

Resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiros de Instalaciones del SEIN" (PR-20) y modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad"

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 173-2024-OS/CD**

Lima, 26 de setiembre de 2024

CONSIDERANDO

Que, en el literal c) del artículo 3.1, de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se dispone que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido el literal b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM y en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde al Consejo Directivo de Osinergmin, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció, en el literal b) de su artículo 13, que una de las funciones de interés público a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación;

Que, en el literal a) del artículo 14 de la Ley N° 28832, se establece para el COES, la función de desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución. Por su parte, el literal c) posterior, dispone que el COES tiene la función de coordinar la operación en tiempo real del SEIN. Asimismo, es una función de interés público del COES, contenida en el literal e) del artículo 13 de la Ley 28832, procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones;

Que, en el artículo 11.6 del Reglamento de Transmisión aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se prevé que el COES elaborará un procedimiento de conexión, a ser aprobado por Osinergmin, que establecerá los requerimientos para la conexión y desconexión de instalaciones al SEIN;

Que, en el artículo 5.1 del Reglamento del COES, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2008-EM ("Reglamento del COES"), 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 el artículo 5.2 del citado Reglamento 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, 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. Esta Guía fue modificada posteriormente con las Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad;

Que, mediante 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" ("PR-20"), aplicable 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. El PR-20 fue modificado mediante Resolución N° 083-2021-OS/CD y mediante Resolución N° 231-2022-OS/CD;

Que, el COES manifiesta que partir de la modificación del PR-20 con Resolución N° 083-2021-OS/CD, se identificaron aspectos que requieren mejoras en cuanto a su aplicación, tales como: (i) la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional, (ii) la conclusión de vigencia de los Estudios de Pre Operatividad y (iii) el Anexo 1 -Criterios Mínimos de Diseño- que se mantiene vigente desde la versión publicada en el año 2013, desactualizado de los avances tecnológicos, entre otros;

Que, mediante Resolución N° 190-2017-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" ("PR-46"), el cual, debe ser ajustado para incluir una referencia al PR-20 modificado;

Que, con carta COES/D-370-2023 del 2 de mayo de 2023, el COES remitió a Osinergmin una propuesta que contiene diversas modificaciones al PR-20 y, como consecuencia de ello, una modificación puntual del PR-46;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficios N° 1318-2023-GRT y N° 1493-2023-GRT del 24 de julio y 4 de setiembre de 2023, Osinergmin remitió al COES observaciones a la propuesta de modificación del PR-20. Con fecha 17 de octubre de 2023, el COES remitió a Osinergmin la carta COES/D-949-2023, mediante la cual, presenta su respuesta a las observaciones;

Que, con Resolución N° 001-2024-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica el PR-20 y PR-46 ("Proyecto"), de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, en el Reglamento que establece disposiciones sobre publicación y difusión de normas jurídicas de carácter general, resoluciones y proyectos normativos, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin;

Que, en la citada Resolución N° 001-2024-OS/CD se otorgó un plazo de treinta (30) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial "El Peruano", a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas, respecto de los aspectos modificados;

Que, los comentarios presentados dentro del plazo por la Asociación Peruana de Energía Renovables, Grenergy Perú S.A.C., Electro Dunas S.A.A., Engie Energía Perú S.A., Fénix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, Orygen Perú S.A.A., Red de Energía del Perú S.A., Pluz Energía Perú S.A.A., Luz del Sur S.A.A., Statkraft Perú S.A., Celepsa., Conelsur LT S.A.C., Inland Energy S.A.C., Subcomité de Transmisores COES, Energía Renovable del Sur S.A., Southern Peru Copper Corporation, Sr. Marco Antonio Delgado Zarzosa, Sr. Grover Uchusara y el Sr. Aderson Sacaico, han sido analizados en el Informe Técnico [N° 673-2024-GRT](#) e Informe Legal [N° 674-2024-GRT](#), previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del PR-20, correspondiendo la aprobación del procedimiento;

