la potencia activa total a un valor de referencia exigido. Dicho valor de referencia es el resultante del Despacho económico (programa diario o su reprogramación), que consigna las estimaciones de producción de parte de los Generadores Eólicos, conforme a los Procedimientos Técnicos del COES. Cabe precisar que el COES, podrá establecer un valor distinto, por razones de seguridad de la operación para mantener la seguridad, estabilidad y continuidad del suministro eléctrico. En relación a lo anteriormente indicado, las instalaciones eólicas deben disponer de los dispositivos de control necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia activa total en el punto de conexión a red en todo el rango de potencias posibles en función de la disponibilidad de la velocidad del viento. Cabe señalar que dicho rango estará limitado por el concepto de control de la turbina eólica, que se menciona en el numeral 5.1, referido al Ajuste de la Potencia Activa.

Además, las instalaciones eólicas, deben tener la capacidad de limitar el valor de las rampas de subida o bajada (no relacionada con la disminución de la fuente de energía primaria) de la potencia activa total en el punto de conexión. Dichas limitaciones a las rampas son establecidas por el COES. Asimismo, las instalaciones eólicas deben disponer de sistemas de control que permitan realizar el arranque y desconexión progresiva de las turbinas eólicas.

Adicionalmente, las instalaciones eólicas deben disponer de sistemas de medición con capacidad de enviar al COES las medidas correspondientes a las diferencias entre la potencia activa total producible de acuerdo a la energía del viento y la potencia activa total producida, y entre la potencia activa total producida y el valor de referencia establecido por el COES.

El COES por motivos de seguridad y fiabilidad del sistema, se reserva el derecho de modificar los valores de control de potencia activa especificados en este numeral. Las instalaciones eólicas deben ser informadas de las modificaciones de los valores de

referencia de control de potencia activa total y de las rampas de subida/bajada con suficiente antelación, para que puedan implementarlas en sus sistemas de control. Las modificaciones de control de potencia solicitadas por el COES deben ajustarse a las características técnicas de las turbinas eólicas.

5.1. AJUSTE DE LA POTENCIA ACTIVA

Las instalaciones eólicas deben tener la capacidad de ajustar la potencia total registrada en el punto de conexión a red al valor de referencia de potencia activa, establecido por el COES, en un tiempo máximo de 1 minuto, no obstante y siempre que esta velocidad de respuesta afecte a la estabilidad del sistema, se permitirá un retraso en tiempo con respecto al valor propuesto a definir por el COES. El desvío máximo del valor de referencia de la potencia activa exigido, establecido por el COES no debe superar un $\pm 5\%$ de la potencia total nominal registrada de la instalación eólica. La instalación eólica debe garantizar la exigencia de ajuste a un valor de referencia determinado de la potencia activa total para valores de potencia activa que oscilen entre el 20 - 100% de la potencia nominal registrada de la instalación. Asimismo, el COES deberá establecer en un procedimiento específico los criterios de verificación del cumplimiento del control de potencia activa de las instalaciones eólicas.

Si el control individual de turbinas eólicas no es suficiente para ajustar la potencia activa total de la instalación eólica entonces se procederá a la desconexión controlada de las turbinas eólicas.

5.2. CONTROL DE RAMPAS DE POTENCIA ACTIVA

La instalación eólica debe garantizar una capacidad de reducción de la potencia total en el punto de conexión a red hasta un valor inferior igual al 20% de la potencia nominal registrada, limitada a una rampa de reducción ajustable en el rango del 10 - 100% de la potencia nominal registrada por minuto.

Asimismo, la instalación eólica debe garantizar una capacidad de aumento de la potencia total en el punto de conexión a red limitada a una rampa de aumento menor o igual al 10% de la potencia nominal registrada por minuto.

5.3. CONTROL DE ARRANQUE Y DESCONEXIÓN

Las instalaciones eólicas deben garantizar que las turbinas eólicas no arranquen más de una vez en un periodo de 10 minutos. Asimismo, deben garantizar una rampa máxima de arranque inferior al 10% de la potencia nominal registrada por minuto.

Las instalaciones eólicas deben garantizar que a velocidades superiores a 25 m/seg, no se desconecten simultáneamente todas las turbinas eólicas. La desconexión total de la instalación eólica ha de coordinarse escalonadamente, de tal forma que se realice en un periodo de tiempo no inferior a un minuto.

5.4. CONTROL DE POTENCIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

En condiciones de emergencia, el COES puede exigir una reducción rápida de la potencia activa en el punto de conexión a red. La instalación eólica debe garantizar la capacidad de un control individual de las turbinas eólicas que permita reducir la potencia

nominal total registrada de la instalación eólica desde un valor del 100% hasta un intervalo de potencia entre el 30% y el 20% en un tiempo máximo de 1 minuto después de recibida la orden del COES. Asimismo, el COES deberá establecer en un procedimiento específico los criterios de verificación del cumplimiento del control de potencia activa de las instalaciones eólicas en Estado de Emergencia.

ARTÍCULO 6º CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

Las Instalaciones Eólicas deben tener capacidad de controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión a red, de acuerdo a las características mínimas establecidas en el Procedimiento de Conexión. El COES es el que debe establecer las necesidades de absorción/inyección de potencia reactiva.

La potencia reactiva de la instalación eólica está sujeta a las consignas del COES. En función de la operación del sistema, y a solicitud del COES, las instalaciones eólicas deben ajustar su potencia reactiva a los valores exigidos dentro de los rangos especificados. En relación a lo anteriormente indicado, la instalación eólica debe disponer de los dispositivos de control necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia reactiva en un tiempo máximo de 30 segundos, en cualquier nivel de generación de potencia activa, no obstante y siempre que esta velocidad de respuesta afecte a la estabilidad del sistema, se permitirá un retraso en tiempo con respecto al valor propuesto a definir por el Operador del Sistema, COES. Asimismo, el COES deberá establecer en un procedimiento específico los criterios de verificación del cumplimiento del control de potencia reactiva de las instalaciones eólicas. El desvío máximo sobre la potencia reactiva de referencia establecida por el Operador del Sistema Eléctrico no deberá superar un $\pm 5\%$.

