RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 083-2021-OS/CD

Lima, 27 de abril de 2021

CONSIDERANDO

Que, la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832), en su Capítulo Quinto contiene dispositivos para la adecuación del marco legal de la transmisión que debe ser materia de reglamentación; mientras que, en el literal b) de su artículo 13 establece que una de las funciones de interés público a cargo del COES es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergmin;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se aprobó el Reglamento de Transmisión, norma que introdujo una serie de modificaciones al Reglamento de la Ley de Concesiones en el extremo de la actividad de transmisión eléctrica, con objeto de hacer compatible el marco regulatorio con la entonces reciente Ley 28832. Entre las disposiciones incorporadas por el Reglamento de Transmisión se dispuso que el COES elaborará un Procedimiento de Conexión a ser aprobado por el Osinergmin;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema ("Reglamento COES"), en cuyo artículo 5.1 se detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en su artículo 5.2 se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, en ese sentido, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos" ("Guía"), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. La Guía fue modificada mediante Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, por otro lado, con Resolución N° 035-2013-OS/CD, publicada el 14 de marzo de 2013, se aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" (en adelante "PR-20"), el cual se viene aplicando para la conexión, modificación y el retiro de instalaciones eléctricas en el SEIN, así como para el inicio y conclusión de la operación comercial de las unidades o centrales de generación, y la integración de instalaciones de transmisión, de acuerdo a los principios y normas que regulan las funciones del COES;

Que, en el mes de diciembre de 2019, mediante carta COES/D-1475-2019, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-20, sobre la base de una evaluación a su aplicación en los últimos años, con la finalidad de realizar mejoras a dicho procedimiento relacionadas a: i) alcance de la aplicación del PR-20; ii) tratamiento de los proyectos recurrentes; iii) causales para rechazar los Estudios de Pre-Operatividad (EPO); iv) conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO; v) causales para rechazar un Estudio de Operatividad (EO); vi) alcances de conformidad de un EO; vii) plazos del proceso de gestión de los EPO y EO; viii) implementación de pruebas de homologación; entre otros;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 303-2020-GRT del 13 de marzo de 2020 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta alcanzada. Con fecha 30 de junio de 2020, el COES remitió a través de la Ventanilla Virtual del Osinergmin la carta COES/D-417-2020, mediante la cual presenta la subsanación de dichas observaciones;

Que, con Resolución N° 152-2020-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica el PR-20, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° 152-2020-OS/CD se otorgó un plazo de cuarenta y cinco (45) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias sobre el proyecto normativo a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, dentro del plazo establecido, se recibieron los comentarios y sugerencias de Sisener S.A.C., Illapu Energy S.A., Inland Energy S.A.C., Red de Energía del Perú S.A., Engie Energía Perú S.A., Enel Green Power Perú S.A., Transmisión PECHI S.A.C., Enel Generación Perú S.A.A., Luz del Sur S.A.A., ATN 1 S.A., Enel Distribución Perú S.A.A., Conelsur, Fénix Power Perú S.A., Electronoroeste S.A., Kallpa Generación S.A., Electroperú S.A. y Termochilca S.A., así como también los del COES, todos los cuales han sido analizados en el Informe Técnico N° 266-2021-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico, luego de lo cual corresponde la aprobación final del procedimiento;

Que, en virtud de lo indicado en la propuesta del COES y la subsanación a las observaciones de Osinergmin, se concluye que corresponde la modificación de los numerales 1 al 16 en el PR-20 vigente, así como la sustitución de los Anexos del 2 al 7 que serán reemplazados por los Anexos del 2 al 5, es decir, se reducen los Anexos de 7 a 5. El Anexo 1 del PR-20 vigente se mantiene inalterable en tanto su modificación no ha sido materia del presente proceso, por lo que corresponderá al COES remitir su propuesta de modificación de Anexo 1 del PR-20, conforme lo establece la Guía;

Que, en ese sentido, se han emitido el Informe Técnico N° 266-2021-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° 267-2021-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; y en la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 16-2021.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Sustituir los numerales del 1 al 16 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones al SEIN” (PR-20) aprobado mediante Resolución N° 035-2020-OS/CD, e incorporar el numeral 17 en dicho procedimiento, conforme a lo contenido en el Anexo A de la presente resolución.

Artículo 2°.- Sustituir los Anexos del 2 al 7 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones al SEIN” (PR-20) aprobado mediante Resolución N° 035-2020-OS/CD, por los Anexos del 2 al 5, conforme a lo contenido en el Anexo B de la presente resolución.

Artículo 3°.- Precisar que el Anexo 1 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones al SEIN” (PR-20) aprobado mediante Resolución N° 035-2013-OS/CD, mantiene su vigencia.

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico N° 266-2021-GRT y el Informe Legal N° 267-2021-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx Estos informes son parte integrante de la presente Resolución.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA: Los procesos para la obtención de Certificados de Conformidad de EPO, EO, Inicio de Operación Comercial, Integración de Instalaciones de Transmisión en el SEIN, Conclusión de la Operación Comercial y Retiro de Instalaciones del SEIN, así como para la aprobación de la Conexión de Instalaciones al SEIN iniciados antes de la entrada en vigencia de la modificación del presente procedimiento, se regirán, hasta su conclusión, por las disposiciones contempladas en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN", aprobado por Resolución N° 035-2013-OS/CD. Se exceptúan de la aplicación de esta disposición a aquellos procesos vinculados a proyectos que se encuentren fuera del alcance del presente procedimiento o que no cumplen con las exigencias establecidas en sus alcances, así como los procesos que ya no se encuentren contemplados en el presente Procedimiento Técnico.

SEGUNDA: En el caso de solicitudes en trámite de Conformidad del Estudio de Operatividad, son vigentes los criterios de diseño del EPO aprobado antes de la vigencia de la modificación al procedimiento.

TERCERA: Los titulares de las centrales de generación (CGNC y CGC) y de los equipos automáticos de compensación reactiva, conectados actualmente al SEIN, deberán realizar las pruebas de homologación a las que se refiere el Anexo 5 del presente procedimiento, conforme a los siguientes plazos:

1. Las CGNC, así como las CGC con unidades de generación con una potencia igual o mayor a 150 MW, dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de inicio en vigencia del presente la modificación al Procedimiento.
2. Las CGNC, así como las CGC con unidades de generación con una potencia igual o mayor a 70 MW y menor a 150 MW, dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de culminación del plazo señalado en el numeral precedente.
3. Las CGNC, así como las CGC con unidades de generación con una potencia igual o mayor a 40 MW y menor a 70 MW, dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de culminación del plazo señalado en el numeral precedente.
4. Las CGNC, así como las CGC con unidades de generación con una potencia igual o mayor a 20 MW y menor a 40 MW y los equipos automáticos de compensación reactiva, dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de culminación del plazo señalado en el numeral precedente.

Para la ejecución de las pruebas de homologación, el Titular de la Instalación deberá solicitar la inclusión de la instalación en el Programa de Intervenciones que corresponda, conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N°12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por otras actividades en equipos del SEIN".

El COES podrá designar un representante para que participe en la ejecución de las pruebas de homologación. En este supuesto, al culminar las referidas pruebas, el representante del Titular de la Instalación y el representante del COES suscribirán un Acta en la que se deje constancia de las pruebas realizadas y la fecha de su culminación.

Dentro de los diez (10) días hábiles de concluidas las pruebas, el Titular de la Instalaciones deberá presentar al COES una copia del Acta referida en el párrafo precedente. Asimismo, en caso de que el

COES no hubiese participado en la ejecución de las pruebas, dentro de los diez (10) días hábiles contados desde su culminación, el Titular de la Instalación deberá presentar al COES una declaración jurada en la que especifique las pruebas ejecutadas y la fecha de su culminación.

Posteriormente, en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles contados a partir de la fecha de culminación de las pruebas de homologación, el Titular de la Instalación deberá presentar al COES el Informe de Homologación al que se refiere el Anexo 5 del presente procedimiento.

En caso de que los titulares de las Centrales de Generación y los equipos de compensación reactiva no cumplan con lo señalado en la presente disposición, el COES lo comunicará a OSINERGMIN para las acciones de supervisión correspondientes.

Jaime Mendoza Gacon
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

Anexo A

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-20
INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN		
▪ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD, publicada 14 de marzo de 2013. ▪ Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 083-2021-OS/CD, publicada 28 de abril de 2021.		

1. OBJETIVO

Determinar los requisitos y procesos a seguir para la integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas del SEIN, así como establecer las condiciones para la aprobación del inicio, suspensión o conclusión de Operación Comercial de unidades o centrales de generación.

En todos los casos, los requisitos establecidos se orientan a evitar cualquier impacto negativo sobre la confiabilidad y calidad de las operaciones del SEIN.

2. ALCANCES

El presente procedimiento es aplicable a:

2.1 Los Sistemas Transmisión cuyas instalaciones se encuentran comprendidas hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a los Usuarios Libres y/o de las Empresas de Distribución.

2.2 Las Centrales de Generación que se conecten a las instalaciones de los Sistemas de Transmisión indicados en el numeral 2.1.

2.3 La demanda de Usuarios Libres que se conecte a las instalaciones de los Sistemas de Transmisión indicados en el numeral 2.1. Asimismo, aplica a los incrementos relevantes, a criterio sustentado del COES, de demanda existente de Usuarios Libres conectados a las instalaciones de los Sistemas de Transmisión indicados en el numeral 2.1.

2.4 Las Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, con potencia igual o mayor a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1; cuando lo determine el COES, conforme a lo dispuesto en los numerales 9.4 y 10.4 del presente procedimiento.

2.5 Las Centrales de Generación provenientes de procesos de licitación derivados de la aplicación del Decreto Legislativo N° 1002 o la norma que lo reemplace, cuya potencia sea menor a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1; solo deberán gestionar ante el COES la obtención de la Conformidad de Inicio de Operación Comercial, debiendo seguir, para tal efecto, el proceso dispuesto en el numeral 12 del presente procedimiento. Asimismo, las coordinaciones y autorizaciones que requieran previamente para la conexión deberán realizarlas directamente con el titular del punto de conexión.

2.6 Las instalaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) del Distribuidor, cuando lo determine el COES, conforme a lo dispuesto en el numeral 10.3 del presente procedimiento.

Las nuevas instalaciones eléctricas que se conecten a instalaciones que se encuentren fuera del alcance del presente procedimiento, realizarán las coordinaciones y autorizaciones para la conexión directamente con los titulares de dichas instalaciones y presentarán al titular del Punto de Conexión la información y estudios indicados en los Anexos 2 y 3 del presente procedimiento, en lo que corresponda, y cumplirán lo establecido en el Anexo 1.

3. BASE LEGAL

El presente procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

3.1 Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica".

3.2 Decreto Ley Nº 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas".

3.3 Decreto Legislativo Nº 1002, "Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables".

3.4 Decreto Supremo Nº 009-93-EM que aprueba el "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas".

3.5 Decreto Supremo Nº 027-2008-EM que aprueba el "Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema".

3.6 Decreto Supremo Nº 027-2007-EM que aprueba el "Reglamento de Transmisión".

3.7 Resolución Ministerial Nº 129-2009-MEM-DM, "Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión".

3.8 Decreto Supremo Nº 012-2011-EM, que aprueba el "Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables".

3.9 Decreto Supremo Nº 020-97-EM que aprueba la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" (NTCSE).

3.10 Resolución Directoral Nº 014-2005-EM/DGE que aprueba la "Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados" (NTCOTR).

3.11 Resolución Directoral Nº 243-2012-EM/DGE que aprueba la "Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)" (NTIITR).

3.12 Código Nacional de Electricidad Suministro (CNE Suministro).

3.13 Código Nacional de Electricidad, Utilización (CNE Utilización).

4. ESTÁNDARES Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Los estándares y especificaciones técnicas establecidos en el Anexo 1 son de aplicación obligatoria para los Agentes.

5. PRODUCTOS

Los siguientes constituyen productos de este procedimiento:

5.1 Certificado de Conformidad del Estudio de Pre-Operatividad.

5.2 Certificado Conformidad del Estudio de Operatividad.

5.3 Conformidad de Integración al SEIN.

5.4 Conformidad de inicio de Operación Comercial de unidades o centrales de Generación.

5.5 Conformidad de la conclusión de Operación Comercial de unidades o centrales de Generación.

5.6 Conformidad de retiro de instalaciones del SEIN.

6. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Para efectos del presente procedimiento, las definiciones de los términos en singular o plural que estén contenidos en éste, inicien con mayúscula, y no tengan una definición propia en el mismo, serán aquellas contenidas para tales términos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

En todos los casos cuando en el presente procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

En el presente procedimiento los siguientes términos están definidos de la siguiente manera:

6.1 Central de Generación Convencional (CGC): Central de generación hidroeléctrica, termoeléctrica, geotérmica y toda aquélla cuya tecnología emplee un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador de potencia al SEIN.

6.2 Central de Generación No Convencional (CGNC): Central de generación eólica, solar, fotovoltaica y toda aquélla cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador de potencia al SEIN.

6.3 Conformidad de Conclusión de Operación Comercial: Es el documento emitido por el COES que acredita la Conclusión de Operación Comercial de una unidad o una central de generación.

6.4 Conformidad de Inicio de Operación Comercial: Es el documento emitido por el COES dirigido a la empresa titular de la unidad o central de generación, con el cual acredita la fecha de Inicio de la Operación Comercial.

6.5 Conformidad de Integración de Instalaciones al SEIN: Es el documento emitido por el COES dirigido al Titular de la Instalación, con el cual acredita la fecha de Integración de la Instalación al SEIN.

6.6 Conformidad de Retiro de Instalaciones del SEIN: Es el documento emitido por el COES dirigido al Titular de la Instalación, con el cual acredita el retiro de la instalación del SEIN.

6.7 Certificado de Conformidad: Es el documento emitido por el COES, dirigido al Gestor del Proyecto, a través del cual da su conformidad técnica a los Estudios de Pre Operatividad y/u Operatividad presentados.

6.8 Estudio de Pre Operatividad (EPO): Estudio que determina y evalúa el impacto de una nueva instalación en la operación del SEIN, en la capacidad del Sistema de Transmisión, así como en la fiabilidad y calidad de las operaciones. El horizonte de análisis es determinado por el COES en relación con la magnitud de la nueva instalación.

6.9 Estudio de Operatividad (EO): Es el documento presentado por el Gestor del Proyecto para obtener la conformidad técnica del COES, y realizar la posterior conexión de las instalaciones al SEIN, debiendo cumplir todos los requisitos establecidos en el presente procedimiento.

6.10 Ficha Técnica: Información sobre las características técnicas de las instalaciones proporcionada por sus titulares, cuya veracidad es responsabilidad de estos.

6.11 Gestor del Proyecto: Persona natural o jurídica que presenta y gestiona ante el COES, el EPO y EO de un proyecto de instalación eléctrica. También se refiere al Titular del Proyecto.

6.12 Potencia Nominal de una Central de Generación: Es la suma de las potencias activas nominales de las unidades de generación que la conforman. Entiéndase por potencia activa nominal de una Unidad de Generación a la menor potencia de las especificadas en las placas de características de los grupos motor, turbina o alternador instalados en serie.

En el caso de centrales solares fotovoltaicas será la menor de las sumas de las potencias nominales especificadas en las placas características de los módulos fotovoltaicos o inversores/rectificadores instalados en serie de los circuitos que conforman la central.

6.13 Protecciones Coordinables: Funciones de protección que, además de proteger a un equipo o instalación, detectan fallas en otros equipos o instalaciones.

6.14 Protecciones No Coordinables: Funciones de protección que protegen a un equipo o instalación y no detectan fallas en otros equipos o instalaciones.

6.15 Pruebas de Puesta en Servicio: Pruebas realizadas a los equipos de instalaciones nuevas o modificadas, luego de su conexión eléctrica al SEIN.

6.16 Pruebas en Blanco: Pruebas realizadas a los equipos de nuevas instalaciones o modificaciones, antes de su conexión eléctrica al SEIN. Incluyen pruebas en fábrica y pruebas en sitio.

6.17 Punto de Conexión: Es la instalación de transmisión en la cual se prevé conectar al SEIN, las instalaciones propuestas por el Gestor del Proyecto.

6.18 Sistema de Transmisión Local (STL): Sistema conformado por instalaciones de Transmisión en 500, 220, 138 y 60 kV de tensión nominal, que conectan las cargas o las centrales de generación al SEIN.

6.19 Titular de la Instalación: Generador, Transmisor, Distribuidor, Gran Usuario, Usuario Libre, o la persona natural o jurídica que realiza actividades eléctricas sin título habilitante por no requerirlo conforme a la normativa vigente.

6.20 Tercero Involucrado: Generador, Transmisor, Distribuidor, Gran Usuario, Usuario Libre, el titular de un Certificado de Conformidad de Pre-Operatividad u Operatividad vigente, o la persona natural o jurídica que desarrolla actividades eléctricas sin título habilitante por no requerirlo conforme a la normativa vigente, cuyos proyectos o instalaciones están asociadas directamente al Punto de Conexión

7. COMPUTO DE PLAZOS

Los plazos señalados en días hábiles en el presente procedimiento serán contados desde el día siguiente de la recepción de la comunicación.

Los plazos señalados por meses en el presente procedimiento se cumplen en el mes del vencimiento y en el día de éste correspondiente a la fecha de recepción de la comunicación. Si en el mes de vencimiento falta tal día (29, 30 ó 31), el plazo se cumple el último día de dicho mes.

8. OBLIGACIONES

8.1 Del COES:

1. Verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos por el presente procedimiento y, en los casos que corresponda, otorgar las conformidades a las que se refiere el numeral 5 del presente procedimiento.
2. Asignar códigos operativos a las nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión (Líneas de transmisión y verificación de nomenclatura de subestaciones).
3. Publicar en el portal de internet del COES:
   a) La lista de instalaciones de transmisión indicando la categoría asignada (STTN, STTR y STL).
   b) La lista de los EPO y EO que se encuentran en trámite y la etapa en la que se encuentran.
   c) Resumen ejecutivo de los EPO y EO aprobados.
   d) La lista de las instalaciones de generación que han recibido conformidad de inicio de Operación Comercial, suspensión o conclusión de esta, en los últimos 24 meses.
   e) La lista de instalaciones que han recibido conformidad de integración y de retiro del SEIN en los últimos 24 meses.
   f) Los informes de homologación resultantes de las pruebas indicadas en el Anexo 5 del presente procedimiento.
   g) El modelo eléctrico del SEIN para la elaboración de los estudios eléctricos del EPO y EO, en el software establecido por el COES.
4. Remitir al OSINERGMIN, al concluir cada proceso, copia digital de los EPO y EO aprobados, incluido sus actualizaciones; así como, las comunicaciones emitidas entre el COES con el Gestor del Proyecto, Ministerio de Energía y Minas y los terceros involucrados durante el proceso de revisiones, y hasta su aprobación final. Además, se deberá consignar los informes técnicos emitidos por las partes involucradas, que surjan como parte del proceso de revisión de los EPOs y EOs.
5. Informar al OSINERGMIN las decisiones que den conformidad a los productos señalados en el numeral 5 del presente procedimiento.
6. El COES pondrá en conocimiento de los Terceros Involucrados u otros posibles afectados en la zona de influencia del proyecto, el EPO y el EO presentado por el Gestor del Proyecto, la absolución de observaciones que presente el Gestor del Proyecto, así como la decisión final del COES.
7. Determinar la pertinencia de las observaciones de los Terceros Involucrados u otros posibles afectados en la zona de influencia del proyecto presentadas dentro de los plazos establecidos, que no hubieran sido levantadas por el Gestor del Proyecto, al momento de emitir la decisión final en la que resuelva el otorgamiento del Certificado de Conformidad del EPO o EO.

8.2 De los Titulares de Instalaciones y/o Gestores de Proyectos

1. Diseñar y ejecutar sus instalaciones y las modificaciones de éstas, cumpliendo los requisitos mínimos establecidos en el Anexo 1.

2. Cumplir los requerimientos adicionales de diseño o equipamiento que sean exigidos por el COES por razones de seguridad, estabilidad y/o confiabilidad del SEIN.
3. Cumplir con los requisitos establecidos por el presente procedimiento y la normativa aplicable.
4. Definir e informar al COES los ajustes de las Protecciones No Coordinables de sus instalaciones y proponer al COES los ajustes de las Protecciones Coordinables.
5. Identificar a los Terceros Involucrados, al inicio de los procesos de EPO y EO, sin perjuicio de que el COES puede identificar otros Terceros Involucrados u otros posibles afectados en la zona de influencia del proyecto en el marco del proceso de revisión de los estudios.
6. Informar al COES sobre la ocurrencia de las causales previstas en el presente procedimiento para la conclusión del Certificado de Conformidad del EPO.
7. Informar al COES sobre cualquier situación que provoque la indisponibilidad de sus instalaciones a que se refiere el numeral 13.3 del presente procedimiento, incluyendo las solicitudes de fuerza mayor que sean presentadas al OSINERGMIN.
8. Informar al COES sobre el inicio de un procedimiento de renuncia o de caducidad de la concesión o cancelación de la autorización de cualquiera de sus instalaciones conectadas al SEIN, apenas tome conocimiento de cualquiera de tales supuestos.
9. Presentar al COES toda precisión o información complementaria que le sea requerida por dicha entidad, para el cumplimiento de sus obligaciones previstas en el presente procedimiento.
10. En casos de proyectos de ampliación de instalaciones de transmisión existentes, asumir los costos que corresponda, según lo establecido en el artículo 33 de la LCE[1].
11. Coordinar la programación de las Pruebas de Puesta en Servicio en el programa de operación correspondiente, según los Procedimientos Técnicos del COES Nº 01 “Programación de la Operación de Corto Plazo” y Nº 12 “Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN”.
12. Presentar los estudios eléctricos del EPO y EO, en el software establecido por el COES.

8.3 De los Terceros involucrados

1. Revisar los EPO y EO que el COES ponga a su disposición.
2. Remitir sus comentarios y/u observaciones respecto a los EPO y EO dentro de los plazos establecidos en el presente procedimiento. El traslado de las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados al Gestor del Proyecto no implica que estas cuenten con la conformidad del COES, pudiendo ser desestimadas por este último en el procedimiento de Conformidad del EPO o EO, según corresponda.

9. PROCEDIMIENTO PARA LA CONFORMIDAD DEL ESTUDIO DE PRE-OPERATIVIDAD

9.1 Finalidad del procedimiento para la obtención del Certificado de Conformidad del EPO

El proceso para la obtención del Certificado de Conformidad del EPO tiene por finalidad que la conexión de nuevas instalaciones, así como la reubicación y/o modificación de las instalaciones

[1] Artículo 33 de la LCE: Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.

existentes, comprendidas dentro del alcance del presente procedimiento, no causen impacto negativo a la calidad, confiabilidad, seguridad y operación del SEIN ni perjudiquen su expansión.

9.2 **Obligatoriedad de tramitar la Conformidad del EPO**

La obtención de la Conformidad del EPO es obligatoria para la conexión de nuevas instalaciones al SEIN, así como para la reubicación y/o modificación de las instalaciones existentes, comprendidas dentro del alcance del presente procedimiento.

Quedan exceptuados de esta obligación:

1. Los proyectos del Plan de Transmisión que cuenten con un EPO vigente elaborado por el COES, incluido en su anteproyecto.
2. Los proyectos en los que el COES determine que no es necesaria la obtención de la Conformidad del EPO, conforme a lo dispuesto en los numerales 9.3 y 9.4 del presente procedimiento.

9.3 **Necesidad de la obtención de la Conformidad del EPO por modificación de instalaciones existentes**

En el caso de modificación de instalaciones existentes que impliquen cambios en la configuración de la red o cambios en la capacidad de generación, capacidad de transmisión, o en los niveles de cortocircuito de las redes, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EPO, para cada caso concreto.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá la siguiente información: descripción de la modificación, diagrama unifilar, características técnicas y cronograma de ejecución del proyecto.

El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido insuficiente.

9.4 **Necesidad de la obtención de la Conformidad del EPO en caso de Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, iguales o mayores a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento**

En caso de Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, iguales o mayores a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EPO, en cada caso concreto y debidamente sustentado.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá la siguiente información: Punto de Conexión, diagrama unifilar, ubicación geográfica, características técnicas y año de ingreso del proyecto.

El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido insuficiente.

9.5 **Alcance del EPO**

Los documentos y estudios eléctricos señalados en el Anexo 2 del presente procedimiento son requeridos por el EPO dependiendo del tipo de instalaciones del proyecto.

Previo a la presentación del EPO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la definición de su alcance, remitiendo, para tal efecto, la siguiente información: Punto de Conexión, diagrama unifilar, ubicación geográfica, características técnicas, año de ingreso y cronograma de ejecución del proyecto.

Para el caso de proyectos de interconexión internacional, adicionalmente se deberá contar con el marco legal vigente que viabilice los intercambios internacionales de electricidad, conformado por los acuerdos bilaterales de gobierno a gobierno o en el marco de acuerdos multilaterales.

El COES definirá el alcance del EPO en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido incompleta o insuficiente.

El alcance del EPO incluirá, entre otros, la información correspondiente a los proyectos con EPO aprobado y/o trámite en curso, ubicados en la zona de influencia del Proyecto, así como las contingencias mínimas a ser consideradas en el estudio.

9.6 **Requisitos para la presentación del EPO**

El EPO será presentado en medio digital por el Gestor del Proyecto, debiendo cumplir los siguientes requisitos:

1. Cumplir con lo establecido en el presente procedimiento, así como con la información, requisitos y estudios especificados en el Anexo 2.
2. Cumplir con lo requerido por el COES en el documento de respuesta a la solicitud de definición de alcance del EPO.
3. Deberá tomar en cuenta las instalaciones del SEIN en servicio, las instalaciones con EPO o EO aprobado vigente, los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión y sus actualizaciones aprobadas por el MINEM, las instalaciones previstas en el Plan de Inversiones en Transmisión y sus modificatorias aprobadas por OSINERGMIN, así como las ampliaciones de instalaciones de transmisión previstas en el marco de los contratos derivados de las normas de promoción de la inversión privada que sean informadas al COES.
4. En caso de encontrarse en trámite en un mismo momento EPOs referidos a Centrales de Generación o de demanda que se conectan en un mismo Punto de Conexión o dentro de una misma zona de influencia, cada EPO deberá incluir la evaluación del impacto conjunto de los demás proyectos.
5. En el caso de proyectos que ingresen al SEIN por etapas, debe incluir los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento para cada una de las etapas.