Que, con fecha 27 de febrero de 2024, Osinergmin remitió al COES, mediante Oficio N° 383-2024-GRT, como parte del proceso, los comentarios remitidos por las empresas mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios y sugerencias, otorgándole para ello treinta y cinco (35) días hábiles para su remisión. Luego, mediante carta COES/D-233-2024 el COES solicitó la ampliación de treinta y cinco (35) días hábiles adicionales sustentándola en la cantidad de comentarios recibidos; en ese sentido, mediante Oficio N° 444-2024-GRT, Osinergmin otorgó al COES el plazo adicional solicitado;

Que, con fecha 10 de junio de 2024, el COES remitió a Osinergmin, mediante carta COES/D-517-2024, la opinión sobre los comentarios y sugerencias realizados al Proyecto. Posteriormente, mediante Carta COES/D-598-2024 del 16 de julio de 2024, el COES remitió información complementaria sobre la referida opinión;

Que, mediante Oficio N° 1331-2024-GRT se solicitó al COES un informe con el sustento técnico de la propuesta del numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20; asimismo atendiendo las modificaciones efectuadas con Carta COES/D-598-2024, el plazo para la remisión de la opinión del COES quedó previsto en el 07 de julio de 2024;

Que, el COES, con Carta COES/D-736-2024 del 2 de setiembre, en atención al requerimiento de un informe sustentatorio, planteó el retiro de la propuesta del numeral 4.4.4 citado, así como la modificación de los numerales vinculados a este, y que el año 2025 presentará una modificación del PR-20 sustentando el numeral citado;

Que, en sujeción a lo previsto en el artículo 9 de la Guía, habiéndose publicado el proyecto del PR-20 mediante Resolución N° 001-2024-OS/CD, el COES no está facultado para el retiro o desistimiento de un aspecto sustancial que forma parte del proceso de formación normativa. En ese orden, Osinergmin, está premunido de las atribuciones de continuar con dicho proceso, en procura de preservar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Por tanto, este colegiado resuelve rechazar el planteamiento del COES; sin perjuicio de establecer un régimen transitorio para complementar los valores pendientes del PR-20 a ser aprobado;

Que, se ha emitido el Informe Técnico [N° 673-2024-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal [N° 674-2024-GRT](#) de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la presente resolución del Consejo Directivo de Osinergmin;

Que, debido a la cantidad de modificaciones propuestas, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del procedimiento PR-20, para facilitar su manejo por parte de los administrados, en un documento integrado;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; 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 COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo

General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 031-2024, de fecha 26 de setiembre de 2024.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Aprobar el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiros de Instalaciones del SEIN" (PR-20) contenido en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 2.- Derogar el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiros de Instalaciones del SEIN" (PR-20) aprobado con Resolución N° 035-2013-OS/CD y modificatorias, sin perjuicio de lo previsto en las disposiciones complementarias transitorias.

Artículo 3.- Modificar el numeral 5.2.1 del Procedimiento Técnico del N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" aprobado con Resolución N° 190-2017-OS/CD conforme a lo siguiente:

"5.2.1 Los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios deberán constituir, actualizar, renovar, y reponer de manera inmediata, sin que sea necesario un requerimiento por parte del COES, el Monto de las Garantías en respaldo de sus obligaciones de pago en el MME, de acuerdo al monto calculado e informado por el COES y sus modificaciones

En caso un Participante Generador incurra en Incumplimiento de Pago en el MME de dos (2) meses consecutivos o alternados, o cuando se produzca el supuesto establecido en el acápite II del numeral 1 del numeral 13.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" o la norma que lo reemplace, se le aplicará las mismas reglas de Garantías establecidas para los Participantes, Distribuidores y Grandes Usuarios."

Artículo 3.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial "El Peruano" y en el portal institucional: <https://www.gob.pe/osinergmin> y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico [N° 673-2024-GRT](#) y el Informe Legal [N° 674-2024-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

Artículo 4.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial, sin perjuicio de lo previsto en las disposiciones complementarias transitorias.