El cumplimiento de las exigencias de potencia reactiva es responsabilidad exclusiva del titular de la instalación tanto cuando la instalación eólica inyecta potencia activa como cuando no genera potencia activa.

Si para cumplir con las exigencias de generación/absorción de potencia reactiva en el punto de conexión a red, establecidas por el COES, es necesaria la instalación de sistemas de regulación de potencia reactiva adicionales, estos sistemas pueden ser estáticos o dinámicos. Asimismo, no se permiten escalones de potencia reactiva superiores al 2,5% de la capacidad de transmisión de potencia de la línea de evacuación de la instalación eólica.

Los requisitos de generación o absorción de potencia reactiva tanto en régimen permanente como en condiciones anormales de funcionamiento se especifican en los siguientes numerales.

6.1. POTENCIA REACTIVA EN RÉGIMEN PERMANENTE

En régimen permanente, las instalaciones eólicas deben equiparse con sistemas de control de potencia reactiva que permitan ajustar el factor de potencia en el punto de conexión a red.

Las instalaciones eólicas deben tener capacidad para garantizar los valores máximos de factor de potencia mostrados en la figura 1 a diferentes niveles de generación de potencia activa. El factor de potencia de 0,95 capacitivo (en adelanto) y de 0,95

6.2. POTENCIA REACTIVA EN CONDICIONES ANORMALES

En Estado de Emergencia, la tensión en el punto de conexión a red puede superar el rango inferior de 0,95 o superior de 1,05 p.u. En condiciones de Estado de Emergencia, las instalaciones eólicas han de mantenerse conectadas ante un valor máximo admisible de sobretensión de 1,1 p.u. y un valor máximo admisible de subtensión de 0,9 p.u. Para valores de tensión en el punto de conexión a red, superiores a 1,1 p.u. e inferiores a 0,9 p.u. las instalaciones eólicas deberán desconectarse por medio de un sistema de protección, responsabilidad del titular de la instalación eólica, cuyos valores de ajuste deberán ser establecidos por el COES. En Estado de Emergencia, la instalación eólica deberá maximizar el factor de potencia capacitivo (en adelanto) e inductivo (en retraso) en el punto de conexión a red capaz de suministrar en esas condiciones.

ARTÍCULO 7º CONTROL DE FRECUENCIA

Las instalaciones eólicas operan a una frecuencia nominal igual a 60 Hz. No obstante, a estas instalaciones se les permite operar en un rango que oscila entre los 57,0 Hz y 62,0 Hz:

- Entre 59,4 Hz y 60,6 Hz, la instalación debe operar de forma continua.
- Entre 59,4 Hz y 58,4 Hz, y entre 60,6 Hz y 61,6 Hz, la instalación eólica deberá mantenerse conectada durante un tiempo no superior a 60 minutos ni menor a 30 minutos.
- Entre 58,4 Hz y 57,8 Hz, y entre 61,6 Hz y 62,0 Hz, la instalación eólica deberá mantenerse conectada durante un tiempo no superior a 30 segundos.
- Entre 57,8 y 57,0 Hz, la instalación eólica deberá mantenerse conectada durante un tiempo no superior a 10 segundos.
- Si la frecuencia es inferior a 57,0 Hz o superior a 62,0 Hz, la instalación eólica deberá desconectarse de la red en un tiempo no superior a 300 ms.

La instalación eólica deberá permanecer conectada incluso ante variaciones de frecuencia de hasta ± 2 Hz por segundo. No se permitirá la conexión de instalaciones eólicas mientras la frecuencia de la red esté por encima de 60,6 Hz.

El titular de la instalación eólica debe adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que ante aumentos y reducciones en la frecuencia en los rangos anteriormente definidos, ella no se desconecte y no sufra daños.

En situaciones excepcionales, y a solicitud del COES, las instalaciones eólicas deben ser capaces de operar de forma intencionada por debajo de su potencia activa total producible con el objeto de disponer de capacidad de reserva secundaria en caso de reducción de frecuencia de la red.

ARTÍCULO 8º CONTROL DE TENSIÓN

El sistema de control de tensión de la instalación eólica debe permitir el ajuste de la tensión en el punto de conexión a red en correspondencia al valor de referencia establecido por el COES. El sistema de control de tensión se apoya en el sistema de control de potencia reactiva, es decir, en la capacidad del parque de modificar su inyección o consumo de potencia reactiva en el punto de conexión a red, especificadas en el Artículo 6º del PROCEDIMIENTO.

Las instalaciones eólicas deben mantenerse conectadas al sistema de transmisión ante variaciones de la tensión en el punto de conexión a red en un rango de $\pm 10\%$ de la tensión nominal. Asimismo, deben disponer de un sistema de control de tensión con una respuesta similar a un regulador automático de tensión. El sistema de control de la instalación eólica debe permitir el ajuste de la tensión en el punto de conexión a red al valor de referencia establecido por del COES. El sistema de control de tensión debe actuar continuamente para regular la tensión en el punto de conexión ajustando el valor de la potencia reactiva dentro de los rangos especificados en el Artículo 6º, Control de la Potencia Reactiva.

Si para cumplir con las exigencias de control de tensión en el punto de conexión a red, establecidas por el COES, es necesaria la instalación de sistemas de regulación de potencia reactiva adicionales, estos sistemas pueden ser estáticos o dinámicos, los cuales forman parte del sistema de control de tensión de la instalación eólica.

8.1. CONTROL DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED

La instalación eólica debe disponer de los equipos necesarios para realizar un control de la tensión en la barra de conexión a la referencia de tensión establecida por el COES. El sistema de control de la instalación eólica debe cumplir con los siguientes requisitos:

Independientemente de su implementación física, el sistema de control debe comportarse en su conjunto como un control proporcional al error (desvío por unidad de la tensión respecto de la referencia de tensión) de acuerdo al siguiente esquema de bloques simplificado, de control de tensión en régimen permanente:

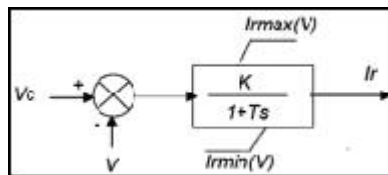


Figura 2: Diagrama de bloques orientativo del sistema de control de tensión de una instalación eólica

Donde V_c es el valor de referencia de la tensión eficaz, V es la tensión eficaz en el punto de conexión a la red (o bornes de máquina en su caso). La constante K representa la ganancia proporcional y T representa a la constante de tiempo. La corriente reactiva en p.u., que se entrega a la red en base a la corriente aparente nominal es I_r , estando esta intensidad, limitada tanto superior como inferiormente, en función de la tensión V .