9.7 **Medios de comunicación para coordinar la Conformidad del EPO**

El Gestor del Proyecto y el COES podrán utilizar el correo electrónico u otros medios de comunicación para efectuar las coordinaciones que sean necesarias, durante todo el proceso de revisión del EPO. No obstante, las observaciones del COES y la subsanación de estas por el Gestor del Proyecto, deberán notificarse mediante carta u otro medio que sea aprobado por el COES.

9.8 **Trámite para la obtención del Certificado de Conformidad del EPO**

El trámite para la Conformidad del EPO, reflejado en el Flujograma Nº 1 del presente procedimiento, se desarrolla siguiendo las etapas que se detallan a continuación:

1. Presentado el EPO, si este no contiene los documentos correspondientes al tipo de proyecto señalados en el Anexo 2 del presente procedimiento, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para comunicarlo al Gestor del Proyecto, el cual tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanar la omisión. Vencido el plazo sin que el Gestor del Proyecto haya subsanado la omisión, el COES rechazará el EPO.

2. Cumplida la subsanación:
   a. El COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para ponerlo en conocimiento de los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, los cuales, una vez recibido el documento tienen un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.
   b. El COES tiene un plazo de treinta (30) días hábiles para pronunciarse, aprobándolo, formulando observaciones o rechazándolo, según corresponda. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, comunicándolo al Gestor del Proyecto.
3. En caso el COES formule observaciones al EPO, estas se remitirán al Gestor del Proyecto junto con todas las observaciones que hayan remitido los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento. El Gestor del Proyecto tendrá un plazo máximo de tres (3) meses para absolverlas. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, siempre que el Gestor del Proyecto comunique al COES la necesidad de prórroga antes del vencimiento del plazo original.
4. Recibida la absolución de observaciones por el Gestor del Proyecto:
   a. El COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para ponerla en conocimiento de los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, los cuales tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.
   b. El COES tiene treinta (30) días hábiles para pronunciarse sobre el EPO, aprobándolo, formulando observaciones o rechazándolo, según corresponda. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, comunicándolo al Gestor del Proyecto.
5. En caso de subsistir observaciones o surgir observaciones nuevas de parte del COES, serán remitidas al Gestor del Proyecto junto con las observaciones de los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, si las hubiere y siempre que el COES las considere pertinentes. El Gestor del Proyecto cuenta con el plazo de tres (3) meses para absolverlas. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, siempre que el Gestor del Proyecto comunique al COES la necesidad de prórroga antes del vencimiento del plazo original.
6. Recibida la absolución a las observaciones, el COES tiene un plazo de veinte (20) días hábiles para pronunciarse sobre el EPO, aprobándolo o desaprobándolo, según corresponda; con lo cual se dará por concluido el proceso.

Para cualquiera de las etapas descritas, de no presentar el Gestor del Proyecto la absolución de observaciones en el plazo establecido, el COES rechazará el EPO.

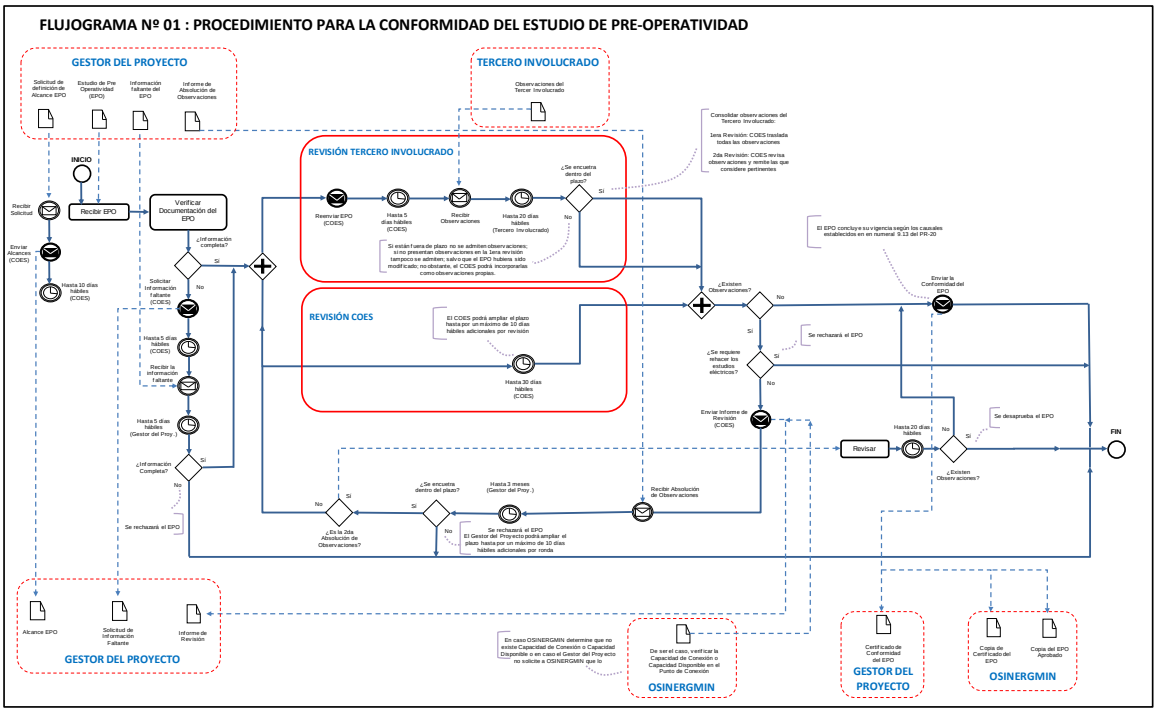
Con cada absolución de observaciones, el Gestor del Proyecto debe presentar una versión actualizada y completa del EPO en versión electrónica. En caso de que el Gestor del Proyecto presente la absolución de observaciones en partes o fechas distintas, siempre que sea dentro del plazo, se computará el plazo para resolver del COES a partir de la última fecha de presentación.

En el caso que los Terceros Involucrados presenten observaciones fuera de los plazos establecidos, estas no serán admitidas por el COES.

En caso de que los Terceros Involucrados no presenten observaciones en la primera oportunidad que el COES les traslada el EPO, no podrán presentar observaciones en las etapas

subsiguientes. Si los Terceros Involucrados presentaran observaciones en las etapas subsiguientes, éstas no serán admitidas por el COES, salvo que el EPO trasladado en la primera oportunidad hubiera sido modificado por el Gestor del Proyecto en el equipamiento y/o en las características técnicas del proyecto, que se aprueban con el Certificado de Conformidad del EPO, o en los análisis eléctricos realizados, en cuyo caso sí serán admitidas. En el caso que los Terceros Involucrados presenten observaciones fuera de la etapa prevista para ello, el COES podrá incorporarlas como observaciones propias, si lo considera pertinente.

Flujograma N° 01. Procedimiento para la Conformidad del EPO



9.9 Causales para rechazar el EPO

El COES rechazará el EPO en los siguientes supuestos:

1. Cuando el Gestor del Proyecto no presente en el EPO los documentos correspondientes al tipo de proyecto señalados en el Anexo 2, a pesar de que el COES le requirió la subsanación de esta omisión, conforme a lo señalado en el inciso 1 del numeral 9.8 del presente procedimiento.
2. Cuando el Gestor del Proyecto no absuelva las observaciones formuladas por el COES dentro de los plazos establecidos en el numeral 9.8 del presente procedimiento.
3. Cuando se requiera rehacer los estudios eléctricos que forman parte del EPO. Se incurre en este supuesto, entre otras causas, cuando se encuentren errores en los parámetros eléctricos de las instalaciones eléctricas.

El rechazo no impide que el Gestor del Proyecto pueda presentar nuevamente su EPO, en caso corresponda

9.10 Desaprobación del EPO

El COES desaprobará el EPO cuando el Gestor del Proyecto no haya absuelto todas las observaciones formuladas al término del proceso de revisión establecido en el numeral 9.8 del presente procedimiento.

9.11 **Incidente por observaciones relacionadas con la Capacidad Disponible o con la Capacidad de Conexión del Punto de Conexión**

El Titular de la Instalación del Punto de Conexión se encuentra facultado para formular observaciones estrictamente técnicas relacionadas con el alcance del EPO, correspondiendo al COES evaluar tales observaciones en mérito a criterios técnicos.

Los incidentes relacionados con temas vinculados al acceso a las instalaciones de transmisión, Capacidad de Conexión o Capacidad Disponible definidas en el artículo 1 del Reglamento de Transmisión, no afectan la tramitación, plazos y aprobación de los EPO y se gestionan fuera del ámbito del presente procedimiento.

Así también, es responsabilidad del Gestor del Proyecto contar con la conformidad del Titular de las Instalaciones del Punto de Conexión o con el respectivo Mandato de Conexión emitido por OSINERGMIN, antes de efectuar la conexión de las nuevas instalaciones al SEIN, conforme está dispuesto en el numeral 4, del artículo 11.4.1. del presente procedimiento.

9.12 **Alcances de la Conformidad del EPO**

Mediante la Conformidad del EPO, se aprueba: (i) el Proyecto en un Punto de Conexión determinado; (ii) las instalaciones y el equipamiento del proyecto que se indique expresamente, y (iii) el año de conexión de las instalaciones del proyecto.

9.13 **Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO**

La vigencia del Certificado de Conformidad del EPO concluye en cualquiera de los siguientes casos:

1. Cuando se cambie el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.
2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión.
3. Cuando se realicen cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento aprobados expresamente en el EPO.

   En caso de que las instalaciones o equipamientos aprobados tengan modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que representen iguales o mejores prestaciones, el COES podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO y se mantiene su vigencia. Además, el Gestor del Proyecto sólo deberá actualizar su EPO.
4. En el caso de Centrales de Generación o Sistemas de Transmisión, cuando hayan transcurrido más de cuarenta y ocho (48) meses desde la aprobación del EPO sin que el Gestor del Proyecto haya obtenido la certificación ambiental del proyecto, en caso este requiera para su ejecución un Estudio de Impacto Ambiental Detallado, de acuerdo con las normas de la materia; o, cuando hayan transcurrido más de treinta y seis (36) meses, desde la aprobación del EPO sin que el Gestor del Proyecto haya obtenido la certificación ambiental del proyecto, en caso este requiera para su ejecución una certificación ambiental distinta a un Estudio de Impacto Ambiental Detallado.

El COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO por las causales establecidas en el presente numeral.

Para tal efecto, el COES requerirá al Gestor del Proyecto información a fin de evaluar la configuración de las causales de conclusión de vigencia del Certificado de Conformidad del EPO antes descritas. El Gestor del Proyecto deberá entregar la información solicitada por el COES

en un plazo no mayor a diez (10) días hábiles. Recibida la información, el COES tiene un plazo de diez (10) días hábiles para pronunciarse sobre la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO.

Asimismo, en caso de que el Gestor del Proyecto no remita la información solicitada dentro del plazo señalado en el párrafo precedente, el COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO.

9.14 **EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión**

En la propuesta del Plan de Transmisión que elabore el COES conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, deberá incluir los EPOs de los anteproyectos contemplados en dicho Plan.

Para tal efecto, durante la elaboración del Plan de Transmisión, el COES deberá remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados para que emitan su opinión.

La vigencia de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos de los proyectos del Plan de Transmisión, es de tres años posteriores al año de conexión al SEIN previsto en dichos EPOs.

La vigencia de estos EPOs concluye, además, por las causales previstas en los incisos 1 y 3 del numeral 9.13 del presente procedimiento.

En el supuesto de que concluya la vigencia del EPO elaborado por el COES, es responsabilidad del Gestor del Proyecto obtener la Conformidad de un nuevo EPO, siguiendo, para tal efecto, el procedimiento previsto en los numerales 9.5, 9.6, 9.8, 9.9 y 9.10 del presente procedimiento. El Gestor del Proyecto asume la responsabilidad de cualquier modificación que proponga en el nuevo EPO con relación a las características de las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO elaborado por el COES.

10. PROCEDIMIENTO PARA LA CONFORMIDAD DEL ESTUDIO DE OPERATIVIDAD

10.1 **Finalidad del procedimiento de Conformidad del EO**

El proceso de revisión y Conformidad del EO tiene como finalidad definir los ajustes de los sistemas de protección y control, con el objeto de asegurar que la conexión no impacte negativamente en la calidad, seguridad y confiabilidad de las operaciones del SEIN.

10.2 **Obligatoriedad de la Conformidad del EO**

La obtención de la Conformidad del EO es obligatoria para todos los proyectos que requieran la obtención de la Conformidad del EPO de acuerdo con lo dispuesto en el presente procedimiento.

Asimismo, es obligatoria para los proyectos del Plan de Transmisión señalados en el inciso 1 del numeral 9.2 del presente procedimiento; así como cuando el COES lo determine, conforme a lo establecido en los numerales 10.3 y 10.4 del presente procedimiento.

10.3 **Necesidad de la obtención de la Conformidad del EO en caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores**

En caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores, según lo dispuesto en el numeral 12.2 del artículo 12 del Reglamento de Transmisión, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EO, en cada caso concreto, considerando, para tal efecto, la afectación a los sistemas de protección de otros Agentes.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá la siguiente información: Estudio de coordinación de protecciones, diagrama unifilar y año de ingreso del proyecto.

El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido insuficiente.

10.4 **Necesidad de la obtención de la Conformidad del EO en caso de Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, iguales o mayores a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento**

En caso de Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, iguales o mayores a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento, y cuyas instalaciones puedan causar impactos a los sistemas de protección de otros Agentes, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EO, en cada caso concreto.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá la siguiente información: Estudio de coordinación de protecciones, diagrama unifilar y año de ingreso del proyecto.

El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido insuficiente.

10.5 **Asignación de códigos operativos en instalaciones del Sistema de Transmisión**

Antes de la presentación del EO, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES la asignación de los correlativos para las nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión (Líneas de Transmisión y verificación de nomenclatura de subestaciones).

10.6 **Alcance del EO**

Los documentos y estudios eléctricos señalados en el Anexo 3 del presente procedimiento son requeridos por el EO dependiendo del tipo de instalaciones del proyecto.

Previo a la presentación del EO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la determinación de su alcance, para lo cual debe remitir el diagrama unifilar y las características técnicas del proyecto.

El COES definirá el alcance del EO en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido incompleta o insuficiente.

10.7 **Requisitos para la presentación del EO**

El EO será presentado en medio digital por el Gestor del Proyecto, debiendo cumplir los siguientes requisitos:

1. Cumplir con lo establecido en el presente procedimiento, así como con la información, requisitos y estudios especificados en el Anexo 3.
2. Cumplir con lo requerido por el COES en el documento de respuesta a la solicitud de definición de alcance del EO.
3. Contar con Conformidad del EPO vigente. Se encuentran exceptuados de este requisito aquellos proyectos que, sin requerir la obtención de la Conformidad del EPO, requieren la obtención de la Conformidad del EO, de acuerdo con lo dispuesto en los numerales 10.3 y 10.4 del presente procedimiento.

4. Deberá tomar en cuenta las instalaciones del SEIN en servicio, así como las instalaciones con EO aprobado vigente.

5. En el caso de proyectos que ingresen al SEIN por etapas o cuya implementación implique configuraciones temporales que impacten en la seguridad o confiabilidad del SEIN de manera significativa, el EO deberá incluir los estudios establecidos por el COES en el alcance del EO, para cada una de las etapas o configuraciones temporales.

10.8 **Medios de comunicación para coordinar la Conformidad del EO**

El Gestor del Proyecto y el COES podrán utilizar el correo electrónico u otros medios de comunicación para efectuar las coordinaciones que sean necesarias durante todo el proceso de revisión del EO. No obstante, las observaciones por parte del COES y la subsanación de estas por el Gestor del Proyecto, deberán notificarse mediante carta u otro medio que sea aprobado por el COES.

10.9 **Trámite para la obtención del Certificado de Conformidad del EO**

El trámite para la Conformidad del EO, reflejado en el Flujograma Nº 2 del presente procedimiento, se desarrolla siguiendo las etapas que se detallan a continuación:

1. Presentado el EO, si este no contiene los documentos correspondientes al tipo de proyecto señalados en el Anexo 3 del presente procedimiento, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para comunicarlo al Gestor del Proyecto, el cual tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanar la omisión. Vencido el plazo sin haber sido subsanado la omisión, el COES rechazará el EO.

2. Cumplida la subsanación:

   a. El COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para poner el EO en conocimiento de los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, los cuales tienen un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.

   b. El COES tiene un plazo de treinta (30) días hábiles para pronunciarse sobre el EO, aprobándolo, formulando observaciones o rechazándolo, según corresponda. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, comunicándolo al Gestor del Proyecto.

3. En caso el COES formule observaciones al EO, estas se remitirán al Gestor del Proyecto, junto con todas las observaciones que hayan remitido los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento. El Gestor del Proyecto tendrá un plazo máximo de tres (3) meses para absolverlas. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, siempre que el Gestor del Proyecto comunique al COES la necesidad de prórroga antes del vencimiento del plazo original.

4. Recibida la absolución a las observaciones por el Gestor del Proyecto:

   a. El COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para ponerlas en conocimiento de los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, los cuales tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.

   b. El COES tiene treinta (30) días hábiles para pronunciarse sobre el EO, aprobándolo, formulando observaciones o rechazándolo, según corresponda. El COES podrá

prorrogar dicho plazo por un periodo máximo de hasta diez (10) días hábiles, comunicándolo al Gestor del Proyecto antes del vencimiento del plazo inicial.

5. En caso de subsistir observaciones o surgir observaciones nuevas de parte del COES, serán remitidas al Gestor del Proyecto junto con las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, si las hubiere y siempre que el COES las considere pertinentes. El Gestor del Proyecto cuenta con el plazo de tres (3) meses para absolverlas. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, siempre que el Gestor del Proyecto comunique al COES la necesidad de prórroga antes del vencimiento del plazo original.
6. Recibida la absolución a las observaciones, el COES tiene un plazo de veinte (20) días hábiles para pronunciarse sobre el EO, aprobándolo o desaprobándolo, según corresponda; con lo cual se dará por concluido el proceso.

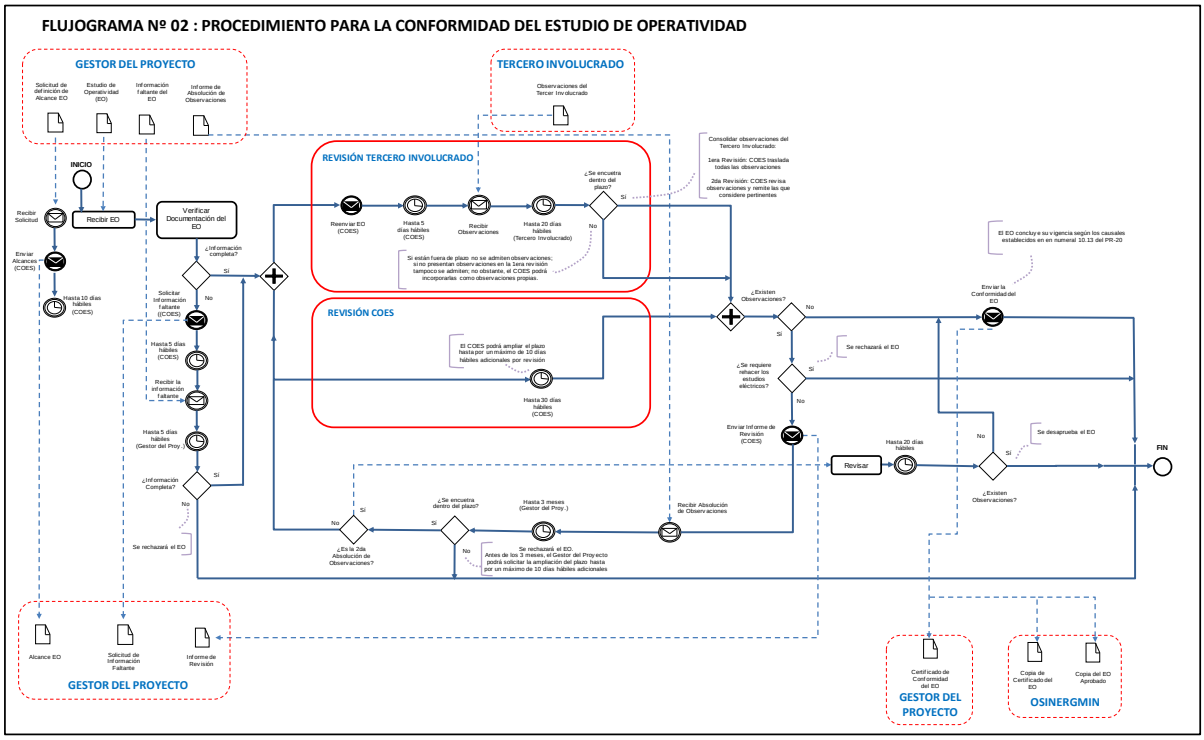
Para cualquiera de las etapas descritas, de no presentar el Gestor del Proyecto la absolución de observaciones en el plazo establecido, el COES rechazará el EO.

Con cada absolución de observaciones, el Gestor del Proyecto debe presentar una versión actualizada y completa del EO en versión electrónica. En caso de que el Gestor del Proyecto presente la absolución de observaciones en partes y fechas distintas, siempre que sea dentro del plazo, se computará el plazo para resolver del COES a partir de la última fecha de presentación.

En el caso que los Terceros Involucrados presenten observaciones fuera de los plazos establecidos, éstas no serán admitidas por el COES.

Asimismo, en el caso que los Terceros Involucrados no presenten observaciones en la primera oportunidad que el COES les traslada el EO, no podrán presentar observaciones en las etapas subsiguientes. Si los Terceros Involucrados presentaran observaciones en las etapas subsiguientes, éstas no serán admitidas por el COES. Sin perjuicio de ello, el COES puede incorporarlas como observaciones propias, si lo considera pertinente.

Flujograma N° 02. Procedimiento para la Conformidad del EO



10.10 Causales para rechazar el EO

El COES rechazará el EO en los siguientes supuestos:

1. Cuando el Gestor del Proyecto no presente en el EO los documentos correspondientes al tipo de proyecto señalados en el Anexo 3, a pesar de que el COES le requirió la subsanación de esta omisión, conforme a lo señalado en el inciso 1 del numeral 10.9 del presente procedimiento.

2. Cuando el Gestor del Proyecto no absuelva las observaciones formuladas por el COES dentro de los plazos establecidos en el numeral 10.9 del presente procedimiento.

3. Cuando se requiera rehacer los estudios eléctricos que forman parte del EO. Se incurre en este supuesto, entre otras causas, cuando se encuentren errores en los parámetros eléctricos de las instalaciones eléctricas.

4. Cuando el COES verifique que, a la fecha de presentación del EO, la Conformidad del EPO se encuentra inmersa en alguna de las causales de conclusión de vigencia previstas en el numeral 9.13 del presente procedimiento. Para estos efectos, el COES tendrá en cuenta lo siguiente:

    a. En caso se verifique que se han producido cualquiera de los supuestos de conclusión de vigencia previstos en los incisos 1, 2 y 4 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el COES rechazará el EO y comunicará la conclusión de la Conformidad del EPO al Gestor del Proyecto.

    b. En el supuesto previsto en el inciso 3 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el COES podrá continuar con la tramitación del EO si el Gestor del Proyecto demuestra que las instalaciones contempladas en el proyecto no deteriorarán la calidad, confiabilidad, seguridad y operación del SEIN. En este caso, la Conformidad del EO podrá contemplar la instalación de equipamiento adicional en el proyecto.

El rechazo no impide que el Gestor del Proyecto pueda presentar nuevamente su EO, en caso corresponda.

10.11 **Desaprobación del EO**

El COES desaprobará el EO cuando el Gestor del Proyecto no haya absuelto todas las observaciones al término del proceso de revisión del EO establecido en el numeral 10.9 del presente procedimiento.

10.12 **Alcances de la Conformidad del EO**

Mediante la Conformidad del EO se aprueban los ajustes de las Protecciones Coordinables que se señalen expresamente.

Asimismo, en el supuesto señalado en el literal b del inciso 4 del numeral 10.10 del presente procedimiento, la Conformidad del EO podrá incluir la instalación de equipamiento adicional.

10.13 **Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EO**

En todos los casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EO concluye luego de transcurridos doce (12) meses contados desde su aprobación.

11. PROCEDIMIENTO PARA LA CONFORMIDAD DE INTEGRACIÓN DE INSTALACIONES AL SEIN

11.1 **Finalidad del procedimiento de conformidad de integración de instalaciones al SEIN**

El proceso de integración de instalaciones al SEIN tiene como finalidad verificar que las nuevas instalaciones que se conecten al SEIN cuenten con los títulos habilitantes requeridos, así como con los ajustes adecuados de los equipos de protección y de los controladores; y la recepción adecuada de las señales en tiempo real.

11.2 **Condiciones para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN**

Para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN, el Titular de la Instalación deberá contar con Conformidad del EO vigente.

Es recomendable que durante la tramitación del EO, el Gestor del Proyecto avance la obtención de los requisitos necesarios para la conformidad de la Integración de Instalaciones al SEIN que involucran otros procedimientos del COES o la aplicación de normas especiales, tales como: la inscripción en el Registro de Integrantes del COES, la aprobación de los procedimientos de maniobras, la realización con éxito de las pruebas punto a punto para el envío de señales en tiempo real.

11.3 **Etapas del procedimiento de integración de instalaciones al SEIN**

El procedimiento de integración está conformado por tres (3) etapas:

1. Obtención de la autorización de conexión para realizar las Pruebas de Puesta en Servicio.
2. Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio.
3. Informe de Pruebas de Puesta en Servicio y requisitos finales.