- La capacidad de absorción/inyección de potencia reactiva de la instalación eólica será proporcional a un intervalo simétrico de tensión alrededor de la tensión nominal ($\pm \Delta V = \pm 5\%$).
- La capacidad mínima de absorción/inyección de potencia reactiva debe mantenerse mientras la instalación eólica esté acoplada entregando un valor de potencia activa superior al 20% de la potencia nominal registrada de la instalación. Para un valor inferior a esa potencia activa, la capacidad mínima de absorción/inyección de potencia reactiva podrá decrecer linealmente hasta el punto de potencia reactiva nula con potencia activa nula.
- Fuera del rango de tensiones $1-\Delta V \leq V \leq 1+\Delta V$ el sistema de control de la instalación eólica mantendrá la acción de control dentro de los márgenes de inyección/absorción de potencia reactiva que la producción de potencia activa le permita.
- La velocidad de respuesta en potencia reactiva del regulador de tensión de régimen permanente será tal que toda actuación del mismo deberá haberse completado antes de 30 segundos. No obstante, se permite que la velocidad de respuesta del sistema de control de tensión en potencia reactiva se realice en función de un porcentaje de la potencia activa, $Q=(20\%P)/\text{min}$, siempre que exista peligro de disparo de protecciones por picos de intensidad o variaciones rápidas de tensión.
- El error de régimen permanente en la tensión será tal que la tensión en el punto de conexión a red se mantenga dentro de la banda de variación admisible que el COES establece en torno a la referencia de tensión, mientras el sistema de control no esté saturado en los límites de inyección/absorción de potencia reactiva. Adicionalmente, la instalación eólica debe ser capaz de realizar la función de control a un valor de referencia de la potencia reactiva o del factor de potencia con la misma velocidad de respuesta que en la función de control a un valor de referencia de tensión. La función de control concreta será indicada por el COES en función de las condiciones de operación del SEIN.

La instalación eólica mantendrá la potencia activa total programada constante mientras el recurso primario lo permita y esté en funcionamiento el sistema de control de régimen permanente, independientemente de que la función de control sea a un valor de referencia de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia.

La función de control del valor de referencia de tensión, de la potencia reactiva o del factor de potencia en el régimen permanente cederá sus funciones durante los regímenes transitorios ante severas perturbaciones, al equipo regulador de tensión establecido para el régimen transitorio.

8.2. TRANSFORMADORES CON REGULACIÓN BAJO CARGA

La instalación eólica debe disponer de un transformador con regulación bajo carga que permita adecuar la tensión de la red de media tensión a la tensión del punto de conexión a red. El mencionado transformador deberá permitir ajustar la tensión en el

lado de media tensión a un valor de 1,0 p.u. ante las variaciones de la tensión en el punto de conexión a red. Sin embargo, el transformador con regulación bajo carga no puede ajustar las variaciones de tensión que aparecen durante una perturbación severa, por lo que después de la perturbación, la tensión en el lado de media tensión del transformador puede causar la desconexión generalizada de las turbinas eólicas, siendo necesaria la intervención del equipo regulador de tensión establecido para el régimen transitorio.

ARTÍCULO 9º CONTINUIDAD DE SUMINISTRO ANTE CONTINGENCIAS SEVERAS

En el presente artículo se establecen los requisitos mínimos que han de cumplir las protecciones de las instalaciones eólicas a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

Las instalaciones eólicas deberán garantizar que ante a huecos de tensión se cumpla que:

- Los sistemas de protección no la desconectan como consecuencia de la aparición de huecos de tensión en el punto de conexión a red asociados a cortocircuitos correctamente despejados según la curva tensión-tiempo indicada en el numeral 9.1 del presente documento.
- Los consumos de potencia y energía (activa y reactiva) en el punto de conexión a red, tanto durante el período de duración del hueco de tensión así como durante el período de recuperación posterior al despeje de una falta equilibrada o desequilibrada, se deberán encontrar dentro de los límites descritos en las tablas 1 y 2, respectivamente, del numeral 9.3 del presente documento.

9.1. PERFIL DE LOS HUECOS DE TENSIÓN

La instalación eólica y todos sus componentes adicionales deben ser capaces de soportar, sin desconectarse, cualquier perturbación severa transitoria en la tensión (en módulo y/o en ángulo) en el punto de conexión a red, causados por cortocircuitos equilibrados o desequilibrados o por cualquier causa de otra naturaleza sin presencia de falla, con los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión, mostrado en la figura 3. Es decir, no se producirá la desconexión en la parte superior a la envolvente dibujada por la línea roja de la figura 3, la cual representa la tensión fase a tierra en p.u. en las fases falladas, en caso de cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos. La figura 3 está relacionada a una generación eléctrica eólica inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a red.

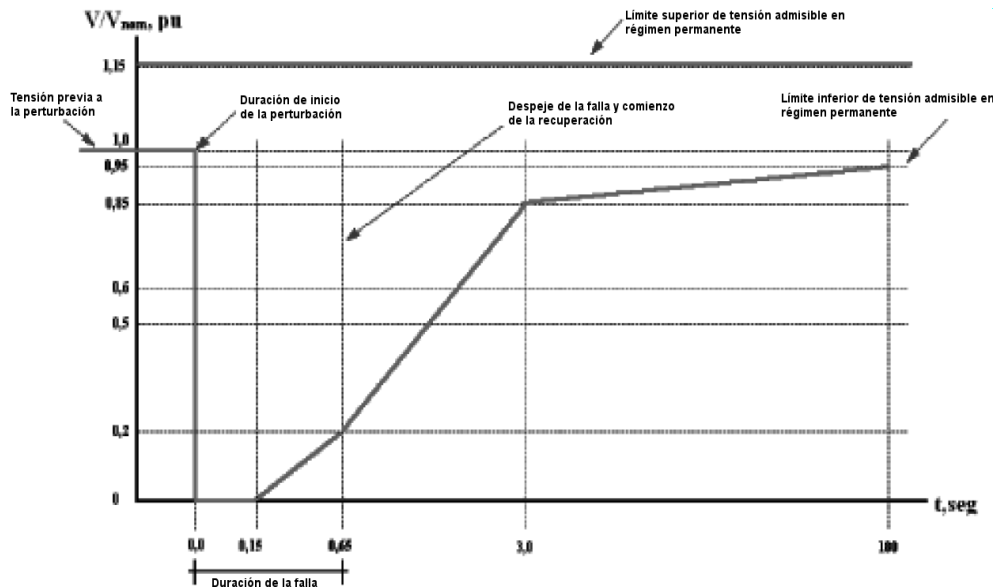


Figura 3: Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase en el punto de conexión a red

Una vez despejada la falla, la tensión en el punto de conexión a red se recuperará al 85% de su valor nominal en un tiempo máximo de 3 segundos desde el inicio de la falla. Además, la instalación eólica y todos sus componentes adicionales deben permanecer conectados ante sobretensiones en una o en todas sus fases cuya tensión eficaz a tierra en el punto de conexión a la red alcance un 1,15 p.u. durante 250 ms ó una sobretensión permanente de 1,1 p.u.

La instalación eólica debe garantizar una recuperación escalonada de la potencia activa para evitar oscilaciones de tensión y sobretensiones una vez despejada la falla. La rampa de recuperación de potencia activa debe entrar en acción un segundo después de que la tensión en el punto de conexión a red alcance el 90% de su valor anterior a la falla y debe tener un gradiente mínimo de 20% de la potencia total nominal registrada por segundo.

Las instalaciones eólicas deben equiparse con dispositivos de protección de tensión por fase cuyas magnitudes de ajuste puedan adaptarse a las exigencias descritas en este numeral.

El cumplimiento de las exigencias de continuidad de suministro ante huecos de tensión es responsabilidad exclusiva del titular de la instalación. El titular de la instalación debe adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que la misma cumpla con los criterios técnicos establecidos ante huecos de tensión.

El cumplimiento del comportamiento exigido durante cortocircuitos deberá ser verificado y certificado por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas. Es necesario elaborar un procedimiento de verificación, validación y acreditación de la respuesta de las instalaciones eólicas ante huecos de tensión. El COES se reserva el derecho de proponer modificaciones en la respuesta transitoria de la instalación eólica

para mantener la continuidad de suministro ante huecos de tensión y las instalaciones eólicas deberán adaptarse a esas exigencias.

9.2. INYECCIÓN DE CORRIENTE DURANTE EL HUECO DE TENSIÓN

Durante la duración del hueco de tensión, la instalación eólica debe garantizar que no se consuma potencia reactiva. Las excepciones puntuales de consumo de potencia reactiva son especificadas en el numeral 9.3.

La aportación de intensidad reactiva por parte de la instalación en el punto de conexión, durante el hueco de tensión, se debe efectuar de tal forma que el punto de funcionamiento sea ajustado por un sistema de control automático de tensión con un principio de funcionamiento similar al regulador sistema de control de tensión de los generadores síncronos convencionales (ya sea a nivel de punto de conexión a la red o a nivel de máquina con el correspondiente traslado a bornes de la misma de los valores de tensión eficaz del punto de conexión a la red) cumpliendo los siguientes requisitos:

- El mencionado sistema de control debe iniciar inmediatamente su funcionamiento en el momento en que la tensión eficaz en el punto de conexión a la red se reduce por debajo del valor de 0,85 p.u., como se especifica en la figura 4, donde se presenta la curva de intensidad reactiva admisible frente al perfil del hueco de tensión en valores por unidad, en el punto de conexión a red.
- En el rango de tensión entre 0,85 p.u y 0,5 p.u., la inyección de intensidad reactiva se realizará de tal forma que se localice de la zona gris de la figura 4. La inyección de intensidad reactiva en el rango de tensión indicado se efectuará de tal forma que la intensidad reactiva aportada por la instalación alcance al menos el 90% de la intensidad nominal antes de transcurridos 150 ms desde la detección de la falla o desde el despeje de la falla.
- La inyección de intensidad reactiva deberá responder a una pendiente de intensidad reactiva/tensión predeterminada. En el hueco de tensión definido en el presente documento se exige una pendiente de $2\%I_{\text{reactiva}}$ por $1\%V_{\text{nom}}$.
- La maximización de intensidad reactiva deberá continuar al menos hasta que la recuperación de la tensión alcance niveles de operación en régimen normal.
- Para los valores de tensiones eficaces en el punto de conexión a la red en el rango $0,9 \leq V \leq 1,0$ p.u. la corriente reactiva inyectada/absorbida I_r responderá a lo establecido en el Artículo 6º, relacionado con la operación en régimen normal.