11.4 **De la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio**

11.4.1 Requisitos para la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio

Son requisitos para solicitar la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, los siguientes:

1. La solicitud debe ser presentada por el Titular de la Instalación.

2. Contar con el título habilitante otorgado por la autoridad competente. En los casos que la actividad pueda ser desarrollada sin requerir concesión o autorización, el Titular de la Instalación deberá adjuntar copia de la comunicación remitida al MINEM, mediante la cual acredite el cumplimiento del artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

3. En los casos en que el Titular de la Instalación sea integrante obligatorio del COES, deberá estar inscrito en el Registro de Integrantes del COES o haber solicitado su inscripción.

4. Cuando las instalaciones nuevas se conecten con instalaciones de terceros, contar con el respectivo convenio de conexión o con el respectivo mandato de conexión expedido por OSINERGMIN.

5. Contar con sistemas de medición y registro.

6. Haber implementado el equipamiento necesario para el envío de señales en tiempo real y cumplir con la transferencia de señales ICCP en tiempo real de acuerdo con los requisitos establecidos en la NTCOTR y en la NTIITR y al acta de conformidad respectiva aprobada y haber realizado satisfactoriamente las pruebas punto a punto para el envío de señales en tiempo real.

7. Contar con los procedimientos de maniobra aprobados para las instalaciones que se encuentren dentro del ámbito de aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de Intervenciones por mantenimiento y por otras actividades en equipos del SEIN" o el que lo sustituya.

8. Tener a disposición un centro de control propio o de terceros, para la operación en tiempo real de sus instalaciones, en los casos que establezca la Norma Técnica para la Coordinación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

9. Remitir la información y los documentos señalados en el Anexo 4 del presente procedimiento.

10. Presentar, con carácter preliminar, las Fichas Técnicas señaladas en el Apéndice A, Anexo 4, del presente procedimiento.

11.4.2 Trámite para la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio:

1. Presentada la solicitud de autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, el COES cuenta con un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse autorizando u observando la solicitud.

2. En caso de formular observaciones, el Titular de la Instalación tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanarlas.

3. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse, autorizando o denegando la solicitud.

4. Otorgada la autorización, el Titular de la Instalación cuenta con un plazo de cuarenta y cinco (45) días calendario para iniciar las pruebas. Para tal fin deberá solicitar su inclusión en el Programa Semanal de Intervenciones dentro del plazo establecido en el numeral 9.3.1 del Procedimiento Técnico del COES N°12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por otras actividades en equipos del SEIN" o el que lo sustituya.

Vencido los plazos sin que se haya subsanado las observaciones o realizado las pruebas, el Titular de la Instalación deberá solicitar una nueva autorización.

11.4.3 Alcance de la autorización de conexión para pruebas

El Titular de la Instalación propone al COES el listado de pruebas que se ejecutarán para la conexión. En el caso de Centrales de Generación y equipos de compensación reactiva, estas pruebas deben incluir obligatoriamente las pruebas de homologación a las que se refieren el numeral 11.8 y el Anexo 5 del presente procedimiento.

Atendiendo a las circunstancias operativas de las instalaciones eléctricas involucradas con las pruebas, el COES podrá denegar la realización de determinadas pruebas, si considera que no resultan convenientes para el SEIN en dicha oportunidad.

11.5 **Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio**

1. Durante las Pruebas de Puesta en Servicio de instalaciones de generación, la energía producida solo podrá ser comercializada en el Mercado de Corto Plazo en los casos en que los titulares tengan la condición de Integrantes Registrados del COES, constituyendo este supuesto una excepción a lo contemplado en el Numeral 6.1 del Procedimiento Técnico del COES N° 02 “Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad”.

2. La duración máxima de las pruebas será: (i) Diez (10) días calendario en el caso de instalaciones de transmisión, (ii) Dos (2) meses, en el caso de instalaciones de generación convencional y (iii) en el caso de Centrales de Generación No Convencional (CGNC), la duración de las pruebas será propuesta por el Titular de la Instalación y aprobado por el COES en la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio.

3. El tiempo de duración se cuenta desde el inicio de la primera prueba realizada.

4. Si durante las pruebas se producen efectos negativos en el SEIN, el COES podrá disponer la terminación de las pruebas y la desconexión de las instalaciones hasta que se subsanen las causas de tales efectos, sin perjuicio de que deba aplicarse la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

5. Concluidas las pruebas o cumplido los plazos señalados en el inciso 2 del presente numeral, según corresponda, el Titular de la Instalación tiene un plazo de diez (10) días hábiles para presentar el informe de Pruebas de Puesta en Servicio, cuyos alcances deberán considerar lo dispuesto en el Anexo 4 del presente procedimiento, a efectos de que pueda continuarse con el proceso de integración de instalaciones al SEIN.

Si el Titular de la Instalación no cumpliera con presentar el informe dentro del plazo indicado, el COES podrá disponer la desconexión de las instalaciones del SEIN.

11.6 **Informe de Pruebas de Puesta en Servicio y requisitos finales**

En el plazo establecido para la presentación del informe de pruebas, el Titular de la Instalación presentará al COES:

1. El Informe de Pruebas de Puesta en Servicio, el cual deberá tener en cuenta el detalle señalado en el Anexo 4 del presente procedimiento.

2. Las Fichas Técnicas señaladas en el Apéndice A, Anexo 4, del presente procedimiento. Cualquier modificación en los valores relevantes de la Ficha Técnica con posterioridad a la Integración, a excepción de los valores de Inflexibilidades Operativas, deberá ser solicitada al COES, con el debido sustento. Dicha solicitud deberá ser remitida en copia al OSINERGMIN.

3. En los casos en que el Titular de la Instalación deba ser integrante obligatorio del COES, deberá haber obtenido la condición de Integrante Registrado.

4. Optativamente el Titular de la Instalación puede presentar en esta misma oportunidad la solicitud de conformidad de inicio de Operación Comercial a fin de que dicha conformidad pueda darse simultáneamente con la conformidad de la integración de las instalaciones al SEIN. Para tal fin deberá acreditar los requisitos señalados en el numeral 12.3. En dicho caso, la solicitud seguirá el trámite previsto para la conformidad de la Integración de las instalaciones al SEIN señalado en el numeral 11.7. Si el titular no presenta la solicitud de conformidad de inicio de Operación Comercial en esta oportunidad, deberá hacerlo con posterioridad a la aprobación por el COES de la integración de las instalaciones al SEIN.

11.7 **Trámite de aprobación de la Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN**

1. Presentado el Informe de Pruebas de Puesta en Servicio, y los documentos señalados en el numeral precedente, el COES tiene un plazo de diez (10) días hábiles para pronunciarse declarando la integración de las instalaciones al SEIN o formulando observaciones.

2. En caso de formular observaciones, el Titular la Instalación tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanarlas.

3. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse.

4. Cuando existan observaciones, el COES determinará si durante el periodo para su subsanación, las instalaciones permanecerán conectadas o deberán desconectarse, pudiendo variar su decisión en caso de necesidad del sistema. Asimismo, determinará si se requiere la realización de nuevas pruebas y el plazo para su realización.

En caso no hayan sido subsanadas las observaciones en el plazo correspondiente o vencido el plazo otorgado por el COES para la realización de nuevas pruebas sin que estas se hayan realizado, el COES podrá disponer la desconexión de las instalaciones del SEIN.

11.8 **Pruebas de Homologación**

Las Centrales de Generación y equipos de compensación reactiva deberán realizar las pruebas de homologación referidas en el Anexo 5 del presente procedimiento.

De considerarlo pertinente, el COES podrá designar un representante para que participe como veedor en la ejecución de las pruebas de homologación. En este supuesto, al culminar las referidas pruebas, el representante del Titular de la Instalación y el representante del COES suscribirán un Acta en la que se deje constancia de las pruebas realizadas y la fecha de su culminación.

El Titular de la Instalación deberá adjuntar una copia de dicha Acta al Informe de Pruebas de Puesta en Servicio, conforme a lo señalado en el Anexo 4 del presente procedimiento. Asimismo, en caso de que el COES no hubiese participado en la ejecución de las pruebas de homologación, el Titular de la Instalación deberá adjuntar al Informe de Pruebas de Puesta en Servicio una declaración jurada en la que especifique las pruebas de homologación ejecutadas y la fecha de su culminación.

Posteriormente, en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles contados a partir de la fecha de integración de la instalación al SEIN, el Titular de la Instalación deberá presentar al COES el Informe de Homologación al que se refiere el Anexo 5 del presente procedimiento.

En caso de que los titulares de las Centrales de Generación y los equipos de compensación reactiva no cumplan con lo señalado en la presente disposición, el COES lo comunicará a OSINERGMIN para las acciones de supervisión correspondientes.

12. PROCEDIMIENTO PARA EL OTORGAMIENTO DE LA CONFORMIDAD DE INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL DE UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN

12.1 Inicio de Operación Comercial

El COES aprobará la fecha y hora de inicio de Operación Comercial de las unidades y/o centrales de generación que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad. A partir del inicio de Operación Comercial, dichas instalaciones quedan obligadas a someterse a las disposiciones del COES para la coordinación de su operación y de sus intervenciones.

12.2 Condición para el inicio de Operación Comercial

Para que se emita la decisión de inicio de Operación Comercial se requiere que las instalaciones se encuentren integradas al SEIN.

12.3 Solicitud para la obtención de la Conformidad de inicio de Operación Comercial

La solicitud debe adjuntar la siguiente información en medio digital:

a) Declaración Jurada de la Potencia Efectiva o de la Potencia Efectiva y Rendimiento, según corresponda, para las CGC; o, de la potencia nominal instalada de la central, cuando se trate de CGNC.

b) Declaración Jurada de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación.

c) Informe de Sustento Técnico (IST) de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación, al que se refiere el Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 161-2019-OS/CD, o la norma que la sustituya.

d) En el caso de Unidades de Generación Hidroeléctrica, deberá presentar el estudio hidrológico y el cálculo de la Potencia Garantizada, conforme al Procedimiento Técnico del COES Nº 26 “Calculo de la Potencia Firme” y el Procedimiento Técnico del COES Nº 41 “Información Hidrológica para la Operación del SEIN”.

e) En el caso de Unidades de Generación Termoeléctrica, deberá presentar sus Costos Variables que comprenden los costos variables combustibles y los costos variables no combustibles. En el caso de los costos variables no combustibles se debe incluir el informe que sustente sus costos variables de operación no combustibles e informe técnico económico que sustente sus costos variables no combustibles de mantenimiento; conforme al Procedimiento Técnico del COES Nº 31 “Calculo de los Costos Variables de las unidades de Generación”.

f) La información de los ajustes de estatismo y banda muerta del regulador de velocidad, según lo requerido por el Procedimiento Técnico del COES Nº 21 “Reserva rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”.

12.4 Trámite para la conformidad de inicio de Operación Comercial

1. Presentada la solicitud, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse, aprobando el inicio de Operación Comercial de las instalaciones o formulando observaciones.

2. En caso de formular observaciones, el Titular de la Instalación tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanarlas.

3. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse.

La decisión que otorga el Certificado de Conformidad del inicio de Operación Comercial se efectúa para cada unidad de generación, salvo en el caso de CGNC en el cual dicho certificado se otorga para la central. Adicionalmente, dicha decisión indicará la fecha y hora de inicio de la Operación Comercial, la cual deberá ser posterior a la fecha de emisión de la decisión.

En caso no hayan sido subsanadas las observaciones en el plazo correspondiente, el COES concluye el proceso sin pronunciamiento sobre el fondo, salvo que se trate de información vinculada al estudio hidrológico y el cálculo de la Potencia Garantizada, y Costos Variables.

12.5 **Tratamiento de instalaciones de generación hidroeléctrica sin información relacionada a la Potencia Garantizada y estudio hidrológico**

Si el Titular de la Instalación de generación hidroeléctricas no entrega el estudio hidrológico y/o los cálculos de la Potencia Garantizada, para efectos de la valorización de las transferencias de potencia se considera como Potencia Garantizada el valor de cero (0), hasta la aprobación del referido estudio.

12.6 **Tratamiento de instalaciones de generación termoeléctrica sin información relacionada a Costos Variables**

Si la Operación Comercial fue aprobada sin información relativa a los Costos Variables Combustibles y Costos Variables No Combustibles, el COES considera lo siguiente:

- De tratarse de unidades termoeléctricas con gas natural, para el Costo Variable Combustible se procede conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los costos variables de las Unidades de Generación”, o el que lo sustituya.
- De tratarse de unidades termoeléctricas que utilizan combustible distinto al gas natural, el COES asignará un valor de CVC, igual al máximo de las Unidades de Generación termoeléctrica del mismo tipo de tecnología existentes en el SEIN operando con el mismo tipo de combustible a esa fecha, hasta la aprobación de dicho costo en base a la información remitida por el Generador Integrante.
- Para los CVNC de cualquier unidad termoeléctrica se utilizará la información que disponga el Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los costos variables de las Unidades de Generación” o el que lo sustituya, considerando un CVONC igual a cero, hasta la aprobación del estudio correspondiente.

12.7 **Tratamiento de la Potencia Efectiva y Rendimiento**

A partir de la aprobación del inicio de Operación Comercial:

1. El Titular de la Instalación de generación hidroeléctrica tiene un plazo máximo de un (1) año para realizar los ensayos de Potencia Efectiva, conforme al Procedimiento Técnico del COES Nº 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” (PR-18).

2. El Titular de la Instalación de generación termoeléctrica tiene un plazo máximo de un (1) mes para realizar los ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento, conforme al Procedimiento Técnico del COES Nº 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” (PR-17).

Desde el inicio de Operación Comercial y hasta la determinación de la Potencia Efectiva o de la Potencia Efectiva y Rendimiento, según corresponda, o hasta que se cumplan los plazos antes referidos, lo que ocurra primero, se utilizará el valor declarado por el Titular de la Instalación en su solicitud para la obtención de la Conformidad del Inicio de Operación Comercial.

En caso de que el Titular de la Instalación no realice los ensayos de Potencia Efectiva y o de Potencia Efectiva y Rendimiento dentro de los plazos antes señalados se aplicará lo dispuesto en el PR-17 o en el PR-18, según corresponda.

No se requiere la determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento en el caso de CGNC.

12.8 Tratamiento de la Potencia Mínima

Las nuevas Unidades de Generación hidroeléctrica y termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación, contarán con un plazo máximo de (1) mes para realizar sus ensayos de la Potencia Mínima, contado a partir de la aprobación de la Operación Comercial, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 04 "Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN" (PR-04).

Desde el inicio de Operación Comercial y hasta la determinación de la Potencia Mínima, o hasta que se cumplan el plazo referido en el párrafo precedente, lo que ocurra primero, se utilizará el valor de Potencia Mínima declarado por el Titular de la Central de Generación en su solicitud para la obtención de la Conformidad del Inicio de Operación Comercial.

En caso de que el Titular de la Central de Generación no realice los ensayos de Potencia Mínima dentro del plazo antes señalado, se aplicará lo dispuesto en el PR-04.

13. PROCEDIMIENTO PARA LA SUSPENSIÓN DE LA OPERACIÓN COMERCIAL E INTEGRACIÓN AL SEIN Y CONCLUSIÓN DE OPERACIÓN COMERCIAL

13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN

El COES podrá suspender la Operación Comercial o integración al SEIN, en los siguientes casos:

1. Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la Instalación al COES para obtener la Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración de instalaciones al SEIN, es falsa.
2. Cuando el Titular de la Instalación no realice las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento en los plazos establecidos en el numeral 12.7 del presente procedimiento, salvo que el Titular de la Instalación demuestre que dichas pruebas no pudieron ser realizadas por causas que no le son atribuibles.

El COES pondrá en conocimiento de OSINERGMIN copia de la decisión que suspende la Operación Comercial o Integración al SEIN, así como las decisiones modificatorias que de ser el caso se efectúen en el marco del ejercicio del derecho de impugnación de los Agentes.

13.2 Levantamiento de la suspensión de Operación Comercial

La suspensión de Operación Comercial será levantada por el COES cuando el Titular de la Instalación subsane a satisfacción del COES, la causal de suspensión en que incurrió.

13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

EL COES de oficio podrá disponer la conclusión de Operación Comercial de una unidad de generación o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales:

1. La reubicación de la unidad o central de generación ejecutada por el Titular de la Instalación, sin conocimiento del COES.
2. Cualquier situación, en virtud de la cual el COES determine que la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN, por más de tres (3) meses consecutivos, contados desde la fecha acreditada en que se originó la situación. Se exceptúa de esta disposición a las centrales de Cogeneración que operen de forma estacional.
3. En caso de fuerza mayor debidamente declarada por OSINERGMIN, en virtud de la cual el COES determina la imposibilidad de que una unidad o central de generación se encuentre disponible por un periodo mayor a tres (3) meses, contados desde la fecha reconocida por OSINERGMIN.
4. Cuando la suspensión de la Operación Comercial declarada conforme al numeral 13.1, se prolongue por más de tres (3) meses.
5. Cuando la autoridad competente emita un acto administrativo expreso que declare la caducidad de la concesión definitiva de generación o revoque la autorización de generación que involucra la unidad de generación que cuenta con Conformidad de Operación Comercial.

13.4 **Conclusión de la Operación Comercial a solicitud de parte**

13.4.1 En el caso de unidades o centrales de generación cuya potencia instalada sea igual o mayor a la potencia señalada en el Reglamento del COES para calificar como integrante obligatorio del COES, el Titular de la Instalación podrá solicitar la Conclusión de la Operación Comercial, para lo cual deberá presentar una solicitud que contenga lo siguiente:

1. Identificación de la unidad de generación sobre la cual se solicita la Conclusión de la Operación Comercial.
2. Acto administrativo expreso de la autoridad competente que apruebe la renuncia a la concesión definitiva o autorización de generación; o que modifique la concesión definitiva o autorización de generación, de tal manera que la unidad de generación que cuenta con Conformidad de Operación Comercial ya no se encuentre comprendida dentro de los alcances de dicho título habilitante.

13.4.2 En el caso de unidades de generación cuya potencia instalada sea inferior a la potencia señalada en el Reglamento del COES para calificar como integrante obligatorio del COES, el Titular de la Instalación podrá solicitar la conclusión de la Operación Comercial de esa unidad o central, para lo cual deberá presentar al COES una solicitud que contenga lo siguiente:

1. Identificación de la unidad o central de generación sobre la cual se solicita.
2. Razones que justifican la conclusión de la Operación Comercial
3. Acreditar mediante los respectivos análisis eléctricos que la salida de la instalación no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico ni la seguridad de la operación del SEIN en un horizonte de dos (02) años desde la fecha prevista para la conclusión de la Operación Comercial.

   Para tal fin, el Titular de la Instalación realizará los análisis en estado estacionario, cumpliendo las siguientes premisas:

   a. El análisis se realizará en los escenarios de avenida y estiaje del año previsto de conclusión de Operación Comercial, con y sin la central y/o unidad, tomando como base de análisis solo a las centrales con Operación Comercial y las instalaciones

conectadas al SEIN. Esto permitirá evaluar el impacto de la conclusión de la operación de la central, así como identificar las medidas operativas que permitirán atender la demanda que se vea afectada.

b. Para los escenarios de análisis sin central y/o unidad, en condición N y N-1 no se admite la transgresión a los estándares de desempeño indicado en el numeral 8 del Anexo 2 o interrupciones de suministro.

13.5 **Trámite para la conclusión de Operación Comercial**

13.5.1 En caso de que el trámite de Conclusión de la Operación Comercial sea iniciado, de oficio, por el COES, se seguirá el siguiente procedimiento:

1. El COES notificará al Titular de la Instalación sobre la causal incurrida y el Titular de la Instalación tendrá un plazo de diez (10) días hábiles para presentar sus descargos.
2. Vencido el plazo establecido en el inciso precedente, con o sin los descargos del Titular de la Instalación, el COES se emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles.

13.5.2 En caso de que el trámite de conclusión de la Operación Comercial sea iniciado a solicitud de parte se seguirá el siguiente procedimiento:

1. Presentada la solicitud de parte del Titular de la Instalación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse formulando observaciones, aprobándola o rechazándola.
2. El Titular de la Instalación tiene un plazo de quince (15) días hábiles para absolver las observaciones del COES.
3. Vencido dicho plazo, con o sin absolución del Titular de la Instalación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse.

13.6 **Fecha efectiva para la conclusión de Operación Comercial**

En caso de emitirse la Conformidad de conclusión de Operación Comercial de la unidad o central de generación, el COES determinará la fecha a partir de la cual se hará efectiva, la cual se fijará dentro del año siguiente a la decisión.

Se exceptúa de esta disposición los supuestos contemplados en el numeral 13.3, y en el numeral 13.4.1, en cuyos casos la Conformidad de conclusión de la Operación Comercial surte efectos a partir del día siguiente de la decisión emitida por el COES.

13.7 **Publicación de las solicitudes para la obtención de la Conformidad de conclusión de Operación Comercial**

El COES publicará en su portal de internet, el listado de las solicitudes de Conformidad de Conclusión de Operación Comercial en curso, así como el estado del trámite y las decisiones respectivas.

13.8 **Remisión de información vinculada a la Conclusión de la Operación Comercial a OSINERGMIN**

Toda solicitud o trámite de conclusión de la Operación Comercial será puesto en conocimiento de OSINERGMIN.

14. PROCEDIMIENTO PARA OTORGAR LA CONFORMIDAD DEL RETIRO DE INSTALACIONES DEL SEIN

14.1 **Objeto del trámite para la obtención de la Conformidad del retiro de instalaciones del SEIN**

El trámite para la obtención de la Conformidad de Retiro de Instalaciones del SEIN tiene por objeto la desconexión definitiva de las acometidas que permiten la conexión de la instalación de generación o transmisión al SEIN y el retiro físico de las instalaciones.

14.2 **Condiciones para solicitar la Conformidad del retiro de instalaciones del SEIN**

El Titular de la Instalación, puede solicitar el retiro de instalaciones, para lo cual debe cumplir con las siguientes condiciones:

1. Que se haya obtenido la conformidad de la conclusión de Operación Comercial, cuando corresponda.
2. En el caso de instalaciones que tienen a su favor concesión o autorización eléctrica, acto administrativo expreso de la autoridad competente que aprueba la revocación, renuncia o caducidad de la autorización o concesión del Titular de la Instalación, estableciendo además que no resulta aplicable el procedimiento de intervención y/o subasta establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento; o acto administrativo expreso de la autoridad competente que modifique la concesión definitiva o autorización eléctrica, de tal manera que la instalación ya no se encuentre comprendida dentro de los alcances de dicho título habilitante.
3. De tratarse de instalaciones que no requieren concesión o autorización conforme a la normatividad vigente, se requiere acreditar mediante los respectivos análisis eléctricos que la salida de la instalación no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico ni la seguridad de la operación del SEIN en un horizonte de dos (2) años desde la fecha prevista para el retiro de las instalaciones.

14.3 **Contenido de las solicitudes para la obtención de la Conformidad para el retiro de instalaciones del SEIN**

La solicitud de retiro de instalaciones del SEIN deberá contener lo siguiente:

1. Identificación de las instalaciones que se desea retirar.
2. Documentos que acrediten el cumplimiento de las condiciones a las que hace referencia el numeral 14.2.
3. Cronograma de retiro de las instalaciones.

14.4 **Trámite para el retiro de instalaciones**

1. Presentada la solicitud el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse formulando observaciones, aprobándola o rechazándola.
2. El Titular de la Instalación tiene un plazo de quince (15) días hábiles para absolver las observaciones del COES.
3. Recibidas la absolución de observaciones el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse.

El COES publicará en su portal de internet, el listado de las solicitudes para la obtención de la Conformidad del retiro de instalaciones al SEIN en curso, así como el estado del trámite y las decisiones respectivas.

14.5 **Fecha efectiva para el retiro de instalaciones**

En caso de aprobarse el retiro de instalaciones, el COES determinará la fecha a partir de la cual se hará efectiva, la cual se fijará dentro del año siguiente a la decisión.

En el caso de instalaciones que cuentan con un acto administrativo expreso de la autoridad competente que aprueba la revocación, caducidad, renuncia o modificación de la concesión definitiva o autorización, la fecha del retiro se hará efectiva a partir del día siguiente de emitida la Conformidad del Retiro de Instalaciones del SEIN.

15. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

PRIMERA: En caso la solicitud de Conformidad del EPO, EO, Integración al SEIN y/o de Operación Comercial, se refiera a instalaciones con tecnologías no consideradas en el presente procedimiento, el COES podrá solicitar la información, estudios y otros requisitos que, a su criterio técnico, considere necesarios para la evaluación del pedido respectivo, sin perjuicio de gestionar luego la modificación del presente procedimiento.

SEGUNDA: En el caso en que por aplicación del presente Procedimiento el Gestor del Proyecto o el Titular de la Instalación proporcionen al COES información considerada confidencial, estos deberán indicar expresamente tal condición, detallando a qué información se refiere, el plazo de su resguardo y sustentando la necesidad del tratamiento confidencial. El COES evaluará y otorgará dicho tratamiento a la información proporcionada, conforme a sus procedimientos internos. La información declarada confidencial no podrá ser divulgada, salvo requerimiento de Osinergmin u otra autoridad competente.

TERCERA: Todos los proyectos, incluidos los que resulten de procesos de promoción de la inversión privada en infraestructura, y/o de adendas o cláusulas adicionales a los Contratos de Concesión respectivos, deberán cumplir el Anexo 1 sobre "criterios y requisitos mínimos para el diseño de instalaciones eléctricas".

CUARTA: La conformidad del EPO y EO por parte del COES, no exime al Gestor del Proyecto, Tercero Involucrado, Titular de la Instalación y/o Agente, según corresponda, del cumplimiento de otras obligaciones legales y contractuales sobre el diseño, construcción y/o de operación de sus instalaciones, las cuales serán reguladas y fiscalizadas por las entidades competentes.

QUINTA: En caso de falla de instalaciones ya integradas al SEIN que por cualquier causa quedan inoperativas de manera permanente o prolongada y requiere el reemplazo urgente de las mismas para reponer el suministro eléctrico de instalaciones, se requerirá únicamente la aprobación del estudio de coordinación de protecciones por el COES de forma previa a la puesta de servicio.

SEXTA: La excepción establecida en el inciso 1 del numeral 9.2 no es aplicable a los proyectos del Plan de Transmisión aprobados por el Ministerio de Energía y Minas antes de la vigencia del presente procedimiento.