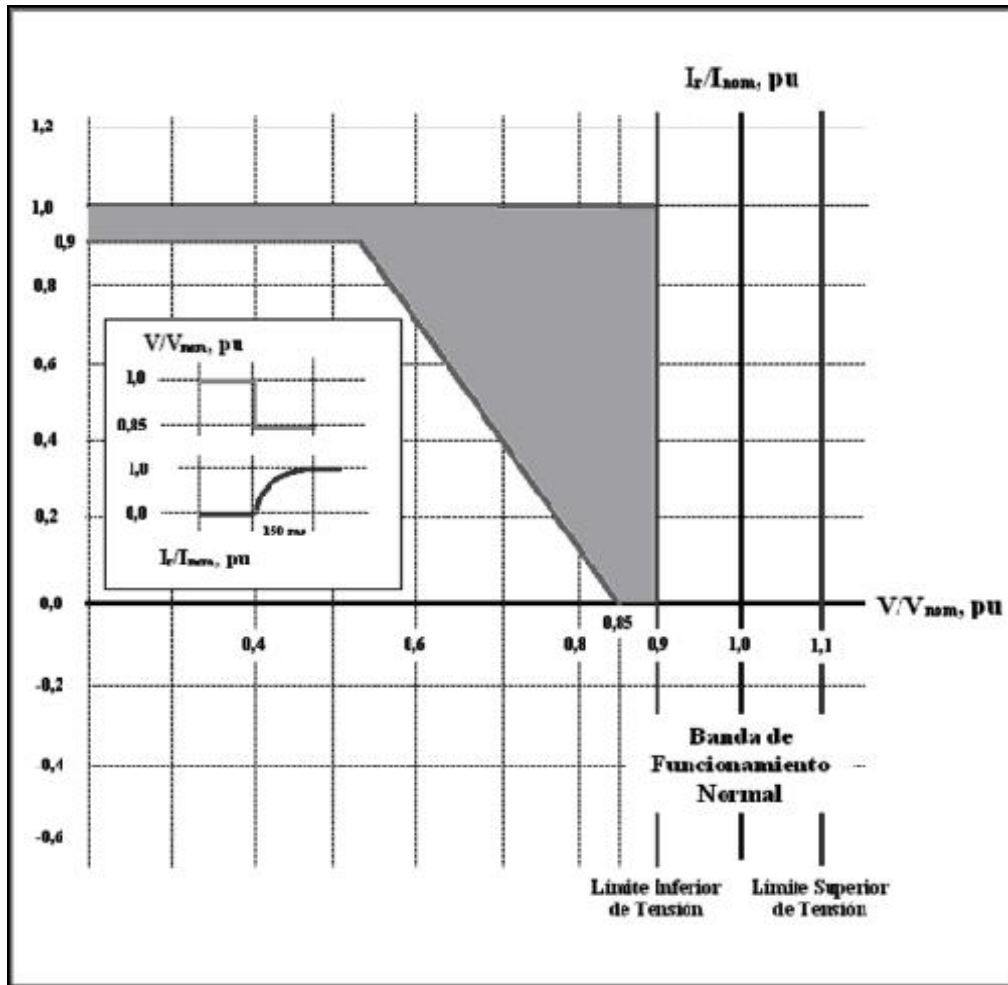


Figura 4: Curva de intensidad reactiva I_r – tensión en el punto de conexión a red

9.3. CONSUMOS DE POTENCIA/ENERGIA ACTIVA Y REACTIVA

En relación a los consumos puntuales de energía y potencia (activa y reactiva) durante el hueco de tensión y el período inmediatamente posterior al despeje de la falta, se definen tres zonas claramente diferenciadas. La zona A correspondería a los primeros 150 ms después del inicio del hueco de tensión, la zona B se define como el período desde los 150 ms hasta los 650 ms de duración del hueco mientras que la zona C corresponde a los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la falta. En la figura 5, se muestra de forma esquemática las zonas diferenciadas de un hueco de tensión y los límites establecidos de consumos de energía y potencia (activa y reactiva) e intensidad reactiva de una instalación eólica ante un hueco bifásico y trifásico.

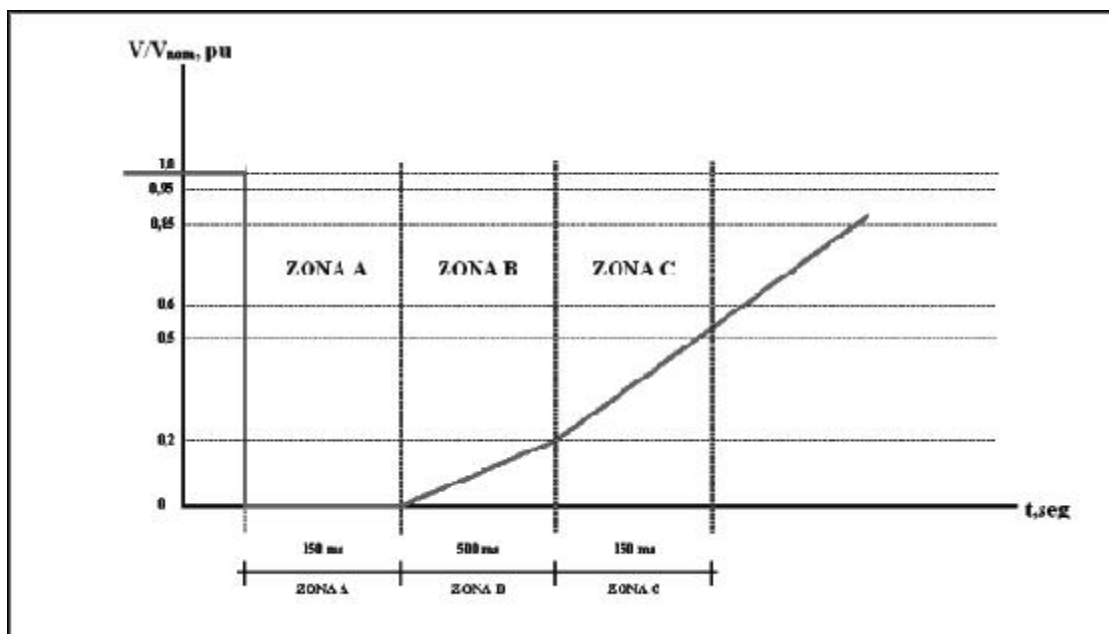


Figura 5: Zonas diferenciadas del hueco de tensión para los límites de consumo de energía y potencia (activa y reactiva)

9.3.1. FALLAS EQUILIBRADAS (TRIFÁSICAS)

No obstante lo indicado en el párrafo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falla y los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente, se permiten consumos transitorios durante el resto de la falla.

Los consumos de energía y potencia (activa y reactiva) admisibles para una instalación eólica durante una falla equilibrada se presentan de forma esquemática en la Tabla 1:

Tipos de consumo Límites de consumos de potencia y energía (activa y reactiva)

| Tipos de consumo | Límites de consumos de potencia y energía (activa y reactiva) | | |
|--|---|---------------------------|--------------------------------------|
| | Fallas Equilibradas | | |
| | Zona A | Zona B | Zona C |
| | 150 ms del inicio de la falla | Durante la falla | 150 ms después de despejada la falla |
| Consumo neto de potencia activa, P_s | No limitado | < 10% P_{nom} (1 ciclo) | No limitado |
| Consumo neto de potencia reactiva, Q_r | < 60% P_{nom} (1 ciclo) | No limitado | No limitado |
| Consumo neto energía activa, E_s | No limitado | No limitado | No limitado |
| Consumo neto energía reactiva, E_r | No limitado | No limitado | <60% P_{nom} (100 ms) |

Tabla 1: Consumo de energía y potencia (activa y reactiva) ante una falla equilibrada

9.3.2. FALLAS DESEQUILIBRADAS (MONOFÁSICAS Y BIFÁSICAS)

Al igual que en el caso de las fallas equilibradas, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falla y

los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente, se permiten consumos transitorios durante el resto de la falla.