SÉTIMA: El incumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes, como las de entrega de información de los Integrantes, previstas en el presente procedimiento, deberá ser informado por el COES a Osinergmin a más tardar el mes siguiente de identificado, a efectos de que se inicie el procedimiento sancionador a que hubiere lugar. La información que remita el COES incluirá la información declarada confidencial, para el ejercicio de las funciones de supervisión de este organismo. En caso en la información proporcionada exista información declarada confidencial, el COES indicará dicha condición a Osinergmin con la finalidad de que se inicie el procedimiento de declaratoria de confidencialidad conforme a la normativa sobre la materia.

OCTAVA: En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpan suministro, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo solo necesario presentar el estudio de coordinación de protecciones de la instalación provisional, y otra información que el COES considere necesaria

16. ANEXOS

ANEXO 1	:	Criterios Mínimos de Diseño de Instalaciones Eléctricas
ANEXO 2	:	Requisitos para la Aprobación de los Estudios de Pre-Operatividad
ANEXO 3	:	Requisitos para la Aprobación de los Estudios de Operatividad
ANEXO 4	:	Requisitos para la Integración de Instalaciones al SEIN
ANEXO 5	:	Pruebas de Homologación de Modelos

Anexo B

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 20 "INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN"	ANEXO
ANEXO 2: REQUISITOS PARA LA APROBACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE PRE-OPERATIVIDAD		

1. OBJETO

Establecer la información, requisitos y estudios que se deben presentar al COES para tramitar la aprobación de los Estudios de Pre-Operatividad (EPO).

2. INFORMACIÓN BASE PROPORCIONADA POR EL COES

El COES publica y actualiza en su portal de Internet, la información base para el desarrollo y preparación de los EPO y comprende lo siguiente:

a) Modelo eléctrico del SEIN para los estudios eléctricos en el software establecido por el COES.

b) Proyección de demanda y programa de obras de generación y transmisión.

c) Costos Variables de Centrales Térmicas del SEIN.

El modelo eléctrico del SEIN solo es referencial. El Gestor del Proyecto debe validar la demanda de los Distribuidores y Usuarios Libres. Cualquier cambio realizado por el Gestor del Proyecto en el modelo eléctrico del SEIN debe ser sustentado en el EPO.

3. CONTENIDO DEL EPO

En el Cuadro 1, que se muestra a continuación, se establece el contenido del EPO requerido por el COES según el tipo de proyecto.

Cuadro 1. Contenido del EPO por Tipo de Proyecto

TIPO DE PROYECTO	RESUMEN EJECUTIVO	INGENIERIA DEL PROYECTO			ESTUDIOS ELÉCTRICOS	ESTUDIOS DE DISEÑO
		CENTRALES DE GENERACION	SUBESTACIONES	LINEAS DE TRANSMISION		
PROYECTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	X		X	X	X (*)	X (**)
PROYECTOS DE DEMANDA	X		X	X	X	X (**)
PROYECTOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)	X	X	X	X	X (*)	X (**)

PROYECTOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC)	X	X	X	X	X (*)	X (**)
PROYECTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	X		X	X	X (*)	X (**)

(*) Se debe incluir el Estudio de Resonancia Sub Síncrona descrito en el numeral 6.6 del presente Anexo, a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posean compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el Gestor del Proyecto.

(**) Los estudios de diseño serán requeridos en proyectos desarrollados en niveles de 500 kV; en niveles de 220 kV serán indicados en la respuesta a la solicitud de alcance del EPO.

4. RESUMEN EJECUTIVO

Deberá contener la siguiente información:

a) Antecedentes.

b) Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84 de líneas, subestaciones y centrales)

c) Año de conexión.

d) Resumen de las características técnicas de las instalaciones (subestaciones, líneas de transmisión, compensación reactiva, centrales de generación, etc.).

e) Conclusiones de los estudios eléctricos del proyecto.

f) Diagrama Unifilar del Sistema del proyecto.

g) El cronograma estimado del ingreso del proyecto y sus etapas.

5. INGENIERÍA DEL PROYECTO

5.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

El EPO para cada proyecto debe incluir: ubicación geográfica, descripción, zona de influencia, condiciones climatológicas, cronograma de ejecución del proyecto y diagrama unifilar con los puntos de conexión al SEIN.

Además, debe contener las características básicas del equipamiento principal para la conexión del proyecto al SEIN (centrales de generación, líneas de transmisión, subestaciones y/o ampliaciones de subestaciones existentes).

5.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

5.2.1. Información Básica:

1. Descripción del recorrido de la línea, plano de ruta con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y subestaciones, así como el archivo Google Earth.

2. Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de la línea, número de circuitos, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor, número de conductores/fase, características del cable de guarda, características del aislador, número de aisladores/cadena, tasa de fallas, distancias de seguridad, franja de servidumbre y, descripción de las principales adecuaciones de las líneas existentes en casos de seccionamiento.
3. Potencia de diseño de la línea de transmisión, para lo cual debe considerarse lo siguiente:
   a) La temperatura del conductor de fase no debe superar el límite térmico, lo cual deberá encontrarse sustentado mediante el cálculo de capacidad de corriente.
   b) Se deben cumplir las distancias verticales de seguridad del conductor de fase al terreno, en todo el recorrido de la línea; para esto, la temperatura del conductor de fase debe corresponder con la temperatura en hipótesis de flecha máxima (o hipótesis de temperatura máxima).

Para las distancias mínimas y de seguridad se deberá considerar lo señalado por la norma IEC 60071 (Ref. [1]) y el CNE suministro vigente.

5.2.2. Resumen de los cálculos justificativos (en formato Excel):

1. Selección del conductor (cálculos eléctricos).
2. Parámetros eléctricos.

5.3. SUBESTACIONES

5.3.1. Información Básica:

1. Características eléctricas generales: niveles de tensión, aislamiento, capacidad de cortocircuito y configuración del sistema de barras.
2. Descripción del equipamiento electromecánico: equipos de patio, transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva, sistema de protecciones, esquema de tele protección, sistema de automatización y control, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares en corriente alterna y continua, descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.
3. Planos con disposición de planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento de protección, de medición, de control y de mando de las instalaciones propuestas (en formato AutoCAD).
4. Esquema de comunicaciones y tele protección.
5. Arquitectura del sistema de automatización y control.
6. Tabla de datos técnicos de los equipos de patio, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva.

5.4. CENTRALES DE GENERACIÓN

5.4.1. Central de Generación Convencional

1. Características técnicas generales del equipamiento turbina – generador – transformador:

a) Cálculo de la Constante de inercia del conjunto turbina-generador (H) y estimación de la constante de tiempo del agua Tw (para el caso de centrales hidroeléctricas).

b) Factor de potencia del generador

c) Impedancia de cortocircuito del transformador.

d) Características técnicas del interruptor de generación.

2. Los planos de ubicación, planta y el diagrama unifilar de protección del equipamiento turbina – generador - transformador (en formato AutoCAD).

5.4.2. Central de Generación No Convencional

1. Características generales de los componentes principales de cada grupo de generación:

   a) Centrales Eólicas: Aerogeneradores, transformadores elevadores, líneas y celdas de media tensión.

   b) Las características técnicas preliminares de los bancos de capacitores, en caso sean requeridos para el cumplimiento de factor de potencia, deberán ser reevaluados cuando se confirme el fabricante y modelo de los aerogeneradores con su respectiva curva de capabilidad. Las características de todos los equipos indicados y sus componentes de control deberán estar definidos para el Estudio de Operatividad.

   c) Centrales Solares Fotovoltaicas: Paneles fotovoltaicos, inversores, transformadores elevadores, líneas y celdas de media tensión.

   Las características técnicas de los bancos de capacitores, en caso sean requeridos para el cumplimiento de factor de potencia, deberán ser evaluados cuando se confirme el fabricante y modelo de los inversores con su respectiva curva de capabilidad. Todos los equipos indicados y sus componentes de control serán definidos para el Estudio de Operatividad.

2. Los planos de ubicación, planta y el diagrama unifilar de protección del equipamiento turbina – generador - transformador (en formato Autocad).

5.5. INFORMACIÓN DE LOS PROYECTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Se debe incluir la ingeniería descriptiva de los equipos asociados a la compensación reactiva.

En el caso de compensadores síncronos o equipos automáticos de compensación reactiva, debe indicarse si el proyecto requiere un transformador de conexión al sistema. Asimismo, se debe presentar la configuración básica del equipo, las características a tensión nominal, así como el rango nominal de regulación de potencia reactiva.

5.6. INFORMACIÓN DE PROYECTOS DE DEMANDA

Se debe incluir la relación de cargas que se prevé alimentar desde la subestación del Usuario, diferenciando los motores eléctricos (indicar el tipo de motor y si serán conectados directamente a la red, o si serán alimentados con variadores de velocidad o mediante ciclo-convertidores). Asimismo, indicar los consumos estimados de potencia activa y reactiva sin corrección del factor de potencia y los bancos de capacitores que prevé instalar.

Se debe incluir el cronograma de incorporación de carga del proyecto. También se debe indicar las cargas que constituyen fuentes de armónicos y los filtros que se prevé instalar, indicando de manera referencial sus valores.

El Proyecto deberá considerar el diseño de los alimentadores de la planta, para permitir la implementación del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, según lo dispone la NTCOTR[2].

6. ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

Estos requisitos se utilizan para evaluar el impacto de la nueva instalación sobre la operación en su zona de influencia y están orientados a verificar que la nueva instalación posea los equipos necesarios para su conexión al SEIN. Con los resultados de los estudios eléctricos se confirma las especificaciones técnicas de su equipamiento y se determinan los equipos adicionales requeridos por el proyecto. Los resultados de las simulaciones deben satisfacer las exigencias sobre los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del presente Anexo.

En el caso de proyectos que ingresen al SEIN por etapas, el Gestor del Proyecto debe incluir en su EPO las **simulaciones** de la operación en los escenarios correspondientes a cada etapa, así como la secuencia de energización por etapa y la energización integral del proyecto.

6.1. MODELAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO

El Gestor del Proyecto debe representar en el modelo eléctrico del SEIN las instalaciones de su proyecto, siguiendo las directivas que se exponen a continuación.

6.1.1. Sistema de transmisión

Todas las nuevas instalaciones que conforman el proyecto deben ser incorporadas al modelo eléctrico del SEIN.

6.1.2. Centrales de Generación Convencional

En el modelo eléctrico del SEIN para este tipo de proyectos se debe representar:

- La nueva central, considerando cada uno de sus grupos o unidades de generación y el sistema de transmisión propuesto para conectar la nueva central al Punto de Conexión con el SEIN.
- Las unidades de generación que componen la nueva central mediante (i) un modelo simplificado (sin controladores), o (ii) un modelo detallado que considere sus controladores (sistema de excitación, regulación de tensión y estabilizador, así como el sistema de regulación de velocidad), en caso de que se disponga de la información.

6.1.3. Centrales de Generación No Convencional

1. Central eólica

En el modelo eléctrico del SEIN se debe incluir el modelo que permita reproducir el comportamiento de la inyección de potencia activa y los requerimientos de potencia reactiva en el Punto de Conexión. Asimismo, se debe incluir el transformador y el Sistema de Transmisión que lo conecta al SEIN.

2. Centrales solares fotovoltaicas

[2] **N**orma **T**écnica de **C**oordinación de la **O**peración en **T**iempo **R**eal de los Sistemas Interconectados

En el modelo eléctrico del SEIN se debe incluir el modelo que represente el efecto de la fuente de corriente continua, el inversor y sus controladores. Asimismo, se debe incluir el transformador y el Sistema de Transmisión que lo conecta al SEIN.

6.2. OPERACIÓN DEL SISTEMA EN ESTADO ESTACIONARIO

6.2.1. Objeto

Evaluar el impacto de la incorporación de las instalaciones del proyecto sobre el comportamiento en estado estacionario del SEIN, en particular de la zona de influencia del proyecto.

6.2.2. Horizonte y premisas del análisis

Las simulaciones se deben realizar para el año de ingreso del proyecto al SEIN y para dos años posteriores al año de operación, tanto en condiciones normales de red completa (N) como en contingencia por la indisponibilidad de un componente del Sistema de Transmisión (N-1). Estos estudios deben realizarse para condiciones hidrológicas de avenida y estiaje, en los escenarios de demanda máxima, media y mínima, considerando situaciones “sin proyecto” y “con proyecto”.

En el caso de que en el EPO se actualicen las demandas de los escenarios base incluidos en el modelo eléctrico del SEIN publicado por el COES, el Gestor del Proyecto deberá incluir el debido sustento.

En todos los casos se debe verificar que se cumpla con los indicadores de desempeño del numeral 8 del presente Anexo.

En los casos de proyectos de generación o de demanda, y de ser necesario para el cumplimiento de los indicadores de desempeño correspondientes a contingencias, el Gestor del Proyecto deberá considerar en el EPO la implementación de la desconexión o la reducción automáticas de potencia del Proyecto. Asimismo, deberá prever la instalación de medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación. Las lógicas y ajustes requeridos podrán ser definidos en el Estudio de Operatividad.

En el caso de los proyectos de generación concurrentes, señalados en el inciso 4 del numeral 9.6 del procedimiento, para condiciones de operación normal, adicionalmente al equipamiento descrito en el párrafo precedente, se implementará, de ser el caso, una unidad central de control para la reducción automática de generación del conjunto de proyectos de generación en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia, con los respectivos medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación.

6.2.3. Líneas y subestaciones de transmisión

1. Cuando el proyecto involucra a una línea de transmisión, se debe verificar la factibilidad de energizar la línea desde ambos extremos. En ese sentido, se debe confirmar que con el equipamiento de reactores en conexión *shunt*, que prevé el proyecto, las tensiones en estado estacionario satisfacen los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del presente anexo.

   Se debe elaborar escenarios necesarios para determinar los flujos de potencia en operación normal y en contingencia. Los resultados deben permitir identificar los equipos de compensación reactiva y los refuerzos de transmisión requeridos

para que el proyecto no impacte negativamente en el sistema. En todos los casos se debe satisfacer los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del presente anexo.

2. Para el caso de los transformadores de potencia, se debe verificar que sus características básicas (potencia nominal, impedancias de cortocircuito, relación de transformación, número de gradines y rango de variación de la regulación automática bajo carga) permitan la operación del sistema en los escenarios de demanda (máxima, media y mínima) y despachos de generación en avenida y estiaje.
3. Para dimensionar los equipos de compensación reactiva (determinar el tamaño (MVAr), la ubicación de los reactores de línea y los que van conectados a las barras, los capacitores en serie, el rango nominal de control de compensadores síncronos o equipos automáticos de compensación reactiva) se deben realizar las simulaciones de operación en estado estacionario considerando:
   - Los capacitores series y los reactores de línea del sistema troncal deberán ser dimensionados para la potencia de diseño de la línea. indicada en la tabla 3.1 del Anexo 1. Los capacitores serie se especifican para conducir la corriente de diseño de la línea en condiciones normales o emergencia y, los reactores de línea se dimensionan para que no sean desconectados aun cuando se transmita la potencia de diseño de la línea.
   - En el caso de líneas compensadas del Sistema de Transmisión Local, los capacitores se dimensionan para la capacidad requerida por el proyecto.

6.2.4. Centrales de generación

En todos los casos analizados se debe descartar la existencia de transgresiones en la tensión y/o sobrecargas en las líneas y transformadores de la zona de influencia del proyecto e identificar las medidas correctivas correspondientes. Asimismo, se debe verificar que la operación de los generadores se encuentre dentro de su curva de Capabilidad (P-Q).

6.3. ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Las simulaciones se deben realizar para el año de ingreso del proyecto al SEIN y para dos años posteriores al año de operación, en condiciones normales para periodos hidrológicos de avenida y estiaje, en máxima, media y mínima demanda, considerando escenarios “sin proyecto” y “con proyecto”.

Asimismo, se debe calcular las máximas corrientes de cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos en barras del área de influencia de las nuevas instalaciones (barras de subestaciones, bornes de los generadores y devanados del transformador de potencia). Además, se debe preparar un escenario de máxima generación en el tercer año, en el cual se encuentren en operación todas las máquinas síncronas disponibles en el SEIN.

En ningún caso se debe exceder la capacidad de cortocircuito de los equipos ni la corriente de cortocircuito del sistema de barras. En caso de excederlo, el Gestor del Proyecto deberá proponer las soluciones técnicas para mitigar el impacto.

6.4. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

6.4.1. Objeto

Evaluar el impacto de la incorporación de las instalaciones del proyecto sobre la estabilidad del SEIN.

6.4.2. Premisas del análisis

Las simulaciones de estabilidad se deben realizar en detalle para el año de ingreso y para el tercer año de operación en el SEIN, para periodos hidrológicos de avenida y estiaje, en los bloques máxima, media y mínima demanda.

6.4.3. Proyectos en el sistema de transmisión

Simular una falla trifásica en las instalaciones del proyecto verificando que el despeje de la falla se realice antes de que algún generador en la zona de influencia del proyecto pierda sincronismo.

6.4.4. Centrales de generación convencional (CGC)

Se realizarán los siguientes análisis:

a) Tolerancia a la circulación de corriente de secuencia inversa

Verificar que la central puede soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana.

b) Estabilidad permanente (pequeña señal)

Se debe calcular la frecuencia y el amortiguamiento del modo local de oscilación, sin reguladores.

Si la central estuviera conformada por varios grupos de generación, además se debe identificar la posibilidad de oscilaciones entre los grupos (modo intraplanta).

c) Estabilidad transitoria

Simular una falla trifásica durante 100 ms en (i) la barra del lado de alta tensión del transformador elevador de la unidad de generación, (ii) el Punto de Conexión y (iii) las líneas de transmisión cercanas al Punto de Conexión (fallas con desconexión de la línea).

Si el tiempo crítico para mantener la estabilidad resultara menor a 100 ms, el estudio deberá plantear las medidas correctivas para cumplir con el tiempo de falla establecido (100 ms).

Estos análisis deben realizarse tanto para el año de ingreso como para el tercer año de operación en el SEIN.

6.4.5. Centrales de generación no convencional (CGNC)

Se realizarán los siguientes análisis:

a) Estabilidad transitoria

Verificar el comportamiento de la central en el Punto de Conexión ante los "Huecos de Tensión" en la zona del proyecto, provocados por fallas en el Sistema de Transmisión. Se puede utilizar un modelo típico para los controladores de la central.

La central debe cumplir con las exigencias frente a los Huecos de Tensión consignadas en los requerimientos técnicos del Anexo 1. Estas verificaciones, en el marco del EPO, tienen la finalidad de dimensionar la robustez de los

equipos necesarios para cumplir con este requerimiento, ya que el cumplimiento será confirmado en el EO.

Se debe evaluar la respuesta ante:

- Fallas en las líneas de transmisión cercanas a la central, tales como fallas monofásicas con recierre exitoso y fallas trifásicas.
- Desconexión de centrales de generación o de equipos de compensación reactiva relevantes para el control de tensión en la zona de influencia de la central.

Asimismo, se debe evaluar el tiempo crítico de despeje de falla siguiendo el criterio indicado en el numeral anterior.

6.5. ESTUDIO DE ARMÓNICOS

En esta etapa, el estudio de armónicos es de naturaleza aproximada, con la finalidad de definir si el diseño de la instalación requiere implementar dispositivos necesarios para controlar las perturbaciones armónicas que le permita cumplir con los rangos establecidos en las normas internacionales IEEE 519 e IEC 61000-3-6.

Con este fin, las instalaciones de demanda o centrales de generación RER y equipos de compensación reactiva, deben informar el contenido de armónicos previstos en la etapa de diseño de cada uno de sus componentes. El contenido de armónicos en la etapa de diseño debe acatar lo dispuesto en las normas internacionales indicadas.

Se debe efectuar mediciones de armónicos en el Punto de Conexión del Proyecto para caracterizar la distorsión armónica existente (antes del proyecto), las cuales se deben realizar según lo establecido en la norma IEC 61000-4-30 para cuantificar el impacto de las nuevas instalaciones sobre el nivel de armónicos en el Punto de Conexión. En base a esta medición se debe realizar el modelo y estudio correspondiente. En ningún caso, las nuevas instalaciones deben transgredir las tolerancias establecidas en la NTCSE para los niveles de armónicos existentes.

Para proyectos con equipos de compensación reactiva, los resultados de los estudios de armónicos deben garantizar que no ocasionen fenómenos de resonancia en el sistema. De considerar necesario el COES, podrá solicitar verificaciones de transitorios.

6.6. ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

El fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS) se caracteriza por la interacción que puede existir entre el sistema de transmisión con bancos de capacitores serie y los sistemas de turbinas de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales en una escala de frecuencias subsíncronas.

El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posea compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el Gestor del Proyecto. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional.

Para el caso de los proyectos del Plan de Transmisión, el estudio de RSS será elaborado por el COES. Los demás proyectos deberán tomar en cuenta los resultados y las recomendaciones de este estudio.

El Gestor del Proyecto debe presentar un estudio de Resonancia Subsíncrona (RSS), cuyo contenido básico se describe a continuación.

6.6.1. Objeto

Analizar el impacto que produce una nueva instalación en el riesgo de exposición al fenómeno de RSS de las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales conectadas al sistema de transmisión que se encuentran expuestas a este fenómeno, así como garantizar que el diseño de la nueva instalación no produzca el riesgo de RSS.

6.6.2. Metodología y criterios

La metodología comprende el análisis de los fenómenos de RSS considerando técnicas de barrido en frecuencia de tipo impedancia y torque de amortiguamiento modal.

El análisis de RSS se realiza a cada una de las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales expuestas al riesgo del fenómeno de RSS conectadas al sistema de transmisión considerando Modos de Operación de las centrales y condiciones de operación en red completa y sobre contingencias.

6.6.3. Resultados de los estudios de RSS

Los resultados de los estudios de RSS deben garantizar que el diseño del nuevo proyecto no produzca en ningún caso el fenómeno de RSS o aumente el riesgo de RSS respecto a la situación preexistente (sin el nuevo proyecto). Para el caso de Centrales de Generación, en caso el Gestor del Proyecto identifique con la técnica de barrido en frecuencia que su proyecto está en riesgo de RSS, deberá realizar adicionalmente análisis de simulaciones EMT (*Electromagnetic Transients*).

En caso de proyectos de nuevas líneas de transmisión compensadas basadas en BCS, se deberá proponer como mínimo la partición adecuada en los BCS nuevos para no producir o no aumentar el riesgo de RSS respecto a la situación preexistente (sin el nuevo proyecto).

7. ESTUDIOS DE DISEÑO DEL PROYECTO

7.1. Líneas de transmisión

7.1.1. Cálculo de parámetros eléctricos de la línea

En correspondencia con los datos constructivos de las líneas y de los valores reales de resistividad del terreno a lo largo de la traza de las líneas, se deberá presentar la memoria de cálculo de los parámetros longitudinales y transversales de las líneas, en coordenadas de secuencia.

7.1.2. Coordinación del aislamiento

Se aplicará el criterio establecido en los numerales 1 y 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

7.1.3. Especificación del OPGW (Optical Ground Wire)

Se aplicará el criterio establecido en los numerales 1 y 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

7.1.4. Verificación del diseño del blindaje de las líneas para descargas atmosféricas

Se aplicará el criterio establecido en el numeral 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

En estos estudios deberá prestarse especial atención a los valores previstos de puesta a tierra de las estructuras a lo largo de la línea.

7.1.5. Transposiciones

Se aplicará el criterio establecido en el numeral 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

7.2. Equipamiento de Subestaciones

Se deberá presentar las especificaciones técnicas del equipamiento, así como los respectivos casos de análisis transitorio de diseño que se describen a continuación:

7.2.1. Estudios de recierre monofásico

Mediante la realización de estos estudios en la línea de 500 y 220 kV, para demostrar una alta probabilidad de éxito del recierre monofásico, se deberá verificar el cumplimiento de los siguientes indicadores:

- Último pico de la corriente de arco secundario: 40 A (pico).
- Primer pico de la tensión de restablecimiento: 80 kV.
- Tasa de Crecimiento de la Tensión Soportada (RRRV): 8 kV/ms

Se deberá estudiar los casos de falla en ambos extremos de la línea y en las transposiciones, para cada una de las tres fases. Para cada una de las simulaciones realizadas (diferentes lugares de falla y fase en falla) se deberá presentar los valores relevantes (primer pico de tensión de restablecimiento, último pico de corriente de arco secundario y la Tasa de Crecimiento de la Tensión Soportada) en forma de tabla. Asimismo, se deberá presentar la gráfica de la evolución en el tiempo de dichos valores, utilizando escalas o factores de amplificación que permitan cuantificar el nivel de las mismas.

Para la realización de este estudio se deberán asumir escenarios de máximas transferencias de potencia posibles por las líneas, adoptándose de manera inicial un tiempo muerto de 500 ms. El esquema de compensación paralelo (shunt) que se adopte, deberá ser efectivo y compatible con el tiempo muerto para lograr la extinción del arco.

7.2.2. Energización de Líneas

Se deberán realizar estudios de transitorios electromagnéticos para determinar las sobretensiones transitorias, ante maniobras de energización con falla, con el objeto de definir las solicitaciones dieléctricas sobre el equipamiento, para asegurar el adecuado dimensionamiento de los equipos y que no se produzca un envejecimiento prematuro de los mismos.

Deberá demostrarse la existencia de un adecuado margen de seguridad, no inferior a 1,4, tanto para las sobretensiones de maniobra como para las atmosféricas, que se pudieran presentar sobre el equipamiento para casos extremos.

7.2.3. Solicitación Térmica en los Descargadores

Se deberá realizar este análisis para obtener los máximos requerimientos de disipación de energía para los descargadores de extremos de línea, así como también los descargadores de neutro, en dos tipos de contingencias:

1. Energización de línea con falla monofásica a tierra en un extremo lejano, bloqueo de interruptor de las tres fases y actuación posterior de la Falla de Interruptor, Protección "Breaker Failure" (BF).

   Se utilizarán los siguientes criterios:

   i. Simular la energización de la línea desde ambos extremos, con una falla monofásica previamente definida en el extremo opuesto al de la energización.

   ii. Realizar un estudio estadístico, con 200 maniobras de energización, registrando las energías disipadas en los descargadores, ya que al realizar la energización con falla se producen tensiones transitorias y temporarias elevadas en las fases sanas.

   iii. Asumir además una Protección BF en la que se despeja la línea a los 300 ms de realizada la energización.

   iv. Se deberá identificar la energización que provoque la máxima disipación de energía y presentar el gráfico correspondiente a esa simulación puntual (No aplicar la distribución Gaussiana).

   v. Presentar el listado de casos de análisis sometidos a estudios estadísticos de energización, con los respectivos resultados energéticos para la energización más desfavorable de cada caso.

2. Línea en carga, ocurrencia de falla monofásica a tierra en un extremo, apertura trifásica en el extremo cercano a la falla, bloqueo de las tres fases del interruptor en el extremo alejado y actuación posterior de la Protección BF.

   Se utilizarán los siguientes criterios:

   i. Simular la maniobra de Protección 50BF (Falla interruptor) en ambos extremos del tramo en estudio, con una falla fase a tierra próxima a esas posiciones, registrando las energías disipadas en los descargadores.

   ii. Se debe realizar esta maniobra con el único fin de verificar el dimensionamiento térmico de los descargadores.

   iii. El estudio será determinístico y se deberá considerar una secuencia en la simulación que siga las siguientes indicaciones:

      - Inicio de la simulación: 0,0 ms
      - Presencia de la falla en un extremo: 50,0 ms
      - Apertura trifásica del interruptor en ese extremo: 130,0 ms
      - Apertura definitiva de línea en el otro extremo por Protección BF: 350,0 ms

   iv. Estos análisis se deben realizar para máxima transferencia de potencia, considerando que la falla puede ocurrir en cualquiera de los dos extremos de la línea.

v. Se deberá registrar las energías disipadas en los descargadores próximos a la falla, así como también en los que están en el extremo opuesto al que se aplica la falla.

vi. Presentar el listado de casos simulados, con los respectivos resultados energéticos. En particular, se deberá mostrar los gráficos de energías disipadas para los peores casos de cada extremo.

7.2.4. Estudios de Solicitaciones Térmicas y Dinámicas en los Reactores de Neutro

Estos estudios tienen el objeto de verificar que los reactores de neutro puedan soportar corrientes elevadas de corta duración, como las corrientes de choque dinámicas que eventualmente se presentan en la operación de la línea.

De estos estudios surgirá la especificación de los requerimientos térmicos y dinámicos para los reactores de neutro. Aunque la Norma IEC no contempla la corriente de choque dinámica en la especificación de un reactor de neutro supresor de arco, se requiere su determinación con el objeto de que el fabricante del equipo garantice que podrá soportar este valor.

En los análisis descritos en Solicitación Térmica en los Descargadores, en los tramos de línea en los que hay reactores de neutro, se deberá registrar también la energía disipada en los mismos, para determinar su capacidad térmica necesaria. Con similar objeto, deberán registrarse también las corrientes dinámicas que se presenten.

Para estos casos, se deberá prolongar las simulaciones del ítem anterior por lo menos en 200 ms adicionales posteriores a la apertura definitiva por Protección de Falla de Interruptor, teniendo en cuenta que se pueden dar oscilaciones propias de baja frecuencia en la línea, con corrientes elevadas en el reactor de neutro. Deberá supervisarse si no es necesario prolongar más el tiempo de simulación, para no subestimar los requerimientos térmicos.

Adicionalmente, se deberán simular e identificar los peores casos de recierre monofásico no exitoso posibles, que pudieran originar las solicitaciones térmicas y dinámicas más altas para los reactores de neutro.

En estos estudios se simulará la siguiente secuencia de eventos:

- Inicio de la simulación: 0,0 ms
- Presencia de la falla monofásica a tierra en un extremo: 50,0 ms
- Apertura de la fase en falla en ambos extremos: 130,0 ms
- Recierre monofásico en ambos extremos de la fase en falla con persistencia de la falla: 630 ms (*)
- Apertura trifásica definitiva de ambos extremos de línea con persistencia de falla: 680 ms
- Finalización de la simulación: 1s (**)

(*) Realizar un estudio estadístico (200 maniobras) exclusivamente para los tiempos de recierre de los dos extremos de la fase en falla.

(**) ó el tiempo mayor a 1 s que sea necesario, para no subestimar los requerimientos térmicos.

De este análisis estadístico, se seleccionan los casos más exigentes en lo que concierne: (i) las energías disipadas en el reactor de neutro y (ii) las amplitudes de las corrientes dinámicas en el reactor de neutro. Este procedimiento se debe repetir para presencia de falla monofásica en el otro extremo de la línea.

Se extiende el tiempo de simulación a un tiempo posterior a la apertura definitiva de la línea, ya que en este lapso se pueden dar oscilaciones propias de baja frecuencia, con las consecuentes corrientes elevadas en el reactor de neutro.

Se deberá presentar el listado de casos simulados, con los respectivos resultados de energías disipadas y amplitudes de corrientes dinámicas obtenidas para las maniobras más exigentes de cada estudio estadístico; mostrando los gráficos de energías disipadas y corrientes dinámicas en los reactores de neutro.

7.2.5. Sobretensiones por fenómenos de resonancia con fases abiertas

Se analizarán las posibilidades de energización de cada línea desde ambos extremos, ya sea en condiciones normales de compensación o ante la eventualidad de que se conecten reactores de barra a la línea en el extremo a ser sincronizado.

Podría caber la posibilidad que ante situaciones de fases abiertas, tanto una como dos, se presente un fenómeno de resonancia con tensiones inadmisibles, sostenidas por acoplamiento con las fases energizadas.

Consecuentemente, se deberán realizar estudios con una y dos fases abiertas, con el objeto de verificar las solicitaciones térmicas sobre los descargadores de fases y de neutro, durante un lapso no menor de 2 s (tiempo que la línea puede permanecer energizada debido a una discrepancia de fases), previo a la apertura definitiva.

7.2.6. Verificación de Tensiones de Restablecimiento (TRV)

El objeto de este análisis es determinar las máximas solicitaciones dieléctricas entre terminales a que estarán expuestos los interruptores operando en condiciones extremas, para su consideración en las especificaciones de los mismos. TRV (Transient Recovery Voltage), es el valor de cresta de la tensión de restablecimiento que se presenta entre los terminales de un interruptor en la apertura y la RRRV (Rate of Rise of Restriking Voltage), que es el valor de la tangente a esta curva y que pasa por el punto en que se interrumpe la corriente del arco.

Se deberán realizar estos estudios aplicando la metodología de los cuatro parámetros, descrita en el Anexo E de la Norma IEC 62271-100, registrando el TRV y la RRRV.

Siguiendo las siguientes recomendaciones de la Norma IEC 62271-100, se deberán presentar los estudios de las contingencias que se detallan:

- Aperturas en oposición de fase.
- Apertura con falla en terminales.
- Aperturas de línea con falla kilométrica.

7.2.7. Estudios y especificaciones particulares para reactores y transformadores

Los transformadores y eventuales reactores deberán cumplir con características de magnetización tales que no se produzca ferroresonancia y que no se presenten efectos adversos sobre el sistema y sobre el mismo equipamiento, tanto para el caso de maniobras como para el caso de tensiones temporarias. Deberán presentarse los estudios que demuestren la validez del diseño realizado.

Para el caso particular de reactores, se exige linealidad hasta 1,40 p.u. de la tensión máxima de servicio (550 kV).

En el caso de los transformadores que vincularán el nuevo sistema de 500 kV con 220 kV, deberán presentarse los estudios de energización de los mismos, tanto desde 500 kV como desde 220 kV. Deberá demostrarse que los transformadores admiten tales maniobras o que el proyecto incorpora interruptores sincronizados para hacer viables estos requerimientos.

8. ÍNDICADORES DE DESEMPEÑO

Los estudios eléctricos para el desarrollo de los EPO deben demostrar que se satisfacen los siguientes indicadores de desempeño:

8.1. TENSIÓN

- **Estado Normal**: El ingreso de un proyecto no debe provocar tensiones fuera del rango de ±2.5 % sobre las tensiones de operación, o la tensión nominal del equipamiento principal.

  Si en ausencia del proyecto se observan tensiones fuera del rango indicado, el ingreso del proyecto no debe agravar esta situación.

- **Estado de Contingencia**: El ingreso de un proyecto no debe provocar tensiones post-contingencia (N-1) fuera del siguiente rango:

  - +7,5% / -10% para las barras con tensiones nominales V_N > 200 kV.
  - ± 10% para las barras con tensiones nominales 60 kV < V_N ≤ 200 kV.

  Siendo las tensiones nominales (VN), las estandarizadas en el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 o el que lo sustituya, y que no supere la tensión máxima del equipamiento principal.

Si en ausencia del proyecto se observan tensiones fuera del rango indicado, el ingreso del proyecto no debe agravar esta situación.

En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de tensión provocados. La implementación de este equipamiento será verificada en el Estudio de Operatividad.

8.2. FRECUENCIA

- **Estado Normal:** debe estar comprendida entre 59.80 y 60.20 Hz.
- **Comportamiento Transitorio**: los desequilibrios de carga/generación en el SEIN pueden provocar variaciones transitorias de frecuencia comprendidas entre 58 y 62 Hz.
- **Estado de Restablecimiento:** en el régimen posterior a una falla, la frecuencia debe estar comprendida entre 59.50 y 60.50 Hz.

8.3. SOBRECARGAS

- **Estado Normal:** El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas.

  Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas. Para el caso de proyectos de demanda no será posible implementar esquemas de rechazo automático para evitar sobrecargas.

- **Estado de Contingencia**: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas post-contingencia (N-1) en los transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% para el caso de líneas de transmisión. La tolerancia exigida debe respetarse en instalaciones de terceros.

  Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas mayores al 20%, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas.

En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de sobrecarga que provoque.

8.4. REQUISITOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y DE PEQUEÑA SEÑAL

- En las simulaciones de estabilidad transitoria, los generadores del SEIN no deben perder el sincronismo ante una falla trifásica despejada en 100 ms en la barra del lado de alta tensión del transformador elevador de la unidad y/o en el Punto de Conexión.
- El tiempo de despeje de fallas debe ser 100 ms.
- EI tiempo muerto para el recierre debe ser 500 ms.
- En caso de que el proyecto plantee un valor diferente, tiene que estar sustentado en un estudio de transitorios electromagnéticos.
- No se permiten excursiones transitorias de la tensión de ± 20 % del valor nominal.
- No se permiten sobretensiones temporarias de más del 10 % de la tensión nominal por más de 2 s. Asimismo, la recuperación de la tensión no debe ser menor al 85 % del valor inicial luego de 3 s.
- Las instalaciones que componen la CGNC deberán superar las condiciones del Hueco de Tensión señalados en el Anexo 1.

- El amortiguamiento del sistema para pequeñas perturbaciones, debe ser como mínimo 5 % en condiciones de red completa. En condiciones de contingencia (N-1), el amortiguamiento en post-falla debe ser positivo y por lo menos del orden del 2 %.

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 20 "INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN"	ANEXO
ANEXO 3: REQUISITOS PARA LA APROBACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE OPERATIVIDAD		

1. OBJETO

Establecer la información, requisitos y estudios que se debe presentar ante el COES para tramitar la aprobación de los Estudios de Operatividad (EO).

2. INFORMACIÓN BASE PROPORCIONADA POR EL COES

El COES publica y actualiza en su portal de Internet, la información base del SEIN para el desarrollo y preparación de los EO y comprende lo siguiente:

a) Modelo Eléctrico del SEIN para los estudios eléctricos en el software establecido por el COES.

b) Proyección de demanda y programa de obras de generación y transmisión.

c) Costos Variables de Centrales Térmicas del SEIN.

El Modelo eléctrico del SEIN solo es referencial. El Gestor del Proyecto debe validar la demanda de los Distribuidores y Usuarios Libres. Cualquier cambio realizado por el Gestor del Proyecto en el modelo eléctrico del SEIN debe ser sustentado en el EO.

Para el caso en que el Proyecto contenga una línea de transmisión, deberá presentar los parámetros de la línea y sus cálculos justificativos, y los parámetros de fábrica de los trasformadores, reactores o capacitancias adquiridos.

3. CONTENIDO DEL EO

Los estudios y documentos del EO dependen del tipo de instalación a conectarse. En el Cuadro 1 se muestra el contenido del EO de acuerdo con el tipo de instalación.

El alcance de los estudios será definido por el COES, para cada caso concreto, en el documento de respuesta a la solicitud de alcance presentada por el Gestor del Proyecto.

Para aquellos proyectos que ingresen al SEIN por etapas, o cuya implementación requiera configuraciones temporales que involucren la desconexión de instalaciones consideradas por el COES como relevantes en la operación del SEIN, el Gestor del Proyecto deberá informarlo al COES en la solicitud de alcance, a fin de que se defina el alcance de los estudios necesarios para cada una de las etapas o configuraciones temporales. Para tal efecto, el Gestor del Proyecto deberá presentar el cronograma de ingreso de cada etapa y duración, así como también del proyecto completo.

Cuadro 1 – Contenido del EO por tipo de Instalación a conectar

ITEMS	L.T. 220 kV Y 500 kV	L.T. < 220 kV	EQUIP. COMPENS. REACTIVA	TRAFOS > 50 MVA	TRAFOS < 50 MVA	CENT. GEN. CONV. (CGC)	CENT. GEN. NO CONV. (CGNC)	MINAS Y CARGAS IND.
RESUMEN EJECUTIVO	X	X	X	X	X	X	X	X
ESTUDIO DE ESTADO ESTACIONARIO	X	X	X	X	X	X	X	X

ESTUDIOS DE ESTABILIDAD	TRANSITORIA	X	X	X			X	X	
	PERMANENTE			X			X	X	
	TENSIÓN			X					X
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		X	X	X	X	X	X	X	X
ESTUDIO DE ARMONICOS		X		X				X	X
ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS		X		X	X				
ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSINCRONA		X (*)		X			X		
PROTOCOLO DE PRUEBAS EN FABRICA DE EQUIPOS		X	X	X	X	X	X	X	X
PROCEDIMIENTOS DE MANIOBRAS		X	X	X	X	X	X	X	X
ESQUEMA DE RECHAZO (EDAGSF[3] y ERACMF[4])							X		X
PLANOS Y DIAGRAMAS (EN FORMATO AUTOCAD)		X	X	X	X	X	X	X	X
ACTA DE TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL		X	X	X	X	X	X	X	X
INFORMACIÓN SOBRE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN		X	X	X	X	X	X	X	X

(*) En caso de que la línea tenga compensación serie capacitiva.

4. RESUMEN EJECUTIVO

Deberá contener la siguiente información:

a) Generalidades: Antecedentes, ubicación (con las coordenadas UTM WGS 84 de líneas y subestaciones), características eléctricas generales (niveles de tensión, capacidad de los equipos y niveles de cortocircuito.)

b) Descripción de las instalaciones: subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, sistemas de protección y sistema de comunicación.

c) Conclusiones de los estudios eléctricos del proyecto.

d) Resultados del estudio de coordinación de la protección.

e) Impactos negativos de las nuevas instalaciones sobre la operación del SEIN y las medidas adoptadas para corregirlos.

f) Diagrama unifilar de las nuevas instalaciones.

g) El cronograma estimado del ingreso del proyecto y sus etapas.

[3] **E**squema de **D**esconexión **A**utomática de **G**eneración por **S**obre **F**recuencia.

[4] **E**squema de **R**echazo **A**utomático de **C**arga por **M**ínima **F**recuencia

5. ESTUDIOS DE ESTADO ESTACIONARIO

Tienen por finalidad verificar que el ingreso de la nueva instalación no ocasione impacto negativo sobre los niveles de cargabilidad de los equipamientos, tensiones en las barras y la capacidad de cortocircuito del Sistema de Transmisión existente en la zona de influencia del proyecto.

Para este fin, se deben efectuar simulaciones de flujo de potencia y cortocircuito para el año de ingreso del proyecto (máxima, media y mínima demanda), considerando escenarios con y sin proyecto, así como en condiciones hidrológicas de avenida y estiaje. Los resultados obtenidos, deben cumplir con los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del Anexo 2.

6. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

Tienen por objeto verificar que los ajustes de los controladores de la nueva instalación no ocasionen impacto negativo al SEIN durante su comportamiento dinámico. Los resultados de estos estudios deben cumplir con los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del Anexo 2.

6.1 MODELAMIENTO Y DESEMPEÑO DE LOS CONTROLADORES

Se deben presentar los diagramas de bloques de los controladores (modelos del fabricante o MF), incluyendo los rangos típicos para las ganancias, constantes de tiempo, valores límite y otros parámetros suministrados por el fabricante.

Se deben presentar los modelos de:

1. Sistema de excitación, sistema de regulación de tensión y limitadores;
2. Estabilizador del sistema de potencia (PSS);
3. Regulador de velocidad de la unidad de generación; y del Control Automático de Generación (AGC) de planta en caso de contar con este último.
4. Regulador de tensión de los compensadores síncronos y/o de los equipos automáticos de compensación reactiva, incluyendo su estabilizador POD[5].

Los modelos deben prepararse y entregarse en el formato del software que utiliza el COES con la información del fabricante (MF), los cuales, deben mostrar un comportamiento que cumpla los indicadores de desempeño[6]. Este adecuado comportamiento de los controladores, previamente deben ser verificados mediante pruebas simuladas que disponga el software mencionado.

6.2 SIMULACIONES DE ESTABILIDAD

6.2.1. Estabilidad Transitoria

Este estudio se utiliza para: (i) identificar que los generadores mantengan el sincronismo frente a grandes perturbaciones en el sistema, (ii) determinar los tiempos críticos de despeje de falla y (iii) determinar los tiempos de espera para recierre monofásico que mantenga estable la generación.

Para el caso de equipos de generación, como resultados del estudio, debe proporcionarse los modelos y ajustes teóricos de los reguladores de tensión (RT) y sus limitadores, que cumplan lo indicado en el párrafo anterior.

---

[5] POD: **P**ower **O**scillation **D**amping.

[6] Indicadores de desempeño: Sobreelevación (Overshooting) , Tiempo de subida (Rise time), y Tiempo de establecimiento (Settling time).

Para el caso de instalaciones de transmisión con equipos automáticos de compensación reactiva, como resultados del estudio, debe definir los modelos y ajustes de los sistemas de control.

Los modelos y ajustes teóricos obtenidos posteriormente serán homologados durante las Pruebas de Puesta en Servicio.

6.2.2. Estabilidad Permanente

Para las centrales de generación convencional el estudio debe determinar las características del modo local, intra-planta e inter-área de oscilación de la unidad o central, verificando que se tenga una respuesta amortiguada; de no ser así, se deberán buscar los ajustes adecuados de los controladores para conseguir su adecuado amortiguamiento. Como resultado del estudio, se debe presentar los ajustes teóricos de los reguladores de tensión (RT) y estabilizador del sistema de potencia (PSS) que cumpla con la respuesta amortiguada.

Para comprobar que los ajustes obtenidos sean robustos, se deberá realizarse simulaciones dinámicas con cambios de escalones de carga y fallas cercanas a la central, con la finalidad de verificar su adecuado amortiguamiento; de no conseguirlo, se deberá variar los ajustes de los controladores hasta conseguir la respuesta esperada.

En el caso de equipos automáticos de compensación reactiva, se debe determinar los ajustes referenciales para las señales del estabilizador POD, los cuales serán verificados durante las Pruebas de Puesta en Servicio.

6.2.3. Estabilidad de Tensión

En el caso de demanda, se debe evaluar sus requerimientos de potencia reactiva, así como la capacidad de potencia reactiva del sistema disponible en el punto de conexión; así como, determinar la respuesta del sistema ante las diferentes condiciones de operación de la nueva carga. Se puede utilizar las curvas P-V y Q-V y en ninguna circunstancia la nueva carga debe poner en riesgo la estabilidad por tensión del sistema.

7. ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Debe ser elaborado cumpliendo los lineamientos establecidos en la Nota Técnica “Criterios de Ajustes y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN” y demostrar que los equipos de protección de las nuevas instalaciones coordinen con los ajustes de las protecciones de las instalaciones existentes ubicadas en la zona de influencia del proyecto.

8. ESTUDIO DE ARMÓNICOS

Estos estudios son requeridos cuando las instalaciones del Proyecto a conectar posean equipos basados en electrónica de potencia.

El objeto del estudio es demostrar que la instalación nueva ha sido diseñada considerando los dispositivos necesarios para minimizar el impacto de sus disturbios armónicos[7] sobre el sistema de potencia en el Punto de Conexión.

[7] Se refiere la distorsión armónica de la tensión y la inyección armónica de corrientes.

Para este estudio la red de transmisión se debe representar sin otras inyecciones armónicas que no sean aquellas de las nuevas instalaciones.

El modelamiento de las nuevas instalaciones se debe realizar considerando:

1. La inyección de corriente armónica equivalente[8];
2. Los filtros, con su modelo de detalle;
3. La representación de la carga pasiva (motores eléctricos y otras cargas lineales en el secundario de los transformadores conectados a la red de alta tensión); y
4. La red de distribución conectada en el secundario de los transformadores, si existiera. Como mínimo se puede utilizar un capacitor equivalente al sistema de distribución.

El modelo debe representar correctamente la respuesta de barrido en frecuencia, lo cual se hace extensivo a la respuesta de generadores, líneas y transformadores.

9. ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS

Se aplica en el caso que las nuevas instalaciones comprendan líneas de transmisión de gran longitud, de muy alta tensión, para instalación de reactores, capacitores o transformadores de potencia.

El estudio de transitorios electromagnéticos debe emplearse para los siguientes casos:

1. Cálculo del Inrush de Transformadores de gran potencia, para su adecuado ajuste de protecciones.
2. Determinar efectos transitorios de maniobras.
3. Detectar condiciones de resonancia y ferrorresonancia.
4. Para verificar el adecuado ajuste de mando sincronizado.

Como resultado de estos estudios, la nueva instalación no deberá presentar efectos perjudiciales para la operación del SEIN, debiendo plantear la solución si se detectará algún efecto.

En caso necesario, dependiendo del tipo de proyecto, el COES puede solicitar otros análisis.

10. ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

El fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS) se caracteriza por la interacción que puede existir entre el sistema de transmisión con bancos de capacitores serie y los sistemas de turbinas de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales en una escala de frecuencias subsíncronas.

El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posea compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el Gestor del Proyecto. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional

[8] Se debe explicar el cálculo de la inyección armónica equivalente a partir de las fuentes existentes en la planta.

El Gestor del Proyecto debe presentar un estudio de Resonancia Subsíncrona (RSS), cuyo contenido básico se describe a continuación.

10.1 OBJETO

Analizar el impacto que produce una nueva instalación en el riesgo de exposición al fenómeno de RSS de las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales conectadas al sistema de transmisión que se encuentran expuestas a este fenómeno, así como garantizar que la implementación de la nueva instalación no produzca el riesgo de RSS.

La evaluación de riesgo de RSS se realiza a un nivel más detallado, considerando el análisis de simulaciones de EMT (*Electromagnetic Transients*).

10.2 METODOLOGÍA Y CRITERIOS

La metodología comprende inicialmente las técnicas de barrido en frecuencia utilizadas en el Estudio de Pre Operatividad correspondiente y se adicionan los análisis de simulaciones de EMT.

Las simulaciones de EMT se realizan seleccionando los casos más críticos (con riesgo de RSS) considerados en los análisis de barrido en frecuencia. Las simulaciones de EMT se realizan sobre un modelo equivalente reducido del SEIN que considere la red de transmisión del área de influencia del proyecto e incluya las unidades de generación de centrales termoeléctricas y no convencionales conectadas al sistema de transmisión que estén expuestas al riesgo de RSS. Las simulaciones se realizan considerando fallas monofásicas en líneas de transmisión pertenecientes al área de influencia del proyecto.

Asimismo, se deberán integrar a los análisis de simulaciones de EMT los modelos dinámicos de las soluciones de mitigación de RSS correspondientes, acorde con las tecnologías de control utilizadas.

10.3 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE RSS

Los resultados de los estudios de RSS deben garantizar que el proyecto no produzca en ningún caso el fenómeno de RSS o aumente el riesgo de RSS respecto a la situación preexistente (sin el nuevo proyecto).

Por lo tanto, el proyecto deberá estar implementado de manera que no produzca el fenómeno de RSS o contenga el equipamiento necesario para evitarlo, lo cual es responsabilidad del Gestor del Proyecto.

11. PROTOCOLOS DE PRUEBAS EN FÁBRICA DE EQUIPOS

Con el fin de validar los parámetros utilizados en el EO, se deberá remitir al COES los protocolos de pruebas en fábrica de los equipos principales (transformadores de potencia, generadores, turbinas, equipos de compensación reactiva, entre otros).

12. PROCEDIMIENTOS DE MANIOBRAS

Se deberá presentar los procedimientos de maniobras para la puesta en servicio y para las intervenciones de las nuevas instalaciones, los cuales deberán presentarse en el formato establecido por el COES en su portal internet.

Para ello, todas las instalaciones del nuevo proyecto deben estar codificadas conforme al Anexo 1.

13. ESQUEMAS DE RECHAZO

Para el caso de Generadores, deberán tener implementado un relé de sobrefrecuencia para estar considerados en el "Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia" (EDAGSF) del SEIN en cumplimiento del numeral 7.3 de la NTCOTR. Asimismo, informar los ajustes con los que ingresarán.

Para el caso de Cargas, deberán presentar el detalle de su "Esquema de Rechazo Automático de Carga" (ERACMF) que implementarán a su ingreso en operación, para lo cual, deberán cumplir con los valores de magnitudes por escalones y ajustes de relés que establezca el Estudio vigente del COES, el cual se encuentra publicado en el portal de internet.

Se debe incluir además el cronograma de incorporación de carga del proyecto

14. PLANOS Y DIAGRAMAS

Se debe presentar los siguientes planos:

14.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:

- Ruta de la línea con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y subestaciones, así como el archivo Google Earth.
- Planos de silueta de las estructuras y de ensamble de la cadena de aisladores.