Los consumos de energía y potencia (activa y reactiva) admisibles para una instalación eólica durante una falla desequilibrada se presentan de forma esquemática en la Tabla 2.

| Tipos de consumo | Límites de consumos de potencia y energía (activa y reactiva) | | |
|--|---|---------------------------|--------------------------------------|
| | Fallas desequilibradas | | |
| | Zona A | Zona B | Zona C |
| | 150 ms del inicio de la falla | Durante la falla | 150 ms después de despejada la falla |
| Consumo neto de potencia activa, P_s | No limitado | < 30% P_{nom} (1 ciclo) | No limitado |
| Consumo neto de potencia reactiva, Q_s | No limitado | < 40% P_{nom} (1 ciclo) | No limitado |
| Consumo neto energía activa, E_s | No limitado | < 45% P_{nom} (120 ms) | No limitado |
| Consumo neto energía reactiva, E_r | No limitado | < 40% P_{nom} (120 ms) | No limitado |

Tabla 2: Consumo de energía y potencia (activa y reactiva) ante una falla desequilibrada

9.4. SISTEMA DE REGISTRO DE CONTINGENCIAS

La instalación eólica deberá contar con sistemas de registro de contingencias. Estos dispositivos deben tener la capacidad de almacenar en memoria la información más relevante de una falta con suficiente velocidad de respuesta, por lo que debe contar con la función de medición sincronizada de fasores. Los lugares idóneos para la instalación de estos dispositivos de medición son el transformador de potencia de la subestación transformadora y la línea de transmisión de evacuación de la instalación eólica.

ARTÍCULO 10º CALIDAD DE LA TENSIÓN

10.1. CAMBIOS BRUSCOS O ESCALONES DE TENSIÓN

Se definen los cambios bruscos de tensión como el cambio rápido del valor eficaz de tensión, para una cierta duración de tiempo. El cambio relativo de tensión, d , que podría causar la instalación eólica debe ser limitado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$d \leq \frac{\Delta V_{dyn}}{V_{nom}}$$

Los valores máximos permitidos para los cambios bruscos de tensión causados por la instalación eólica en el punto de conexión a red, se presentan en la Tabla 3:

| Frecuencia de cambio brusco de tensión, r , (horas ⁻¹) | $d \leq \frac{\Delta V_{dyn}}{V_{nom}}, \%$ |
|---|---|
| $r \leq 1$ | 3,0 |
| $1 < r \leq 10$ | 2,5 |
| $10 < r \leq 100$ | 1,5 |
| $100 < r$ | 1,0 |

Tabla 3: Máximos valores permitidos para los cambios bruscos de tensión

10.2. PARPADEO (FLICKER) Y FLUCTUACIONES DE TENSIÓN

Se aplica lo dispuesto en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

10.3. TENSIONES ARMÓNICAS

Se aplica lo dispuesto en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

10.4. INTERFERENCIAS TELEFÓNICAS

El factor de forma armónico telefónico (THFF) se define como:

$$THFF = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} \left(\frac{V_n}{V_1} \cdot F_n \right)^2}$$

$$F_n = P_n \cdot n \cdot \frac{f_n}{800}$$

Donde:

P_n es la interferencia relativa a la frecuencia f_n en un circuito de telecomunicación que se determina a partir de un factor de peso psophométrico de acuerdo al CCITT (Directives Concerning the Protection of Telecommunication Lines Against Harmful Effects from Electric Lines, CCITT 1978).

El valor THFF no debe exceder el valor 1,0 % en el punto de conexión a red de la instalación eólica.

10.5. INTERFERENCIA EN LAS TELECOMUNICACIONES

La instalación eólica no debe generar un ruido superior a 35 dB (0 dB = 0,775 V) en un rango de frecuencias entre (40...500) kHz, medido sobre los equipos de onda portadora o PLC (Power Line Carrier) convencional en el punto de conexión a red. El ancho de banda de medida debe ser de al menos 2 kHz.

ARTÍCULO 11º SISTEMAS DE PROTECCIÓN

En la conexión de la instalación eólica se deben tener en cuenta los requisitos para las protecciones que rigen para el SEIN establecidos por el COES, relativos a los requisitos técnicos para la conexión de centrales de generación al SEIN. Es responsabilidad del titular de la instalación eólica el garantizar la seguridad de la instalación, por medio de un apropiado diseño de la planta y de un sistema de protección dedicado, contra daños y perjuicios que podrían causarse por fallas en el SEIN o por fallas en la instalación eólica. El titular de la instalación eólica debe evitar que las fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del punto de conexión a red, para lo cual deberá presentar un estudio de coordinación de protecciones que será examinado y deberá ser aprobado por el COES.

Se debe contar con un sistema de protección para la turbina eólica, el circuito de turbinas eólicas, el transformador principal y auxiliar, las líneas de transmisión de evacuación, etc. El equipo necesario de protecciones para la Subestación de Transformación de Interconexión y el tramo de línea de evacuación con la que se interconectan al SEIN deberá cumplir con lo especificado en el proyecto de la instalación eólica y deberá ser revisado y aprobado por el COES.

Los ajustes de las protecciones deberán ser verificados mediante pruebas en sitio. Los valores de ajuste en obra y los informes de pruebas deberán ser entregados al COES al término de las mismas, así como los diagramas unifilares de protección, las memorias de los cálculos de ajuste y el diagrama unifilar de la Subestación de Transformación de Interconexión y las turbinas eólicas.