14.2 SUBESTACIONES:

- Planos de vista en planta y cortes (en formato AutoCAD).
- Diagramas unifilares de protección y medición, de las instalaciones a conectar al SEIN (en formato AutoCAD).
- Actualización de los diagramas unifilares de protección de las instalaciones asociadas al proyecto disponibles en el portal de internet del COES.
- Diagramas funcionales.
- Arquitectura del sistema de automatización y control.
- Esquema de comunicaciones y teleprotección.

15. ACTA DE TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL

Para la aprobación del EO, se debe cumplir con entregar el "Acta de Transferencia de Información en Tiempo Real" al que se refieren los numerales 2.2 y 2.2.1 de la NTCOTR[9], y los numerales 2.1.1 y 2.1.2 de la NTIITR[10].

El acta debe incluir el listado de señales, de las nuevas instalaciones, que serán enviadas en tiempo real a los Centros de Control del COES, señales que deben estar disponibles antes de la conexión para Pruebas de Puesta en Servicio de las nuevas instalaciones.

16. INFORME DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

El informe de los sistemas de medición debe incluir la siguiente información:

[9] **N**orma **T**écnica de **C**oordinación de la **O**peración en **T**iempo **R**eal de los Sistemas Interconectados
[10] **N**orma **T**écnica para el **I**ntercambio de **I**nformación en **T**iempo **R**eal para la Operación del SEIN

1. Ubicación de los medidores de energía.
2. Características de los componentes del sistema de medición (medidores de energía, transformadores de medición, sincronización y medios de comunicación)

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 20 "INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN"	ANEXO
ANEXO 4: REQUISITOS PARA LA INTEGRACIÓN DE INSTALACIONES AL SEIN		

1. OBJETO

Especificar las Pruebas de Puesta en Servicio que como mínimo corresponde realizar a cada tipo de instalación que se conecta al SEIN, la información que se requiere adjuntar a la solicitud de conexión y el contenido del informe de las respectivas pruebas.

2. PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

Se deberán realizar las siguientes pruebas según cada tipo de instalación:

2.1 SUBESTACIONES

- Pruebas de relés de protección

2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:

a) Pruebas de medición de parámetros de líneas

b) Pruebas de relés de protección

c) Pruebas End-to-End

2.3 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA

a) Pruebas de relés de protección.

b) Pruebas de determinación de las curvas V-Q.

c) Pruebas de homologación de los controladores, para equipos automáticos, detalladas en el Anexo 5.

2.4 CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL

- Pruebas de arranque y toma de carga
- Pruebas de desconexión de generación a potencias parciales y a máxima generación. Estas pruebas estarán sujetas a las condiciones de operación
- Pruebas de homologación de los controladores, detalladas en el Anexo 5.
- Pruebas de los relés de protección.
- Adicionalmente, en el caso de las centrales que operen en ciclo combinado, se deberán realizar las siguientes pruebas:
  - Desconexión de una unidad con Turbina de Gas.
  - Desconexión de la unidad Turbo Vapor
  - Rechazo de generación del ciclo completo (cuando no active el esquema de rechazo por mínima frecuencia)
  - Pruebas de diferentes Modos de Operación.

2.5 CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL

- Pruebas de arranque y toma de carga, verificando las curvas PQ.
- Pruebas de homologación de los controladores, detalladas en el Anexo 5.
- Pruebas de los relés de protección

3. AUTORIZACIÓN PARA PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

La solicitud de autorización de conexión para llevar a cabo las Pruebas de Puesta en Servicio debe adjuntar:

4. TITULAR DE LA INSTALACIÓN NO INTEGRANTE DEL COES

Cuando el Titular de la Instalación no sea integrante obligatorio del COES, la vigencia del poder de su representante legal, expedida por los Registros Públicos, con una antigüedad no mayor a tres (03) meses, así como copia del documento de identidad del representante.

4.1 INSTALACIONES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN

Copia del título habilitante. En el caso de los supuestos señalados en el artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Titular de la Instalación deberá presentar una declaración jurada firmada por su representante legal, respecto de que las instalaciones no requieren de título habilitante. La declaración jurada debe tener cargo de presentación al Ministerio de Energía y Minas y al OSINERGMIN.

4.2 DECLARACION JURADA DE USUARIOS LIBRES

En el caso de Usuarios Libres, una declaración jurada firmada por su representante legal, indicando su condición de Usuario Libre y su máxima demanda contratada en el SEIN.

4.3 CONFORMIDAD DE USO DE INSTALACIONES DE TERCEROS

La conformidad de terceros por el uso de sus instalaciones para la conexión otorgada por su titular o mandato de conexión otorgado por OSINERGMIN.

4.4 DECLARACIÓN JURADA DE PRUEBAS EN BLANCO FAVORABLES

Una declaración jurada firmada por el representante legal señalando haber realizado las pruebas en blanco de las instalaciones y que sus resultados fueron favorables.

4.5 SISTEMAS DE MEDICIÓN Y REGISTRO

Se debe remitir:

1. El diagrama unifilar con la ubicación de los medidores. La ubicación de dichos medidores debe estar de acuerdo con lo establecido en el Anexo 1.
2. Los protocolos de prueba y programación de los medidores de energía del proyecto.
3. Los datos y características técnicas de los transformadores de medida a los cuales se conecta el medidor de energía.

4.6 MANIOBRAS PARA PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

El procedimiento de maniobras para las Pruebas de Puesta en Servicio comprenderá lo siguiente:

a) Procedimiento de maniobras para realizar la primera energización, aprobado en el Estudio de Operatividad.

b) Programa de toma de carga de las instalaciones para la ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio, indicando horarios y magnitudes.

c) Detalle de instalaciones que deben retirarse del servicio para ejecutar las pruebas.

d) Diagrama unifilar simplificado de las subestaciones involucradas, en el cual se muestre los equipos de maniobras con su respectiva codificación.

4.7 MANIOBRAS PARA INTERVENCIONES

El procedimiento de maniobras para intervenciones, con la secuencia de conexión y desconexión de las instalaciones por actividades de mantenimiento u otras, elaborados de acuerdo con el formato publicado por el COES en su portal de internet.

4.8 INFORMACIÓN SOBRE SU CENTRO DE CONTROL

La siguiente información sobre su centro de control:

a) Nombre del jefe del centro de control.

b) Nombre de los supervisores y operadores de turno.

c) Medios de comunicación de voz y datos disponible para la coordinación de la operación: línea telefónica directa de atención al CCO-COES (principal y de respaldo), línea telefónica dedicada (a solicitud del COES) y correo electrónico.

4.9 SUMINISTRADOR PARA DISTRIBUIDORES O USUARIOS LIBRES

En el caso de instalaciones de Usuarios Libres o de Distribuidores, el nombre de su suministrador, y acreditar que la fecha de inicio de su suministro es anterior o igual a la fecha de inicio de sus Pruebas de Puesta en Servicio.

4.10 REMISIÓN DE LAS FICHAS TÉCNICAS

Las Fichas Técnicas preliminares de las instalaciones, cuyo contenido se encuentra detallado en el Apéndice A del presente Anexo.

4.11 PRUEBAS POR REALIZAR

El listado y descripción de las pruebas que se van a realizar.

5. INFORME DE PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

5.1 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

El informe de Pruebas de Puesta en Servicio, requerido para la Conformidad de Integración al SEIN, debe contener lo siguiente:

a) Resultados de medición de los parámetros de las líneas. Se debe incluir la medición de la impedancia de secuencia positiva, secuencia cero y acoplamiento mutuo, si existiera.

b) Resultados de las pruebas End-to-End, aplicable a las líneas de transmisión que cuenten con esquemas de teleprotección o protección diferencial de línea. En estos resultados se debe verificar la operación del esquema de protección de la línea para diferentes tipos y ubicaciones de falla.

c) Resultados de las pruebas de los relés de protección.

d) Ajustes "*as built*" de los relés de protección. Estos ajustes se deben entregar en el formato original del fabricante del relé.

e) Las Fichas Técnicas definitivas según el Apéndice A del presente Anexo.

5.2 INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA

El Informe de Pruebas de Puesta en Servicio, requerido para la Conformidad de Integración al SEIN, debe contener lo siguiente:

a) Resultados de las pruebas de los relés de protección.

b) Ajustes "*as built"* de los relés de protección, en el formato original del fabricante del relé.

c) Acta de pruebas de homologación, especificando las pruebas realizadas y la fecha de la culminación de su ejecución, en caso de que el COES hubiese participado en estas; o, declaración jurada de haber realizado las pruebas de homologación, especificando las pruebas realizadas y la fecha de la culminación de su ejecución, en caso de que el COES no hubiese participado en estas.

d) Resultados de las pruebas de arranque y toma de carga, en el caso de centrales de generación, indicando la potencia generada o transmitida durante las pruebas. Dicha información se debe obtener de los medidores de energía.

e) Fichas Técnicas definitivas según el Apéndice A del presente Anexo.

6. APÉNDICE A – FICHAS TÉCNICAS

1.1 FICHA TÉCNICA POR CENTRAL DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

FICHA TÉCNICA

POR CENTRAL DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

1	**DATOS GENERALES**					
	1.1	Empresa				
	1.2	Central				
	1.3	Inicio de Operación Comercial				
2	**DATOS DE LA CENTRAL**					
	2.1	Número de Unidades de Generación	2.1.1	Turbina Peltón		
			2.1.2	Turbina Francis		
			2.1.3	Turbina Kaplan		
			2.1.4	Turbina Turgo		
			2.1.5	Turbina StreamDiver		
	2.2	Tipo de central				
	2.3	Potencia efectiva de la central (1)			[MW]	
	2.4	Consumo de servicios auxiliares (1)			[MW]	
	2.5	Caudal turbinado a potencia efectiva (1)			[m³/s]	
	2.6	Rendimiento a potencia efectiva (1)			[MW/m³/s]	
	2.7	Potencia Garantizada (2)			[MW]	
	2.8	Potencia Mínima (3)			[MW]	
3	**DATOS HIDRAULICOS**					
	3.1	Esquema hidráulico de la cuenca con sus datos principales				Archivo
	3.2	Reservorio de regulación anual	3.2.1	Volumen máximo	[hm³]	
			3.2.2	Volumen mínimo	[hm³]	
			3.2.3	Caudal máximo de descarga	[m³/s]	
			3.2.4	Tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central	[h]	
	3.3	Reservorio de regulación estacional	3.3.1	Volumen máximo	[hm³]	
			3.3.2	Volumen mínimo	[hm³]	
			3.3.3	Caudal máximo de descarga	[m³/s]	
			3.3.4	Tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central	[h]	
	3.4	Reservorio de regulación semanal	3.4.1	Volumen máximo	[hm³]	
			3.4.2	Volumen mínimo	[hm³]	
			3.4.3	Caudal máximo de descarga	[m³/s]	
			3.4.4	Tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central	[m³/s]	
	3.5	Reservorio de regulación diario/horario	3.5.1	Volumen máximo	[hm³]	
			3.5.2	Volumen mínimo	[hm³]	
			3.5.3	Caudal máximo de descarga	[m³/s]	
			3.5.4	Tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central	[h]	
	3.6	Restricciones de caudal mínimo para regadío, agua potable y otros			[m³/s]	
	3.7	Restricciones de caudal máximo para regadío, agua potable y otros			[m³/s]	
	3.8	Reservorio de compensación: características técnicas				Archivo
	3.9	Batimetría				Archivo
4	**DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO**					
	4.1	Diagramas unifilares de la central hasta la conexión al SEIN				Archivo

Nota: 1) Determinado según PR-18.
2) Determinado según PR-26.
3) Determinado según PR-04.

1.2 FICHA TÉCNICA POR UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

FICHA TÉCNICA

POR UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

1	**DATOS GENERALES**						
	1.1	Empresa					
	1.2	Central					
	1.3	Código de la Unidad					
	1.4	Inicio de Operación Comercial					
	1.5	Arranque en negro (Black Start)				[Si/No]	
	1.6	Potencia	1.6.1	Efectiva		[MW]	
			1.6.2	Instalada		[MW]	
			1.6.3	Mínima [1]		[MW]	
	1.7	Tiempo	1.7.1	De Arranque [2]		[min]	
			1.7.2	De sincronización luego de una desconexión intempestiva		[min]	
			1.7.3	Desde salir de sincronización hasta la parada		[min]	
			1.7.4	De arranque en negro (black start)		[min]	
			1.7.5	Mínimo entre Arranques [2]	2.3.8.1 Estado normal	[min]	
					2.3.8.2 Estado de emergencia	[min]	
			1.7.6	Mínimo de Operación [2]		[h]	
	1.8	Rendimiento a potencia efectiva				[MW/m³/s]	
	1.9	Sólidos en suspensión [3]	1.9.1	Costo de mantenimiento por sólidos en suspensión		[S/./kWh]	
			1.9.2	Concentracion maxima para operar		[g/l]	
			1.9.3	Concentracion minima para ingresar		[g/l]	
	1.10	Regulador de velocidad de la máquina	1.10.1	Posee modo de control estatismo (droop)		[Si/No]	
			1.10.2	Posee modo de control síncrono (modo isla)		[Si/No]	
			1.10.3	Rango de ajuste de la banda muerta		[Hz]	
			1.10.4	Estatismo	1.10.4.1 Valor actual	[%]	
					1.10.4.2 Valor en sistemas aislados	[%]	
					1.10.4.3 Rango de variación	[%]	
2	**TURBINA**						
	2.1	Tipo					
	2.2	Fabricante					
	2.3	Modelo					
	2.4	Serie					
	2.5	Velocidad	2.5.1	Rotación		[rpm]	
			2.5.2	Rampa de incremento de generación		[MW/min]	
			2.5.3	Rampa de disminución de generación		[MW/min]	
	2.6	Caudal	2.6.1	Mínimo turbinable		[m³/s]	
			2.6.2	Máximo turbinable		[m³/s]	
	2.7	Salto neto				[m]	
	2.8	Diagrama de Bloques del Sistema de Control Carga-Frecuencia. Indicando los valores de los parámetros: constante de inercia de la turbina, constante de tiempo del agua de la turbina, el ajuste del estatismo de la unidad de generación, y otros requeridos para los análisis dinámicos [5].					Archivo

3	**GENERADOR ELÉCTRICO**						
	3.1	Potencia aparente				[MVA]	
	3.2	Número de polos					
	3.3	Curva de capabilidad real (MW-MVAr) considerando todas las restricciones					Archivo
	3.4	Capacidad de Generación	3.4.1	Reactiva en vacío		MVA r	
			3.4.2	De energía reactiva al 50% de la potencia efectiva, sustentada		MVA r	
			3.4.3	De energía reactiva al 100% de la potencia efectiva, sustentada		MVA r	
	3.5	Tensión	3.5.1	En bones de generación	3.5.1.1 Nominal	[kV]	
					3.5.1.2 Mínima	[kV]	
					3.5.1.3 Máxima	[kV]	
			3.5.2	Excitación	3.5.2.1 Mínima de excitación VDC	[V]	
					3.5.2.2 Máxima de excitación VDC	[V]	
			3.5.3	Servicios auxiliares	3.5.3.1 Mínima	[V]	
					3.5.3.2 Máxima	[V]	
	3.6	Factor de Potencia					
	3.7	Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.	3.7.1	Reactancia sincrónica de eje directo (Xd)		[p.u.]	
			3.7.2	Reactancia sincrónica de eje en cuadratura (Xq)		[p.u.]	
			3.7.3	Reactancia transitoria de eje directo (Xd')		[p.u.]	
			3.7.4	Reactancia transitoria saturada de eje directo (Xd'sat)		[p.u.]	
			3.7.5	Reactancia transitoria de eje cuadratura (Xq')		[p.u.]	
			3.7.6	Reactancia subtransitoria de eje directo (Xd'')		[p.u.]	
			3.7.7	Reactancia subtransitoria saturada de eje directo (Xd''sat)		[p.u.]	
			3.7.8	Reactancia subtransitoria de eje cuadratura (Xq'')		[p.u.]	
			3.7.9	Cte. tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito (Td')		[s]	
			3.7.10	Cte. tiempo transitoria de eje cuadratura en cortocircuito (Tq')		[s]	
			3.7.11	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo en cortocircuito (Td'')		[s]	
			3.7.12	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura en cortocircuito (Tq'')		[s]	
			3.7.13	Cte. tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo')		[s]	
			3.7.14	Cte. tiempo transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo')		[s]	
			3.7.15	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo'')		[s]	
			3.7.17	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo'')		[s]	
			3.7.17	Constante de inercia del conjunto maquina electrica, excitatriz y turbina (H)		[s]	
			3.7.18	Resistencia del estator sec. Positiva (Ra)		[p.u.]	
			3.7.19	Reactancia de secuencia negativa (X2)		[p.u.]	
			3.7.20	Resistencia de secuencia negativa (R2)		[p.u.]	
			3.7.21	Reactancia de secuencia cero (X0)		[p.u.]	
			3.7.22	Resistencia de secuencia cero (R0)		[p.u.]	
			3.7.23	Reactancia de dispersión		[p.u.]	
			3.7.24	SG(1.0)		[p.u.]	
			3.7.25	SG(1.2)		[p.u.]	
			3.7.27	Cte. tiempo de la componente de segundo armónico de cortocircuito (Ta)		[s]	
			3.7.27	Corriente de excitación en vacio a tensión 1.0 p.u.		[p.u.]	
			3.7.28	Corriente de excitación en vacio a tensión 1.2 p.u.		[p.u.]	
			3.7.29	Resistencia de neutro		[ohm]	
			3.7.30	Reactancia de neutro		[ohm]	
	3.8	Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión y Estabilizador de Sistemas de Potencia, así como los limitadores de sobre y subexcitación. Indicando los valores de los parámetros de ganancias y constantes de tiempo, límites y otros requeridos para los análisis transitorios [(5)].					Archivo

Nota: 1) Determinado según PR-04.
2) Determinado según numeral 5.1 del Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN, publicado en
Diario Oficial El Peruano el 01.10.19, con la Resolución Osinergmin N° 161-2019-OS/CD.
3) En un plazo máximo de 2 años para unidades nuevas.
4) Los valores definitivos de 2.8, 3.6 y 3.7 corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable.
5) Adjuntar el Archivo PowerFactory DigSILENT (*.pfd) con el Modelo de bloques(Indicando los parámetros)

2.1 FICHA TÉCNICA POR CENTRAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

FICHA TÉCNICA

POR CENTRAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

1	**DATOS GENERALES**					
	1.1	Empresa				
	1.2	Central				
	1.3	Número de unidades de generación	1.3.1	Turbina a gas		
			1.3.2	Turbina a vapor		
			1.3.3	Grupo reciprocante		
	1.4	Potencia Efectiva Contratada (1)			[MW]	
	1.5	Modos de Operacón				
2	**COMBUSTIBLES**					
	2.1	Combustibles líquidos	2.1.1	Tipo de Combustible		
				2.1.1.1 Capacidad de almacenamiento de la central	[m^3]	
				2.1.1.2 Poder calorífico inferior (PCI)	[kJ/kg]	
				2.1.1.3 Poder calorífico superior (PCS)	[kJ/kg]	
				2.1.1.4 Densidad	[kg/l]	
				2.1.1.5 Costo de combustible	[S/./l]	
				2.1.1.6 Costo de transporte de combustible	[S/./l]	
				2.1.1.7 Costo de tratamiento mecánico de combustible	[S/./l]	
				2.1.1.8 Costo de tratamiento químico de combustible	[S/./l]	
				2.1.1.9 Costo financiero	[S/./l]	
				2.1.1.10 Impuestos	[S/./l]	
				2.1.1.11 Mermas	[S/./l]	
				2.1.1.12 Costo Total Combustible (2)	[S/./l]	
	2.2	Combustibles sólidos	2.2.1	Tipo de Combustible		
				2.2.1.1 Capacidad de almacenamiento de la central	[t]	
				2.2.1.2 Poder calorífico inferior (PCI)	[kJ/kg]	
				2.2.1.3 Poder calorífico superior (PCS)	[kJ/kg]	
				2.2.1.4 Costo de combustible	[S/./kg]	
				2.2.1.5 Costo de seguros y fletes marítimos	[S/./kg]	
				2.2.1.6 Costo de aduanaje y desaduanaje	[S/./kg]	
				2.2.1.7 Costos de embarque, desembarque y fletes terrestres	[S/./kg]	
				2.2.1.8 Costo financiero	[S/./kg]	
				2.2.1.9 Impuestos	[S/./kg]	
				2.2.1.10 Mermas	[S/./kg]	
				2.2.1.11 Costo Total Combustible (2)	[S/./kg]	
	2.3	Combustibles gaseosos	2.3.1	Tipo de Combustible		
				2.3.1.1 Poder calorífico inferior (PCI)	[kJ/m^3]	
				2.3.1.2 Poder calorífico superior (PCS)	[kJ/m^3]	
				2.3.1.3 Costo de combustible	[S/./GJ]	
3	**DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO**					
	3.1	Diagramas unifilares de la central hasta la conexión al SEIN				Archivo

Nota: 1) Solo Centrales de Reserva Fría
2) Incluye costo financiero, impuestos y mermas

2.2 FICHA TÉCNICA POR UNIDAD DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

FICHA TÉCNICA

POR UNIDAD DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

1	**DATOS GENERALES**						
	1.1	Empresa					
	1.2	Central					
	1.3	Unidad					
	1.4	Arranque en negro (Black Start)				[Si/No]	
	1.5	Potencia	1.5.1	Instalada		[MW]	
			1.5.2	Nominal		[MW]	
2	**MOTOR PRIMO**						
	2.1	Tecnología					
	2.2	Fabricante					
	2.3	Modelo					
	2.4	Serie					
	2.5	Velocidad nominal de rotación				[rpm]	
	2.6	Regulador de velocidad de la máquina	2.6.1	Poseé modo de control estatismo (droop)		[Si/No]	
			2.6.2	Posee modo de control síncrono (modo isla)		[Si/No]	
			2.6.3	Rango de ajuste de la banda muerta		[Hz]	
			2.6.4	Estatismo	2.6.4.1 Valor actual	[%]	
					2.6.4.2 Valor en sistemas aislados	[%]	
					2.6.4.3 Rango de variación	[%]	
	2.7	Diagrama de Bloques del Sistema de Control Carga-Frecuencia. Indicando los valores de los parámetros: constante de inercia de la turbina, el ajuste del estatismo de la unidad de generación, y otros requeridos para los análisis transitorios [(2)].					Archivo
3	**GENERADOR ELÉCTRICO**						
	3.1	Potencia Aparente				[MVA]	
	3.2	Factor de Potencia					
	3.3	Velocidad nominal de rotación				[rpm]	
	3.4	Número de polos					
	3.5	Curva de capabilidad real (MW-MVAr) considerando restricciones					Archivo
	3.6	Capacidad de Generación	**3.6.1**	Reactiva en vacío		MVA r	
			3.6.2	De energía reactiva al 50% de la potencia efectiva, sustentada		MVA r	
			3.6.3	De energía reactiva al 100% de la potencia efectiva, sustentada		MVA r	
	3.7	Tensión	**3.7.1**	En bornes de generación	3.7.1.1 Nominal	[kV]	
					3.7.1.2 Mínima	[kV]	
					3.7.1.3 Máxima	[kV]	
			3.7.2	Excitación	3.7.2.1 Mínima de excitación VDC	[V]	
					3.7.2.2 Máxima de excitación VDC	[V]	
			3.7.3	Servicios Auxiliares	3.7.3.1 Mínima	[V]	
					3.7.3.2 Máxima	[V]	
	3.8	Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.	3.8.1	Reactancia sincrónica de eje directo (Xd)		[p.u.]	
			3.8.2	Reactancia sincrónica de eje en cuadratura (Xq)		[p.u.]	
			3.8.3	Reactancia transitoria de eje directo (Xd')		[p.u.]	
			3.8.4	Reactancia transitoria saturada de eje directo (Xd'sat)		[p.u.]	
			3.8.5	Reactancia transitoria de eje cuadratura (Xq')		[p.u.]	
			3.8.6	Reactancia subtransitoria de eje directo (Xd'')		[p.u.]	
			3.8.7	Reactancia subtransitoria saturada de eje directo (Xd''sat)		[p.u.]	
			3.8.8	Reactancia subtransitoria de eje cuadratura (Xq'')		[p.u.]	
			3.8.9	Cte. tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito (Td')		[s]	
			3.8.10	Cte. tiempo transitoria de eje cuadratura en cortocircuito (Tq')		[s]	
			3.8.11	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo en cortocircuito (Td'')		[s]	
			3.8.12	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura en cortocircuito (Tq'')		[s]	
			3.8.13	Cte. tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo')		[s]	
			3.8.14	Cte. tiempo transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo')		[s]	
			3.8.15	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo'')		[s]	
			3.8.16	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo'')		[s]	
			3.8.18	Constante de inercia del conjunto maquina electrica, excitatriz y turbina (H)		[s]	
			3.8.18	Resistencia del estator sec. Positiva (Ra)		[p.u.]	
			3.8.19	Reactancia de secuencia negativa (X2)		[p.u.]	
			3.8.20	Resistencia de secuencia negativa (R2)		[p.u.]	
			3.8.21	Reactancia de secuencia cero (X0)		[p.u.]	
			3.8.22	Resistencia de secuencia cero (R0)		[p.u.]	
			3.8.23	Reactancia de dispersión		[p.u.]	
			3.8.24	SG(1.0)		[p.u.]	
			3.8.25	SG(1.2)		[p.u.]	
			3.8.26	Cte. tiempo de la componente de segundo armónico de cortocircuito (Ta)		[s]	
			3.8.28	Corriente de excitación en vacio a tensión 1.0 p.u.		[p.u.]	
			3.8.28	Corriente de excitación en vacio a tensión 1.2 p.u.		[p.u.]	
			3.8.29	Resistencia de neutro		[ohm]	
			3.8.30	Reactancia de neutro		[ohm]	
	3.9	Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión y Estabilizador de Sistemas de Potencia, así como los limitadores de sobre y subexcitación. Indicando los valores de los parámetros de ganancias y constantes de tiempo, límites y otros requeridos para los análisis transitorios [(2)].					Archivo

Nota: 1) Los valores definitivos de 2.7, 3.7 y 3.8 corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable.
2) Adjuntar el Archivo PowerFactory DigSILENT (*.pfd) con el Modelo de bloques(Indicando los parámetros).

2.3 FICHA TÉCNICA POR MODO DE OPERACIÓN TERMOELÉCTRICO

FICHA TÉCNICA

POR MODO DE OPERACIÓN TERMOELÉCTRICO

1	**DATOS GENERALES**								
	1.1	Empresa							
	1.2	Central							
	1.3	Modo de Operación							
	1.4	Inicio de Operación Comercial							
2	**DATOS OPERATIVOS**								
	2.1	Potencia	2.1.1	Efectiva [1]				[MW]	
			2.1.2	Máxima [2]				[MW]	
			2.1.3	Mínima [3]				[MW]	
	2.2	Velocidad	2.2.1	Rampa de incremento de generación [5]	2.2.1.1	Arranque 1		[MW/min]	
					2.2.1.2	Arranque 2		[MW/min]	
					2.2.1.3	Arranque 3		[MW/min]	
					2.2.1.4	Arranque 4		[MW/min]	
					2.2.1.5	Arranque 5		[MW/min]	
			2.2.2	Rampa de disminución de generación				[MW/min]	
	2.3	Tiempo	2.3.1	De Arranque [4] [5]	2.3.1.1	Arranque 1		[min]	
					2.3.1.2	Arranque 2		[min]	
					2.3.1.4	Arranque 3		[min]	
					2.3.1.5	Arranque 4		[min]	
					2.3.1.6	Arranque 5		[min]	
			2.3.2	Desde la sincronización hasta generación mínima técnica [5]	2.3.2.1	Arranque 1		[min]	
					2.3.2.2	Arranque 2		[min]	
					2.3.2.3	Arranque 3		[min]	
					2.3.2.4	Arranque 4		[min]	
					2.3.2.5	Arranque 5		[min]	
			2.3.3	Desde generación mínima técnica hasta potencia efectiva				[min]	
			2.3.4	De sincronización luego de una desconexión intempestiva				[min]	
			2.3.5	Desde generación mínima técnica hasta salir de sincronización				[min]	
			2.3.6	Desde salir de sincronización hasta la parada				[min]	
			2.3.7	De arranque en negro (black start)				[min]	
			2.3.8	Mínimo entre Arranques [4]	2.3.8.1	Estado normal		[min]	
					2.3.8.2	Estado de emergencia		[min]	
			2.3.9	De rearraque despues de una falla en el proceso de arranque (antes de la sincronización)				[min]	
			2.3.10	Mínimo de Operación [4]				[h]	
	2.4	Combustible	2.4.1	Tipo de combustible					
			2.4.2	Consumo en rampa de incremento de generación	2.4.2.1	Desde el arranque hasta sincronización [5]	2.4.2.1.1 Arranque 1	[l, kg, m^3]	
							2.4.2.1.2 Arranque 2	[l, kg, m^3]	
							2.4.2.1.3 Arranque 3	[l, kg, m^3]	
							2.4.2.1.4 Arranque 4	[l, kg, m^3]	
							2.4.2.1.5 Arranque 5	[l, kg, m^3]	
					2.4.2.2	Desde la sincronización hasta generación mínima técnica [5]	2.4.2.2.1 Arranque 1	[l, kg, m^3]	
							2.4.2.2.2 Arranque 2	[l, kg, m^3]	
							2.4.2.2.3 Arranque 3	[l, kg, m^3]	
							2.4.2.2.4 Arranque 4	[l, kg, m^3]	
							2.4.2.2.5 Arranque 5	[l, kg, m^3]	
			2.4.3	Consumo en rampa de dismin de generación	2.4.3.1	Desde generación mínima técnica hasta salir de sincronización		[l, kg, m^3]	
					2.4.3.2	Desde salir de sincronización hasta la parada		[l, kg, m^3]	
	2.5	Energía producida	2.5.1	Desde la sincronización hasta generación mínima técnica [5]	2.5.1.1	Arranque 1		[kWh]	
					2.5.1.2	Arranque 2		[kWh]	
					2.5.1.3	Arranque 3		[kWh]	
					2.5.1.4	Arranque 4		[kWh]	
					2.5.1.5	Arranque 5		[kWh]	
			2.5.2	Desde generación mínima técnica hasta salir de sincronización				[kWh]	
	2.6	Costos	2.6.1	Costo Variable Combustible [6]				[S/./kWh]	
			2.6.2	Costo Variable No Combustible [6]	2.6.1	Costo Variable No Combustible (CVNC)		[S/./kWh]	
					2.6.2	Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC)		[S/./kWh]	
					2.6.3	Costo Variable de Mantenimiento (CVM)		[S/./kWh]	
			2.6.3	Costo Fijo Anual de Mantenimiento (CFAM)				[S/.]	
			2.6.4	Costo de Mantenimiento por arranque-parada (CMarr)				[S/./Arranq]	
	2.7	Consumo de servicios auxiliares [6]						[kW]	

2.8	Curva de Consumo [7]	2.8.1	Potencia [MW]	2.8.2	Consumo Comb [l, kg, m^3]/h	2.8.3	Rendimiento [kWh/(l, kg, m^3)]	2.8.4	C.e. Calor [kJ/kWh]
		2.8.1.1		2.8.2.1		2.8.3.1		2.8.4.1	
		2.8.1.2		2.8.2.2		2.8.3.2		2.8.4.2	
		2.8.1.3		2.8.2.3		2.8.3.3		2.8.4.3	
		2.8.1.4		2.8.2.4		2.8.3.4		2.8.4.4	
		2.8.1.5		2.8.2.5		2.8.3.5		2.8.4.5	

Nota: 1) Tomado de la curva de consumo en numeral 2.10
2) Identificada como "Máxima Potencia" en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizados en los procedimiento técnicos del COES
3) Determinado según PR-04.
4) Determinado según numeral 5.1 del Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN, publicado en Diario Oficial El Peruano el 01.10.19, con la Resolución Osinergmin N° 161-2019-OS/CD.
5) Hasta 5 tipos de arranque a definir por el Generador (arranque en frio, en intermedio, en caliente, etc.). En los casos que se tiene 1 solo arranque se ingresará la respectiva información en el campo Arranque 1 y se dejará los demás campos en vacío.
6) Valor a condiciones de potencia efectiva.En el caso no presente Informe Técnico-Económico de costos variables y costos fijos no combustibles, el COES asignara los valores de acuerdo al numeral 5.1 del PR-34.
7) Obtenida de los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento. El dato de potencia efectiva en 2.1.1 corresponde a la potencia en 2.8.1.1.

3.1 FICHA TÉCNICA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

FICHA TÉCNICA

POR LINEA DE TRANSMISIÓN

1	**DATOS GENERALES**							
	1.1	Empresa						
	1.2	Nombre de la línea						
2	**LÍNEA DE TRANSMISIÓN**							
	2.1	Código de la línea						
	2.2	Nivel de tensión					[kV]	
	2.3	Longitud (1)					[km]	
	2.4	N° de ternas						
	2.5	Capacidad nominal de transmisión					[A]	
	2.6	Capacidad de sobrecarga	2.6.1	Por 30 minutos			[%]	
			2.6.2	Por 4 horas			[%]	
	2.7	Parámetros eléctricos de la línea	2.7.1	Resistencia de secuencia postitiva R1			[ohm/km]	
			2.7.2	Reactancia de secuencia positiva X1			[ohm/km]	
			2.7.3	Resistencia de secuencia cero R0			[ohm/km]	
			2.7.4	Reactancia de secuencia cero X0			[ohm/km]	
			2.7.5	Resistencia mutua R0M			[ohm/km]	
			2.7.6	Inductancia mutua X0M			[ohm/km]	
			2.7.7	Susceptancia de secuencia positiva B1			[µs/km]	
			2.7.8	Susceptancia de secuencia cero B0			[µs/km]	
			2.7.9	Conductancia de secuencia positiva G1			[µs/km]	
	2.8	Características del equipamiento	2.8.1	Estructuras	2.8.1.1	Material		
					2.8.1.2	Tipos (2)		Archivo
			2.8.2	Conductor	2.8.2.1	Tipo		
					2.8.2.2	Calibre (1)	[mm^2]	
					2.8.2.3	Nº Conductores por fase		
					2.8.2.4	Disposición (4)		Archivo
			2.8.3	Aisladores	2.8.3.1	Material		
					2.8.3.2	Tipo		
			2.8.4	Cable de Guarda (3)	2.8.4.1	N° de cables		
					2.8.4.2	Material		
					2.8.4.3	Calibre (1)		
	2.9	Recorrido de la línea en formato Google Earth						Archivo
	2.10	Subestación inicio						
	2.11	Subestación fin						

Nota: 1) De ser el caso indicar los diferentes tramos y sus calibres
2) Adjuntar configuración incluyendo el soporte del conductor y cable de guarda
3) En caso de existir cable tipo Cable de Guarda con Fibra Óptica u otra que incluya fibra óptica, indicar las características
4) Adjuntar la configuración del número de conductores por fase

3.2 FICHA TÉCNICA POR SUBESTACIÓN

FICHA TÉCNICA

POR SUBESTACIÓN

1	**DATOS GENERALES**					
	1.1	Empresa				
	1.2	Nombre de la subestación				
2	**TRANSFORMADORES DE POTENCIA**					
	2.1	Código de la subestación				
	2.2	Código del transformador de potencia				
	2.3	Tipo				
	2.4	Fabricante - País				
	2.5	Año de fabricación				
	2.6	Año de entrada en operación				
	2.7	Tensión nominal	2.7.1	HV Devanado 1	[kV]	
			2.7.2	MV-1 Devanado 2	[kV]	
			2.7.3	MV-2 Devanado 3	[kV]	
			2.7.4	LV Devanado 4	[kV]	
	2.8	Potencia nominal (1)	2.8.1	HV	[MVA]	
			2.8.2	MV1	[MVA]	
			2.8.3	MV2	[MVA]	
			2.8.4	LV	[MVA]	
	2.9	Grupo de conexión				
	2.10	Etapas de refrigeración				
	2.11	Tipo de regulación de tensión				
	2.12	Rango de regulación de tensión			[kV]	
	2.13	Tensión máxima del equipo / devanado			[kV]	
	2.14	Niveles de aislamiento			[kV]	
	2.15	Impedancia de cortocircuito (2)	2.15.1	%Vcc (HV-MV1)	[%]	
			2.15.2	%Vcc (HV - MV2)	[%]	
			2.15.3	%Vcc (MV1 - MV2)	[%]	
			2.15.4	%Vcc (HV - LV)	[%]	
			2.15.5	%Vcc (MV1 - LV)	[%]	
			2.15.6	%Vcc (MV2 - LV)	[%]	
	2.16	Pérdidas en el cobre o de cortocircuito			[W]	
	2.17	Pérdidas en el núcleo o de vacío			[W]	
	2.18	Curva de magnetización o de vacío				Archivo
	2.19	Impedancia de neutro a tierra			[ohm]	
	2.20	Características del transformador de corriente (TC) en el aislador pasatapa (Bushing)	2.20.1	N° de núcleos		
			2.20.2	Clase de precisión		
			2.20.3	Potencia de precisión		
	2.21	Entrega del protocolo de pruebas en fábrica del transformador			[Si/No]	
	Notas:	(1) Potencia para las diferentes etapas de refrigeración (2) Indicar el tap asociado a la prueba y la Potencia Base, la impedancia de cortocircuito de secuencia positiva y cero				
3	**TRANSFORMADORES DE TENSIÓN**					
	3.1	Código				
	3.2	Tipo				
	3.3	Fabricante - País				
	3.4	Año de fabricación				
	3.5	Año de entrada en operación				
	3.6	Ubicación (1)	3.6.1	Celda		
			3.6.2	Fases		
	3.7	Tensión Asignada	3.7.1	Tensión en el primario	[kV]	
			3.7.2	Tensión en el secundario	[kV]	
	3.8	Tensión máxima del equipo			[kV]	
	3.9	Niveles de aislamiento			[kV]	
	3.10	Núcleos de medida	3.10.1	Número de núcleos		
			3.10.2	Relación de transformación	[kV]	
			3.10.3	Clase de precisión por núcleo		
			3.10.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	
	3.11	Núcleos de protección	3.11.1	Número de núcleos		
			3.11.2	Relación de rransformación	[kV]	
			3.11.3	Clase de precisión por núcleo		
			3.11.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	
	3.12	Factor de sobretensión	3.12.1	Permanente		
			3.12.2	Durante 30 seg		
	3.13	Capacidad total			[pF]	
	3.14	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	
	Notas:	(1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado				

4	**TRANSFORMADORES DE CORRIENTE**					
	4.1	Código				
	4.2	Tipo				
	4.3	Fabricante - País				
	4.4	Año de fabricación				
	4.5	Año de entrada en operación				
	4.6	Ubicación (1)	4.6.1	Celda		
			4.6.2	Fases		
	4.7	Corriente Asignada	4.7.1	Corriente en el primario	[A]	
			4.7.2	Corriente en el secundario	[A]	
	4.8	Corriente de cortocircuito térmica (1 s)			[kA]	
	4.9	Corriente dinámica asignada			[kA]	
	4.10	Tensión máxima del equipo			[kV]	
	4.11	Niveles de aislamiento			[kV]	
	4.12	Núcleos de medida	4.12.1	Número de núcleos		
			4.12.2	Relación de transformación	[A]	
			4.12.3	Clase de precisión por núcleo		
			4.12.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	
			4.12.5	Factor de seguridad		
			4.12.6	Gama extendida de corriente	[%]	
	4.13	Núcleos de protección	4.13.1	Número de núcleos		
			4.13.2	Relación de transformación	[A]	
			4.13.3	Clase de precisión por núcleo		
			4.13.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	
	4.14	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	
	Notas: (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado					
5	**INTERRUPTORES**					
	5.1	Código de la subestación				
	5.2	Código del Interruptor				
	5.3	Tipo				
	5.4	Fabricante - País				
	5.5	Año de fabricación				
	5.6	Año de entrada en operación				
	5.7	Ubicación (1)				
	5.8	Tipo de accionamiento				
	5.9	Corriente nominal			[A]	
	5.10	Corriente nominal de corta duración (3 s)			[kA]	
	5.11	Corriente nominal de cierre en cortocircuito			[kA]	
	5.12	Tensión máxima del equipo			[kV]	
	5.13	Niveles de aislamiento			[kV]	
	5.14	Ciclo de operación				
	5.15	Medio de extinción de arco				
	5.16	Mecanismo de operación				
	5.17	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	
	5.18	Mando sincronizado	5.18.1	Dispone de esta opción	[Si/No]	
			5.18.2	Opción activada	[Si/No]	
	Notas: (1) Celda en la que se encuentra ubicado					
6	**SECCIONADORES**					
	6.1	Código del seccionador				
	6.2	Tipo				
	6.3	Fabricante - País				
	6.4	Año de fabricación				
	6.5	Año de entrada en operación				
	6.6	Ubicación (1)				
	6.7	Corriente nominal			[A]	
	6.8	Corriente nominal de corta duración (1 s)			[kA]	
	6.9	Valor de cresta de la corriente admisible			[kA]	
	6.10	Tensión máxima del equipo			[kV]	
	6.11	Niveles de aislamiento			[kV]	
	6.12	Mecanismo de operación				
	6.13	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	
	Notas: (1) Celda en la que se encuentra ubicado					

7	**PARARRAYOS**					
	7.1	Código del pararrayo				
	7.2	Tipo				
	7.3	Fabricante - País				
	7.4	Año de fabricación				
	7.5	Año de entrada en operación				
	7.6	Ubicación				
	7.7	Corriente de descarga			[kA]	
	7.8	Clase de descarga				
	7.9	Capacidad de absorción de energía			[kJ/kV]	
	7.10	Tensión nominal del pararrayos			[kV]	
	7.11	Máxima tensión de operación continua			[kV]	
	7.12	Nivel de aislamiento del revestimiento externo			[kV]	
	7.13	Contador de descargas			[Si/No]	
	7.14	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	
8	**TRAMPAS DE ONDA**					
	8.1	Código de la subestación				
	8.2	Código de la trampa de onda				
	8.3	Tipo				
	8.4	Fabricante - País				
	8.5	Año de fabricación				
	8.6	Año de entrada en operación				
	8.7	Ubicación (1)	8.7.1	Celda		
			8.7.2	Fases		
	8.8	Inductancia nominal			[mH]	
	8.9	Corriente nominal			[A]	
	8.10	Corriente nominal de corta duración (1 s)			[kA]	
	8.11	Valor de cresta de la corriente admisible			[kA]	
	8.12	Tensión del sistema			[kV]	
	Notas:	(1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado				

3.3 FICHA TÉCNICA POR EQUIPO DE COMPENSACIÓN

FICHA TÉCNICA

POR EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

1	**DATOS GENERALES**					
	1.1	Empresa				
2	**REACTOR**					
	2.1	Código de la SE/LT				
	2.2	Código del reactor				
	2.3	Tipo				
	2.4	Fabricante - País				
	2.5	Año de fabricación				
	2.6	Año de entrada en operación				
	2.7	Ubicación (1)				
	2.8	Voltaje nominal			[kV]	
	2.9	Corriente nominal			[A]	
	2.10	Potencia nominal			[MVAr]	
	2.11	Tensión máxima del equipo			[kV]	
	2.12	Niveles de aislamiento			[kV]	
	2.13	Impedancia de neutro a tierra			[ohm]	
	2.14	Características del transformador de corriente (TC) en el aislador pasatapa (Bushing)	2.14.1	N° de núcleos		
			2.14.2	Clase de precisión		
			2.14.3	Potencia de precisión		
	Nota: (1) En barra o línea					
3	**BANCO DE CONDENSADORES**					
	3.1	Código de la SE/LT				
	3.2	Código del condensador				
	3.3	Tipo				
	3.4	Fabricante - País				
	3.5	Año de fabricación				
	3.6	Año de entrada en operación				
	3.7	Ubicación				
	3.8	Voltaje nominal			[kV]	
	3.9	Corriente nominal			[A]	
	3.10	Potencia nominal del banco			[MVAr]	
		3.10.1 Tipo de conexión (1)				
		3.10.2 N° de unidades capacitoras / fase				
		3.10.3 Características de las unidades capacitoras	3.10.3.1	Voltaje nominal	[kV]	
			3.10.3.2	Capacidad nominal	[A]	
	3.11	Reactor de Amortiguamiento	3.11.1	Inductancia	[H]	
			3.11.2	Corriente nominal	[A]	
			3.11.3	Frecuencia de sintonía con el banco de capacitores	[Hz]	
	Nota: (1) Anexar Esquema de Conexión					

4	**COMPENSADOR SÍNCRONO**			
	4.1	Código de la SE/LT		
	4.2	Código del compensador síncrono		
	4.3	Tipo		
	4.4	Fabricante - País		
	4.5	Año de fabricación		
	4.6	Año de entrada en operación		
	4.7	Ubicación		
	4.8	Voltaje nominal	[kV]	
	4.9	Límite inductivo	[MVAr]	
	4.10	Límite capacitivo	[MVAr]	
	4.11	Velocidad nominal	[rpm]	
	4.12	N° de polos		
	4.13	Diagrama de bloques del regulador de tensión		
	4.14	Curva de capabilidad		
	4.15	Características de la excitatriz		
	4.16	Características del autotransformador de arranque		
5	**SVC**			
	5.1	Código de la SE/LT		
	5.2	Código del SVC		
	5.3	Tipo		
	5.4	Fabricante - País		
	5.5	Año de fabricación		
	5.6	Año de entrada en operación		
	5.7	Ubicación		
	5.8	Voltaje nominal	[kV]	
	5.9	Límite inductivo	[MVAr]	
	5.10	Límite capacitivo	[MVAr]	
	5.11	Sistema de control (trifásico o fase por fase)		
	5.12	Barra de tensión controlada	[kV]	
	5.13	Diagrama de bloques del sistema de control del SVC		
	5.14	Características del reactor controlado por tiristores **(1)**		
	5.15	Características de los filtros **(1)**		
	5.16	Características del sistema de enfriamiento de tiristores		
	5.17	Capacidad de sobrecarga inductiva		
	Nota:	Corriente de cortocircuito térmica (1 s)		

4.1 FICHA TÉCNICA POR CENTRAL EÓLICA

FICHA TÉCNICA
POR CENTRAL EÓLICA

1	**DATOS GENERALES**			
	1.1	Empresa		
	1.2	Central		
	1.3	Inicio de Operación Comercial		
2	**DATOS DE LA CENTRAL**			
	2.1	Potencia aparente bruta (debe incluir toda la compensación de reactiva de la central)	[MVA]	
	2.2	Potencia nominal de la central	[MW]	
	2.3	Número total de aerogeneradores		
	2.4	Horas de utilización equivalentes a plena potencia referidas al periodo anual	[h]	
	2.5	Horas de utilización equivalentes a plena potencia mes a mes (% con respecto al año)	[%]	
	2.6	Sistema de control a nivel de la central		
	2.7	Control de tensión	[Si/No]	
	2.8	Control de frecuencia	[Si/No]	
	2.9	Nivel de media tensión	[kV]	
	2.10	Intensidad de cortocircuito aportada por la central para un cortocircuito en el punto de vonexión a la ted de transporte	[A]	
	2.11	Energía anual comprometida con el estado	[GWh]	
	2.12	Diagrama unifilar de la central hasta la conexión al SEIN		Archivo

4.2 FICHA TÉCNICA POR COMPONENTES DE CENTRAL EÓLICA

FICHA TÉCNICA
POR COMPONENTES DE CENTRAL EÓLICA

1	**DATOS GENERALES**								
	1.1	Empresa							
	1.2	Central							
2	**AEROGENERADOR**								
	2.1	General	2.1.1	Fabricante					
			2.1.2	Modelo					
			2.1.3	Tecnología					
			2.1.4	Potencia activa nominal				[kW]	
			2.1.5	Potencia aparente nominal				[kVA]	
			2.1.6	Tensión nominal				[kV]	
			2.1.7	Curva de capabilidad					Archivo
			2.1.8	Curva de potencia - velocidad del viento en el punto de conexión de red					Archivo
			2.1.9	Velocidad nominal de viento				[m/s]	
			2.1.10	Velocidad mínima del viento para la conexión				[m/s]	
			2.1.11	Velocidad máxima del viento para la desconexión				[m/s]	
	2.2	Rotor	2.2.1	Diámetro				[m]	
			2.2.2	Área barrida				[m^2]	
			2.2.3	Número de palas					
			2.2.4	Posición					
			2.2.5	Velocidad nominal				[rpm]	
			2.2.6	Rango de velocidades				[rpm]	
			2.2.7	Longitud de palas				[m]	
	2.3	Generador	2.3.1	Fabricante					
			2.3.2	Tipo					
			2.3.3	Potencia nominal				[kW]	
			2.3.4	Potencia aparente				[kVA]	
			2.3.5	Velocidad nominal				[rpm]	
			2.3.6	Rango de velocidades				[rpm]	
			2.3.7	Tensión nominal				[V]	
			2.3.8	Frecuencia				[Hz]	
			2.3.9	Deslizamiento nominal					
			2.3.10	Temperatura de operación				[°C]	
			2.3.11	Curva de potencia					
	2.4	Convertidor	2.4.1	Fabricante					
			2.4.2	Tipo					
			2.4.3	Versión de software					
			2.4.4	Nivel de tensión				[V]	
			2.4.5	Potencia aparente nominal				[kVA]	
	2.5	Sistema de Control	2.5.1	Sistema de control del aerogenerador	2.5.1.1	Modelo matemático de control de velocidad			Archivo
					2.5.1.2	Modelo matemático de control de frecuencia (inversor)			Archivo
					2.5.1.3	Modelo matemático de control de tension			Archivo
	2.6	Otros datos de interés	2.6.1	Ajuste de las protecciones	2.6.1.1	Tipo			
					2.6.1.2	Rango	2.6.1.2.1 Sobretensión	[V]	
							2.6.1.2.2 Subtensión	[V]	
							2.6.1.2.3 Sobrefrecuencia	[Hz]	
							2.6.1.2.4 Subfrecuencia	[Hz]	

3	**CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**							
	3.1	Transformador del aerogenerador	3.1.1	Fabricante				
			3.1.2	Tipo				
			3.1.3	Tensión			[V]	
			3.1.4	Relación de transformación				
			3.1.5	Grupo de conexión				
			3.1.6	Potencia aparente nominal			[kVA]	
			3.1.7	Tensión de cortocircuito			[%]	
	3.2	Celdas de media tensión	3.2.1	Fabricante				
			3.2.2	Tipo				
4	**RED DE MEDIA TENSIÓN**							
	4.1	Nivel de tensión					[kV]	
	4.2	Número de circuitos						
	4.3	Longitud					[km]	
	4.4	Conductor [Aluminio/Cobre]						
	4.5	Sección						
	4.6	Tipo de aislamiento						
	4.7	Tensión de aislamiento					[kV]	
	4.8	Características eléctricas	4.8.1	Resistencia			[Ω]	
			4.8.2	Reactancia			[Ω]	
			4.8.3	Susceptancia			[µS]	
5	**SUBESTACIÓN**							
	5.1	Transformador colector	5.1.1	Fabricante				
			5.1.2	Tipo				
			5.1.3	Tensión			[kV]	
			5.1.4	Relación de transformación				
			5.1.5	Grupo de Conexión				
			5.1.6	Potencia aparente nominal			[kVA]	
			5.1.7	Tensión de cortocircuito			[%]	
			5.1.8	Regulación	5.1.8.1	Ubicación (primario/secundario)		
					5.1.8.2	Tipo de regulación (carga/vacío)		
					5.1.8.3	Regulación automática (si/no)	[Si/No]	
					5.1.8.4	Número de tomas		
					5.1.8.5	Rango de variación	[%]	
	5.2	Celdas de media tensión	5.2.1	Fabricante				
			5.2.2	Tipo				
	5.3	Compensación reactiva	5.3.1	Tipo de compensación (Estática/Dinámica)				
			5.3.2	Compensación estática	5.3.2.1	Potencia reactiva instalada	[kVAr]	
					5.3.2.2	Número de escalones		
					5.3.2.3	Tipo de control		
			5.3.3	Compensación dinámica	5.3.3.1	Tecnología		
					5.3.3.2	Potencia reactiva instalada	[kVAr]	
					5.3.3.3	Modo de control		