ARTÍCULO 12º SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y CONTROL EXTERNO

12.1. ADSCRIPCIÓN A UN CENTRO DE CONTROL

Las instalaciones eólicas cuya potencia total nominal registrada sea igual o supere a 10 MW deberán adscribirse a un centro de control centralizado, denominado en adelante Centro de Control Eólico (CCE). Para instalaciones eólicas con potencias nominales registradas inferiores a 10 MW, su adscripción es voluntaria; no obstante, deben contar durante las 24 horas del día con un supervisor responsable de la operación de sus instalaciones, de acuerdo con lo señalado en el numeral 1.4.1 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

Los Centros de Control Eólicos a los que han de adscribirse las instalaciones eólicas, enviarán al COES, dentro de los 5 primeros días naturales de cada mes, una actualización de las unidades de producción a ellos adscritas, entendiéndose que cada instalación eólica constituye una unidad de producción.

La información se remitirá conforme a los formularios que al efecto disponga el COES e incluirá al menos la siguiente información para cada unidad de producción:

- Titular de la instalación.
- Número y tecnología de las unidades generadoras que integran cada unidad de producción, así como, en su caso, equipo asociado.

- Potencia máxima de las unidades generadoras.
- Barra del SEIN en la que inyecta su generación eléctrica.
- Mecanismos disponibles de control de la potencia y energía, así como características de dichos sistemas de control asociados a la unidad de producción.
- Cualquier información que el COES considere relevante para la mejor programación de las instalaciones eólicas.
- Protecciones y ajustes de la Unidad de Producción.

El COES, como resultado del análisis y supervisión que realiza de la seguridad del Sistema en distintos horizontes temporales, puede detectar diferentes condiciones de operación que supongan un riesgo para la calidad y continuidad del suministro. Sólo en aquellos casos en los que no existan otros medios para evitar dicho riesgo actuando en tiempo real o con la antelación suficiente, bien porque ya se haya actuado sobre las unidades generación gestionable convencional o bien porque el problema a resolver sólo sea resoluble con la actuación sobre las instalaciones eólicas, el COES debe dar las instrucciones oportunas de modificación de producción a las unidades de generación por medio de los respectivos CCE. En ese caso, el COES debe identificar las producciones máximas admisibles por barra de la red de transmisión y para cada instalación eólica en los casos en que ésta sea relevante. Asimismo, de considerarlo necesario, el COES podrá solicitar a los CCE en tiempo real la desconexión de parte o la totalidad de la instalación eólica que suponga un riesgo significativo para la calidad y continuidad del suministro.

En los CCE se deberá disponer de registros de las consignas de reducción dadas por el operador del sistema y por el propio centro de control, así como la ejecución real de los recortes y reducciones de producción, para que puedan ser utilizados en la resolución de posibles conflictos.

12.2. SISTEMAS DE TRANSFERENCIA DE DATOS

El sistema de control de cada CCE, que interactúe con el COES y al que han de adscribirse las instalaciones eólicas deberán de disponer de las siguientes funciones operativas:

- Un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real al COES, al menos, la siguiente información por cada instalación eólica que se encuentre adscrita al CCE.
 - Potencia Activa.
 - Potencia Reactiva.
 - Estado de conexión de la instalación eólica.
 - Medida de los Valores de tensión.

Adicionalmente se enviará siguiente información medida en un punto representativo de la instalación eólica:

- Velocidad del viento (intensidad y dirección).
- Temperatura ambiente.

Para cumplir con esta función el CCE deberá:

- Captar la información sobre cada instalación eólica de cada instalación eólica adscrita que se enviará posteriormente al COES.
 - Garantizar la coherencia de la información de topología y medidas de una instalación eólica que sea suministrada al COES.
- El COES remitirá al CCE los valores de referencia de actuación para las instalaciones eólicas adscritas al mismo, quien deberá asegurar el cumplimiento y mantenimiento de dichos valores de referencia. El sistema de control del CCE recibirá con un periodo mínimo de un minuto los valores de referencia de las potencias máximas de las instalaciones eólica por barra y desagregada por cada instalación eólica, calculada por el COES, así como un código indicador de la causa de la restricción. La referencia de producción debe ser alcanzada en un plazo máximo de 15 minutos, una vez recibida la instrucción de modificación. A efectos de asegurar el mantenimiento de los valores de referencia establecidos a cada CCE, se podrán admitir desviaciones máximas del 10% el valor de referencia durante tiempos inferiores a 1 minuto si las condiciones particulares de la operación del sistema en ese momento lo permiten.

Para todo lo considerado en el presente numeral, el CCE deberá cumplir con los requisitos señalados en la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Asimismo, el COES deberá establecer en un procedimiento específico el protocolo del sistema de comunicación y control externo de las instalaciones eólicas.

12.3. SISTEMAS DE PREDICCIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA

Las instalaciones eólicas deben disponer de un sistema de predicción de la potencia eólica que permita calcular el valor de la potencia eólica total de la instalación hasta un horizonte de dos días. La instalación eólica deberá entregar la información sobre la previsión de potencia eólica horaria en un horizonte de 24 horas. La información sobre las predicciones de potencia eólica se debe transmitir al COES con al menos 24 horas de antelación, de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por el COES. En casos de emergencia el COES podrá solicitar predicciones hasta un horizonte máximo de dos días.

ARTÍCULO 13º ESTUDIOS PREVIOS DE CONEXIÓN

13.1. ESTUDIOS DE INTEGRACIÓN A RED

Antes de su conexión a la red, la nueva instalación eólica debe presentar un Estudio de Pre Operatividad y un Estudio de Operatividad que evalúan su impacto sobre la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio del SEIN. El Estudio de Pre Operatividad incluye un Resumen Ejecutivo del Proyecto Definitivo de la instalación eólica. El Estudio de Operatividad se presenta antes de la puesta en servicio de la instalación eólica y

representa un análisis de detalle de su operación considerando la información del equipamiento realmente instalado.

A continuación se presenta una lista orientativa, aunque no limitativa de los análisis de sistema que debe realizar el titular de la instalación eólica en los Estudios de Pre Operatividad y Operatividad, previos a obtener el permiso de conexión a red:

- Flujos de carga.
- Análisis de contingencias.
- Estabilidad transitoria.
- Estabilidad ante pequeños disturbios.
- Estabilidad de tensión.
- Continuidad de suministro ante cortocircuitos equilibrados y desequilibrados.
- Coordinación de protecciones.
- Calidad de la energía.
- Análisis de armónicos de las tensiones e intensidades.