4.3 FICHA TÉCNICA POR CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

FICHA TÉCNICA
POR CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

1	**DATOS GENERALES**				
	1.1	Empresa			
	1.2	Central			
	1.3	Inicio de Operación Comercial			
2	**DATOS DE LA CENTRAL**				
	2.1	Potencia aparente bruta (debe incluir toda la compensación de reactiva de la central)		[MVA]	
	2.2	Potencia nominal de la central		[MW]	
	2.3	Número total de módulos			
	2.4	Tecnología del seguimiento del sol (fijos o móviles de un eje horizontal, de un eje inclinado o de dos ejes)			
	2.5	Distribución de los módulos de paneles solares			
	2.6	Horas de utilización equivalentes a plena potencia referidas al periodo anual		[h]	
	2.7	Horas de utilización equivalentes a plena potencia mes a mes (% con respecto al año)		[%]	
	2.8	Curva del diagrama de generación para días típicos de cada mes en un año			Archivo
	2.9	Pendientes máximas de variación de la irradiación			
	2.10	Curva potencia/irradiación			
	2.11	Sistema de control de la central	2.11.1 Control de tensión	[Si/No]	
			2.11.2 Control de frecuencia	[Si/No]	
	2.12	Nivel de media tensión		[kV]	
	2.13	Intensidad de cortocircuito aportada por la central para un cortocircuito en el punto de conexión a la red de transporte		[A]	
	2.14	Energía anual comprometida con el estado		[GWh]	
	2.15	Diagrama unifilar de la central hasta la conexión al SEIN			Archivo

4.4 FICHA TÉCNICA POR COMPONENTE DE CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

FICHA TÉCNICA
POR COMPONENTES DE CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

1	**DATOS GENERALES**						
	1.1	Empresa					
	1.2	Central					
2	**MODULO**						
	2.1	Fabricante					
	2.2	Modelo					
	2.3	Tecnología					
	2.4	Potencia activa nominal, Pn				[kW]	
	2.5	Potencia aparente nominal, Sn				[kVA]	
	2.6	Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa					Archivo
	2.7	Temperatura de operación				[°C]	
	2.8	Coeficiente de temperatura				[%/°C]	
3	**INVERSOR**						
	3.1	General	3.1.1	Fabricante			
			3.1.2	Modelo			
			3.1.3	Tecnología			
			3.1.4	Rendimiento		[%]	
			3.1.5	Nivel de potencia de arranque y parada		[kW]	
	3.2	Parámetros de entrada	3.2.1	Rango de tensión para el seguimiento del punto de máxima potencia		[V]	
			3.2.2	Tensión continua máxima admisible		[V]	
			3.2.3	Corriente continua máxima admisible		[A]	
			3.2.4	Pico máximo de potencia		[kWp]	
	3.3	Parámetros de salida	3.3.1	Potencia aparente nominal		[kVA]	
			3.3.2	Potencia activa nominal		[kW]	
			3.3.3	Tensión de operación alterna		[V]	
			3.3.4	Numero de fases [monofásico/trifásco]			
			3.3.5	Frecuencia		[Hz]	
			3.3.6	Factor de distorsión de la tensión		[%]	
	3.4	Sistema de control	3.4.1	Versión del software		[%]	
			3.4.2	Control de la inversión (continua/alterna)			
			3.4.3	Control del factor de potencia			
			3.4.4	Frecuencia de conmutación		[kHz]	
			3.4.5	Metodología para el seguimiento del punto máxima potencia			
			3.4.6	Restablecimiento automático por tensión y frecuencia fuera de los límites			
			3.4.7	Sincronismo con la red			
			3.4.8	Protección contra funcionamiento en isla y falla de aislamiento de conexión a tierra del campo fotovoltaico			
	3.5	Ajuste de las protecciones	3.5.1	Tipo			
			3.5.2	Rango	3.5.2.1 Sobretensión	[V]	
					3.5.2.2 Subtensión	[V]	
					3.5.2.3 Sobrefrecuencia	[Hz]	
					3.5.2.4 Subfrecuencia	[Hz]	

4	**CENTRO DE TRANSFORMACIÓN**						
	4.1	Tableros de corriente continua					
	4.2	Transformador del aerogenerador	4.2.1	Fabricante			
			4.2.2	Tipo			
			4.2.3	Tensión		[V]	
			4.2.4	Relación de transformación			
			4.2.5	Grupo de conexión			
			4.2.6	Potencia aparente nominal		[kVA]	
			4.2.7	Tensión de cortocircuito		[%]	
	4.3	Celdas de media tensión	4.3.1	Fabricante			
			4.3.2	Tipo			
5	**RED DE MEDIA TENSIÓN**						
	5.1	Nivel de tensión				[kV]	
	5.2	Número de circuitos					
	5.3	Longitud				[km]	
	5.4	Conductor [Aluminio/cobre]					
	5.5	Sección					
	5.6	Tipo de aislamiento					
	5.7	Tensión de aislamiento					
	5.8	Características eléctricas	5.8.1	Resistencia		[Ω]	
			5.8.2	Reactancia		[Ω]	
			5.8.3	Susceptancia		[µS]	
6	**SUBESTACIÓN**						
	6.1	Transformador colector	6.1.1	Fabricante			
			6.1.2	Tipo			
			6.1.3	Tensión		[kV]	
			6.1.4	Relación de transformación			
			6.1.5	Grupo de conexión			
			6.1.6	Potencia aparente nominal		[kVA]	
			6.1.7	Tensión de cortocircuito		[%]	
			6.1.8	Regulación	6.1.8.1	Ubicación (primario/secundario)	
					6.1.8.2	Tipo de regulación (carga/vacío)	
					6.1.8.3	Regulación automática (si/no)	

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 20 "INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN"	ANEXO
ANEXO 5: PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN DE MODELOS		

1. OBJETO

Detallar las pruebas de homologación para obtener los modelos de los controladores de las centrales de generación (CGC y CGNC) y de los equipos automáticos de compensación reactiva cuyo resumen se adjunta al final del presente anexo.

2. PRUEBAS DE HOMOLOGACION

2.1 PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)

Las Centrales de Generación Convencional (CGC) deberán presentar la siguiente información y realizar los siguientes ensayos:

Información a presentar:

- Curva de Saturación
- Puntos de Operación
- Constante de Inercia del conjunto Turbina-Generador (H)
- Modelo Masa-Resorte del conjunto Turbina-Generador

Ensayos a realizar:

- Ensayos del Sistema de Excitación
- Ensayos del Sistema de Control de Velocidad/Potencia
- Ensayos del Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)

2.1.1 Determinación de la Curva de Saturación

Con el generador funcionando en vacío a velocidad nominal, se registrará la tensión en bornes del generador (U), tensión de excitación (EFD) y la corriente de excitación (IFD) a medida que se varía la consigna de esta última. Se determinará la característica tensión – corriente de excitación. Se deberán obtener valores de tensión en bornes del generador (U), siempre que sea posible, al menos entre 0,95 pu y 1,1 pu.

2.1.2 Determinación de los Puntos de Operación

Con el generador funcionando en carga, se registrará la tensión en bornes del generador (U), potencia activa (P) y reactiva (Q), tensión de excitación (EFD) y la corriente de excitación (IFD), variándose la consigna de tensión (U) / potencia reactiva (Q). Se obtendrán distintos puntos de operación del generador para la determinación de sus parámetros estáticos (reactancias xd, xq, xl), diagramas de capabilidad y curvas en V.

2.1.3 Determinación de la Constante de Inercia del conjunto Turbina-Generador (H)

Se realizará mediante un rechazo de generación del 30% de la potencia nominal de la unidad como mínimo. Se registrará la tensión en bornes del generador (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) o velocidad de giro (n).

La obtención de la denominada "constante de inercia" (H) (medida en s) para las unidades generadoras se obtiene ajustando el modelo de simulación ante la prueba de rechazo de generación.

Conceptualmente, la constante de inercia se obtiene a partir de la ecuación diferencial de movimiento de la máquina sincrónica:

$$\frac{P_{MEC}}{n} - T_{ELEC} = 2H\frac{dn}{dt}$$

Realizando el cociente entre la carga rechazada y la pendiente inicial de la velocidad, ambas expresadas en pu, considerando que cuando se produce un rechazo de generación la potencia eléctrica cambia en forma de escalón desde el valor previo a cero:

$$H = \frac{P_R}{2\frac{dn}{dt_0}}$$

Dónde:

P_R : Potencia activa rechazada en pu de la capacidad nominal de la unidad en MVA.

dn/dt_0 : Pendiente inicial de la curva de la velocidad en el momento del rechazo de generación, en pu de la frecuencia nominal del sistema.

Se debe mostrar la comparación entre el valor que resulte con los datos de la prueba y el declarado por el fabricante.

2.1.4 Modelo Masa-Resorte del conjunto Turbina-Generador

Este requisito es aplicable únicamente a las centrales térmicas, las cuales requieren presentar el modelo de masa-resorte del conjunto turbina-generador, independiente de su tecnología (centrales a vapor, turbinas a gas).

Este modelo y sus parámetros son necesarios para realizar los estudios de resonancia subsincrónica de la unidad estudiada.

2.1.5 Ensayos del Sistema de Excitación

Los ensayos del sistema de excitación de una unidad generadora comprenderán la obtención de las respuestas dinámicas del Regulador Automático de Tensión (RAT) y los distintos lazos limitadores, con el fin de comprobar su correcto desempeño. Deberán incluir lo siguiente:

- Recopilación y análisis de la información técnica del regulador proporcionada por el fabricante.
- Definición de la estructura del lazo de control y funciones adicionales de limitación de la excitación.
- Determinación de los techos de excitación y límites electrónicos del RAT.
- Ensayos de respuesta temporal del lazo de regulación en vacío y en carga.
- Verificación del funcionamiento de los limitadores de subexcitación (UEL), sobreexcitación rápida (IFLIM) y temporizada (OEL), sobrecorriente de estator (IGLIM) y de sobreflujo magnético (tensión/frecuencia o V/Hz).

a) Determinación de los techos de excitación y límites electrónicos del RAT

Este ensayo tiene por objeto relevar los techos de la excitación (rectificador controlado), y los límites del RAT. Con el generador funcionando en vacío a velocidad nominal, se producirá un cambio en la referencia de tensión de la unidad en forma de escalón del orden del 20%, típicamente entre 0,9 y 1,1 pu, para lograr alcanzar la máxima tensión y corriente de excitación.

b) Ensayos de respuesta temporal

Se determinarán los parámetros de desempeño del RAT mediante un ensayo con la unidad en vacío con la tensión y la velocidad en sus valores nominales, realizando un cambio en la referencia de tensión en forma de escalón, típicamente ±5%. Se repetirá el ensayo con la unidad en paralelo con el sistema.

Se registrará el pulso aplicado, la tensión terminal, la tensión de campo y la corriente de campo. Sobre el registro de la tensión terminal se medirán los tiempos de crecimiento y establecimiento, y el valor de la sobreoscilación.

c) Determinación del funcionamiento de los limitadores

Se registrará el funcionamiento de los limitadores operativos en el RAT. En función de las facilidades de configuración de los limitadores, se aconseja la reparametrización momentánea de los mismos a valores inferiores para evitar el estrés de la unidad o del sistema durante las pruebas.

c1. Limitador de flujo magnético (V/Hz)

Evita el exceso de flujo magnético en el generador, el cual produce un elevado calentamiento de los arrollamientos. Este efecto se presenta en situaciones de subfrecuencia, limitando la capacidad de la unidad de entregar potencia reactiva. Este ensayo se realizará con la unidad en vacío a velocidad nominal en el cual se excita el limitador mediante dos opciones:

- Un cambio positivo en la referencia de tensión para verificar su correcta operación. Se limitará la tensión en función del ajuste del limitador.
- Un cambio en la referencia de velocidad en vacío. Ante el cambio de frecuencia observado, el limitador reducirá la tensión de la unidad hasta alcanzar el punto V/Hz configurado.

c2. Limitador de sub y sobre excitación (UEL/OEL)

Estos limitadores actúan sobre el lazo de control de tensión para evitar un exceso de calentamiento en el arrollamiento de excitación (OEL) o una potencial pérdida de sincronismo debido a una reducida corriente de excitación (UEL) del generador. El ensayo se realiza con la unidad en paralelo en condiciones de despacho de potencia activa y reactiva tal que ante la aplicación de escalones positivos (para el OEL) y negativos (para el UEL) en la referencia de tensión del regulador se exciten los limitadores.

En el caso del OEL, se deberá mostrar un control efectivo y estable del mismo, limitando correctamente la corriente de excitación.

En relación al UEL, se deberá mostrar un control efectivo y estable del mismo, limitando correctamente la potencia reactiva de la unidad.

c3. Limitador de corriente de estator (IGLIM)

Este limitador reduce la corriente del generador mediante la disminución (o aumento) del aporte de potencia reactiva al sistema. El ensayo se realizará con la unidad en paralelo en condiciones de despacho de potencia activa y reactiva tal que ante la aplicación de escalones positivos y negativos en la referencia de tensión del regulador se excite el limitador. En general este limitador está dividido en dos bloques, un limitador de corriente de estator para operación sobreexcitada y otro para operación subexcitada.

c4. Limitador de corriente de excitación (IFLIM)

Este limitador se encarga de limitar y mantener la corriente de excitación en el valor máximo de diseño para la condición de forzado de campo, situación que ocurre por ejemplo durante fallas cercanas en el sistema de transmisión. Este ensayo puede realizarse con la unidad en vacío o en carga tal que ante la aplicación de un escalón positivo en la referencia del regulador se excite el limitador.

2.1.6 Ensayos del Sistema de Control de Velocidad/Potencia

Estos ensayos tienen por finalidad determinar la respuesta del sistema de control potencia-frecuencia y determinar los parámetros y respuestas que permitan homologar el modelo correspondiente.

Los ensayos deberán comprender las siguientes pruebas:

a) Ensayos de respuesta temporal

Se determinará el tiempo de establecimiento con la unidad en vacío con la tensión y la velocidad en sus valores nominales, aplicando un escalón en la consigna de velocidad de la unidad. Se repetirá el ensayo con la unidad en paralelo, inyectando una señal del orden de 100 mHz en la referencia de velocidad. Este ensayo permite identificar la característica dinámica del regulador de velocidad, obteniendo el tiempo de crecimiento, tiempo de establecimiento y sobrepaso. Se registrará la velocidad de giro (n), la tensión en bornes del generador (U), la potencia activa (P).

Se define, para el ensayo de respuesta temporal del sistema de control velocidad/potencia:

Tiempo de establecimiento: tiempo necesario para ingresar en la banda de +10% del valor final deseado.

b) Operación de la unidad en Control de Frecuencia

De ser necesario y en función del modo de control en el que operará la unidad, se realiza el ensayo con la unidad en paralelo y en modo control de frecuencia. Se obtienen los registros para la medición de la banda muerta del sistema de control de velocidad / potencia y el estatismo dinámico, a partir de la confección de un gráfico Potencia/Frecuencia. El estatismo se obtiene como la pendiente de la recta que define la relación Potencia/Frecuencia registrada. La banda muerta se mide como la zona en la cual la potencia activa, en torno al valor de despacho, es insensible a la variación de la frecuencia. Se registrará la tensión en bornes del generador (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f).

c) Determinación del gradiente de Incremento/Reducción de carga

Estando la unidad operando paralelo se aumentará/reducirá la potencia generada de la unidad a partir de un cambio de consigna de la referencia de potencia del

regulador. Se registra la posición de válvulas y potencia generada por la unidad para determinar el gradiente MW/minutos de toma de carga de la unidad. El porcentaje de aumento/diminución de carga, será, como mínimo el que permita observar claramente la dinámica de variación de potencia de la instalación ante un cambio de referencia. Un valor de referencia puede ser al menos 20-30% de la potencia nominal.

d) Verificación de la operación de los Limitadores de potencia

Este ensayo es aplicable únicamente a las centrales térmicas. Estando la unidad operando en paralelo se aumentará/reducirá la potencia generada del grupo a la máxima velocidad permitida por sus controles. De esta manera se busca activar la operación de los limitadores de potencia por control de presión de vapor vivo, para centrales a vapor y la operación de los limitadores de potencia por control de temperatura, admisión de aire (IGV) para turbinas a gas. En el caso de turbinas de gas, al alcanzar el modo control de temperatura la potencia quedara restringida a un valor máximo, definido por la temperatura admisible límite de los gases de combustión.

2.1.7 Ensayos del Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)

Con el fin de determinar las características del lazo de control y la capacidad del PSS para amortiguar eficientemente las oscilaciones electromecánicas comprendidas dentro de una banda de frecuencias de perturbación de 0,1 [Hz] a 2,5 [Hz] de cada unidad generadora, se deberán realizar ensayos del estabilizador de sistemas de potencia (Power Systems Stabilizer - PSS) que incluyan, como mínimo, lo siguiente:

- Ensayos de Oscilación Modo Local.
- Ganancia Máxima del PSS.
- Reducción rápida de la potencia mecánica de la turbina

a) Ensayo de Oscilación Modo Local

Se realizarán ensayos con la unidad despachada a potencia activa nominal, a la cual se le aplicará un cambio en la referencia de tensión y se registrará la evolución de la potencia activa, con y sin el PSS en servicio para determinar su contribución al amortiguamiento del modo de oscilación local. Se espera verificar que el estabilizador realice una modulación correcta de la consigna de tensión de modo tal de minimizar las oscilaciones de potencia activa durante los eventos transitorios de la red.

b) Ganancia Máxima del PSS

Con la unidad despachada a potencia activa reducida, se incrementará la ganancia del estabilizador en forma gradual hasta observar una respuesta oscilatoria con bajo amortiguamiento en la salida de este o en la tensión del generador. La experiencia internacional recomienda ajustar la ganancia del estabilizador en un tercio de la máxima para un óptimo desempeño.

c) Reducción rápida de la Potencia Mecánica

Se realizará un ensayo con la unidad a plena potencia, provocando una rápida reducción de la potencia mecánica, con el estabilizador (PSS) conectado y desconectado respectivamente, para verificar el correcto funcionamiento del filtro rastreador de rampa de este. Un funcionamiento satisfactorio de este filtro

conducirá a que la tensión no se modifique en forma de rampa siguiendo la variación de la potencia activa.

2.2 CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC)

Para la obtención del modelo homologado, las Centrales de Generación No Convencional (CGNC) deberán realizar los siguientes ensayos:

- Ensayos al Control de Potencia Activa
- Respuesta ante sobrefrecuencias
- Medición de las variaciones de carga por fluctuaciones rápidas del viento
- Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión
- Verificación de las lógicas de corriente y LVRT

2.2.1 Ensayos al Control de Potencia Activa

Estos ensayos tienen por objeto determinar la capacidad de la CGNC para aumentar o reducir la potencia activa en forma controlada. Los requerimientos de los ensayos a realizar son los siguientes:

a) Medición del máximo gradiente de Toma de Carga

Con la central funcionando a carga reducida, desde el SCADA se cambiará la consigna de potencia en el sistema de control para evaluar la rampa máxima de potencia activa. Se registran las variables principales, potencia activa generada por el parque (P) para determinar el gradiente MW/minuto de toma de carga. La medición se realizará comprobando que el control de potencia admite consignas de diferentes gradientes de toma de carga.

b) Reducción controlada de Potencia

Se debe comprobar que la reducción de carga del CGNC se realiza en forma de rampa con la pendiente garantizada por el fabricante. Se registran las variables principales, potencia activa generada por el parque (P) para determinar el gradiente MW/minuto de toma de carga. La medición se realizará comprobando que el control de potencia admite consignas de diferentes gradientes de toma de carga.

2.2.2 Respuesta ante Sobrefrecuencias

En caso de contarse con la posibilidad de forzar las señales medidas se realizarán escalones en la frecuencia vista por el controlador de manera tal de producir la reducción de potencia por sobre-Frecuencia.

En caso de no ser posible, podrá optarse por reducir los ajustes de manera tal que las variaciones normales del SEIN provoquen la activación. El objetivo de este ensayo es determinar el desempeño de control de reducción de potencia por sobrefrecuencia de la CGNC, en caso de estar disponible.

2.2.3 Medición de las Variaciones de Carga por Fluctuaciones Rápidas del Viento

Ensayo aplicable a parques eólicos. Se determinará la generación de potencia activa del parque eólico en función de la velocidad del viento y la influencia de ráfagas o fluctuaciones rápidas en la misma. Los ensayos dependerán de las condiciones climáticas al momento de su realización.

La medición se realizará registrando períodos de 10 minutos a 1 hora con y sin el CCVT (Control Conjunto de Tensión) en funcionamiento.

2.2.4 Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión

Se realizarán ensayos para la determinar el desempeño del control de tensión y su sistema de regulación de potencia reactiva a nivel planta para distintos niveles de generación.

a) Ensayos en modo control de tensión

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de tensión mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna de tensión en forma de escalón (por ejemplo ±3%) con la planta operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se evaluará si el control de tensión es del tipo V/Q (control proporcional por estatismo), PI (proporcional-integral) o están disponibles ambos modos. Se ensayarán todos los modos de control disponibles. Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del parque.

b) Ensayos en Modo Control de Potencia Reactiva

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de potencia reactiva mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna en forma de escalón (por ejemplo ±10%) con la planta operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del parque.

c) Ensayos en Modo Control de Factor de Potencia

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de factor de potencia mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna en forma de escalón (para conseguir por ejemplo un ±10% en la potencia reactiva) con la planta operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del parque.

2.2.5 Verificación de las Lógicas de Corriente y LVRT

Deberá disponerse de los ensayos de Low Voltage Ride Through (LVRT) o cortocircuito proporcionados por el fabricante, se realizará la parametrización de las lógicas de control de corriente activa y reactiva y LVRT de los convertidores reproduciendo las condiciones de los ensayos recibidos y ajustando los parámetros del modelo para obtener una respuesta similar a la de los registros.

2.3 EQUIPOS AUTOMÁTICOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Para la obtención del modelo homologado, los equipos automáticos de compensación reactiva deberán realizarse los siguientes ensayos:

- Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión
- Transitorios ante perturbaciones en la red

2.3.1 Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión

Los ensayos para la verificación del desempeño y validación del modelo del control de tensión y su sistema de regulación de potencia reactiva presentan los siguientes requerimientos:

a) Ensayos en Modo Control de Tensión

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de tensión mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna de tensión en forma de escalón (por ejemplo ±3%) con el equipo operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del parque. Este modo en general es denominado modo de operación automático.

La verificación del desempeño dinámico se realizará calculando el tiempo de establecimiento y tiempo de crecimiento sobre la medición de potencia reactiva.

b) Ensayos en Modo Control de Potencia Reactiva

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de potencia reactiva mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna en forma de escalón (por ejemplo ±10%) con el equipo operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del parque. Este modo en general es denominado modo de operación manual.

2.3.2 **Transitorios ante perturbaciones en la red**

Adicional a los ensayos de control de potencia reactiva/tensión, se recomienda registrar el desempeño del compensador ante eventos de maniobra o perturbaciones en la red eléctrica como:

- Escalones de tensión en la referencia del control de tensión
- Desconexión de bancos de capacitores o reactores shunt instalados en la red, que se encuentren en la zona de influencia.
- Respuesta frente a variaciones de la tensión de red por maniobras operativas.

Los ensayos se realizarán de acuerdo con las condiciones operativas del sistema.

2.4 OBTENCIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS DE LOS CONTROLADORES

En función de los registros obtenidos en las pruebas de homologación, referidas en el presente Anexo, se procederá a la obtención de los modelos matemáticos de las instalaciones de generación y compensación reactiva a fin de representar las características de su comportamiento dinámico. Esta homologación posibilitará incluir dichos modelos matemáticos en el modelo eléctrico del SEIN en el software establecido por el COES.

Para la construcción de los referidos modelos matemáticos se podrá tomar como referencia la información suministrada por los fabricantes de cada instalación según las siguientes alternativas:

2.4.1 Modelo detallado en diagramas de bloque, entregado por el fabricante, con las correspondientes constantes de ajuste que se adecúan al comportamiento de la unidad. Se puede contar con el diagrama de bloques detallado, por ejemplo, del RAT, del regulador de velocidad/potencia o del PSS. En cuanto a CGNC se puede contar con el diagrama de bloques detallados del convertidor y/o del control conjunto de la planta. En este caso, deberá desarrollarse el modelo dinámico DSL en el ámbito del software establecido por el COES.

2.4.2 Modelo estándar, recomendado por el fabricante (como, por ejemplo, los modelos estándar IEEE), que brinde los valores correspondientes a las constantes de ajuste de

estos. En el caso de CGNC se puede recomendar el empleo de modelos IEEE o tipo WECC (tipo 3 o 4). De esta manera pueden utilizarse modelos disponibles en la librería del software establecido por el COES y/o realizar modificaciones de estos.

No se admitirá la entrega de un modelo encriptado, compilado o tipo "caja negra" sin que exista un modelo equivalente que lo reemplace.

Los parámetros que, por algún impedimento debidamente justificado en el Informe de Homologación, no puedan ser obtenidos a través de pruebas, se determinarán mediante cálculos y simulaciones.

Una vez definidos los modelos con todas sus variables de ajuste, se deberán realizar simulaciones sobre los mismos replicando los ensayos ejecutados en campo. A partir de estas simulaciones se deberán obtener señales de similares características a los registros obtenidos en los ensayos. Superponiendo en un mismo gráfico los resultados, tanto de los ensayos como de las simulaciones, se podrá apreciar la similitud que existe entre ambos. Asimismo, los modelos dinámicos obtenidos deberán ser capaces de representar correctamente la operación de la instalación en todo el rango operativo de la misma.

2.5 INFORME DE HOMOLOGACIÓN

El informe de homologación deberá contener:

a) El detalle del modelo seleccionado o desarrollado de los controladores descritos en el presente anexo.

b) Los parámetros de ajuste de los controladores.

c) Los resultados de las simulaciones de los controladores.

d) El modelo homologado, mediante el cual se realizará la comparación entre los registros de las pruebas ejecutados en campo y la respuesta del modelo matemático en el modelo eléctrico del SEIN del software establecido por el COES.