El COES deberá registrar, evaluar, validar y verificar que los Estudios de Pre Operatividad y Operatividad de las instalaciones eólicas cumplen con los criterios técnicos de conexión propuestos en el presente procedimiento.

13.2. INFORMACIÓN DE LAS INSTALACIONES EÓLICAS

El COES deberá registrar, evaluar, validar y verificar que los estudios de integración a red de las Instalaciones Eólicas cumplen con los criterios técnicos de conexión propuestos en el presente procedimiento.

En relación a lo anteriormente indicado, el titular de la Instalación Eólica deberá suministrar al COES los parámetros, bases de datos, modelos dinámicos de los elementos que componen la Instalación Eólica, así como de todos los sistemas de potencia que dispone hasta el punto de conexión a red (transformadores, sistemas de compensación de potencia reactiva, FACTS, sistemas de acumulación de energía, etc.), cualquier información adicional que se solicite sobre la Instalación Eólica necesaria para la realización satisfactoria de los estudios de integración al SEIN de las instalaciones eléctricas.

Los datos de carácter general de la instalación eólica son los siguientes:

- Datos relativos al titular de la instalación;
- Ubicación geográfica de la instalación (Planos de ubicación);

- Datos del punto de conexión;
- Número de turbinas eólicas de la instalación eólica;
- Datos técnicos de la red de media tensión y subestación de transformación;
- Datos técnicos de la línea de evacuación;
- Datos de los ensayos y certificados de las turbinas eólicas;
- Diagrama unifilar detallado de la instalación eólica.

| | | |
|---|---------|--|
| Fabricante | | |
| Tipo de turbina eólica | | |
| Número de palas | | |
| Diámetro del rotor | (m) | |
| Altura del eje | (m) | |
| Control de palas (control de paso/pérdida aerodinámica) | | |
| Control de velocidad (fijo – variable) | | |
| Velocidad nominal de giro | (m/s) | |
| Tipo de generador (síncrono-asíncrono) | | |
| Potencia nominal del generador | (kW) | |
| Tensión nominal – V_{nom} | (V) | |
| Intensidad nominal – I_{nom} | (A) | |
| Factor de potencia | | |
| Tipo de transformador | | |
| Potencia nominal del transformador | (kVA) | |
| Relación de tensiones del transformador | (kV/kV) | |
| Inercia de la turbina eólica | | |

Tabla 4: Información de los parámetros y características técnicas generales de las turbinas eólicas.

| | | |
|------------------------------|--|--|
| Fabricante | | |
| Potencia nominal | | |
| Tensión nominal | | |
| Factor de potencia | | |
| Resistencia del estator | | |
| Reactancia del estator | | |
| Resistencia del rotor | | |
| Reactancia del rotor | | |
| Resistencia de magnetización | | |
| Reactancia de magnetización | | |
| Deslizamiento nominal | | |
| Inercia del generador | | |

Tabla 5: Información no limitativa de los parámetros y características técnicas generales los generadores asíncronos

Adicionalmente se han de proporcionar los modelos dinámicos y diagramas de bloques de los diferentes componentes de las turbinas eólicas.

- Modelo del generador eléctrico;
- Sistema de Control de tensión del generador;
- Sistema de control del ángulo de ataque de las palas;
- Modelo aerodinámico del rotor de la turbina;
- Modelo mecánico del sistema mecánico de transmisión;
- Modelo del convertidor electrónico;
- Sistema de control de velocidad del rotor;
- Sistema de control de los dispositivos de compensación de potencia reactiva.

| | | |
|--|--|--|
| Fabricante | | |
| Potencia nominal | | |
| Tensión nominal | | |
| Curva de capacidad | | |
| Factor de potencia | | |
| Reactancia de dispersión | | |
| Reactancias saturadas y no saturadas - Síncrona de eje directo - Síncrona de eje en cuadratura - Transitoria de eje directo - Transitoria de eje en cuadratura - Subtransitoria de eje directo - Subtransitoria de eje en cuadratura | | |
| Constantes de tiempo - Transitoria de eje directo en circuito abierto - Transitoria de eje en cuadratura en circuito abierto - Subtransitoria de eje directo en circuito abierto - Subtransitoria de eje en cuadratura en circuito abierto | | |
| Saturación a 1,0 p.u. y 1,2 p.u. | | |
| Inercia del generador | | |

Tabla 6: Información no limitativa de los parámetros y características técnicas generales los generadores síncronos.

Adicionalmente se han de proporcionar los modelos dinámicos y diagramas de bloques de los diferentes componentes de las turbinas eólicas.

- Modelo del generador eléctrico;
- Sistema de Control de tensión del generador;
- Sistema de control del ángulo de ataque de las palas;
- Modelo aerodinámico del rotor de la turbina;
- Modelo mecánico del sistema mecánico de transmisión;

- Modelo del convertidor electrónico;
- Sistema de control de velocidad del rotor;
- Sistema de control de los dispositivos de compensación de potencia reactiva;

En caso de empleo de otra tecnología y modelos dinámicos adicionales a los anteriormente definidos, se deberá proporcionar en los Estudios de Pre Operatividad y Operatividad toda la información necesaria para que el COES proceda al correcto modelado de la Instalación Eólica y proceder a los estudios de integración en la red eléctrica. Asimismo, se deberá informar de cualquier modificación en el diseño de la Instalación Eólica y su comprobación de como estas modificaciones afectan a la operación y control del SEIN.

ARTÍCULO 14º PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA

Las pruebas de los equipos que componen el sistema de transmisión y transformación de interconexión y las turbinas eólicas deberán documentarse y entregarse para su evaluación y aprobación al COES. Dichas pruebas incluyen entre otras:

- Ajuste y operación de las protecciones.
- Equipos de comunicación y medición.
- Pruebas en campo de la capacidad de mantener la continuidad de suministro ante huecos de tensión equilibrados y desequilibrados.
- Medición en campo del contenido de armónicas.

El número de pruebas y su realización serán de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por el COES. El titular de la instalación deberá presentar al COES los resultados de las pruebas que demuestren el cumplimiento de todas las condiciones que finalmente se especifiquen en el Procedimiento Técnico de Conexión.