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 Resolución N° 173-2024-OS/CD, se regirán, hasta su conclusión, con el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN", aprobado por Resolución N° 035-2013-OS/CD y modificatorias, salvo lo previsto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria.

SEGUNDA: En el caso de solicitudes de Certificado de Conformidad del EO iniciadas antes de la entrada en vigencia de la Resolución N° 173-2024-OS/CD, se regirán según los criterios de diseño del EPO aprobado antes de la vigencia del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 20, salvo lo previsto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria.

TERCERA: El COES deberá presentar a Osinergmin hasta el 30 de junio de 2025, un informe técnico que contenga una propuesta, debidamente sustentada: i) del porcentaje de la contribución de potencia nominal, ii) del tiempo para iniciar la referida contribución; y iii) del periodo mínimo de contribución; a que se refiere el numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1 del Procedimiento Técnico del COES N° 20, a fin de emular la inercia sintética para las centrales de generación que la requieran.

Osinergmin deberá publicar los valores antes indicados como máximo el 31 de diciembre de 2025, previa etapa de observaciones y respuesta del COES, así como, la prepublicación y análisis de comentarios de los interesados.

La aplicación del numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 con los valores aprobados por Osinergmin, aplicarán a todas las centrales de generación que entren en servicio o en puesta en operación comercial a partir del 1 de enero de 2028, sin excepción, sea que se encuentren en un proceso en trámite en COES o cuenten con Certificados

de Conformidad de EPO o EO aprobados, los cuales deberán adecuarse; a fin de garantizar la seguridad y estabilidad del SEIN.

Omar Chambergo Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-20
INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN		
Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 173-2024-OS/CD		

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. Para este efecto, presentarán al titular del Punto de Conexión la información y estudios indicados en los Anexos 2 y 3 del presente procedimiento, y cumplirán los criterios de diseño establecidos 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 N° 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas".
- 3.3** Decreto Legislativo N° 1002, "Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables".
- 3.4** Decreto Supremo N° 009-93-EM que aprueba el "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas".
- 3.5** Decreto Supremo N° 027-2008-EM que aprueba el "Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema".
- 3.6** Decreto Supremo N° 027-2007-EM que aprueba el "Reglamento de Transmisión".
- 3.7** Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM, "Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión".
- 3.8** Decreto Supremo N° 012-2011-EM, que aprueba el "Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables".
- 3.9** Decreto Supremo N° 020-97-EM que aprueba la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" (NTCSE).

- 3.10** Resolución Directoral N° 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 N° 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 de 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 aquella 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 aquella 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** Esquema Especial de Protección: Es un conjunto de elementos de control y/o protección que sirven para detectar y controlar de manera automática

condiciones anormales de operación a fin de prevenir la propagación de perturbaciones severas en el sistema eléctrico. Según el uso, este esquema estará conformado por relés de monitoreo y/o relés de control con sus respectivas lógicas, y los medios de comunicación.

- 6.11** Ficha Técnica: Información sobre las características técnicas de las instalaciones implementadas o modificadas, proporcionada por sus titulares, cuya veracidad es responsabilidad de estos.
- 6.12** Gestor del Proyecto: Persona natural o jurídica que presenta y gestiona ante el COES, el EPO y EO de un proyecto de instalación eléctrica.
- 6.13** 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 suma de las potencias activas de salida en corriente alterna especificadas en las placas características de los inversores/rectificadores instalados en serie de los circuitos que conforman la central o la suma de las potencias activas especificadas en las placas características de los módulos fotovoltaicos que conforman la central. Considerando el nivel más alto de potencia activa que la central solar fotovoltaica está diseñada para proporcionar de forma continua.

- 6.14** Protecciones Coordinables: Funciones de protección que, además de proteger a un equipo o instalación, detectan fallas en otros equipos o instalaciones.
- 6.15** Protecciones No Coordinables: Funciones de protección que protegen a un equipo o instalación y no detectan fallas en otros equipos o instalaciones.
- 6.16** Pruebas de Puesta en Servicio: Pruebas realizadas a los equipos de instalaciones nuevas o modificadas, luego de implementadas y conectadas eléctricamente al SEIN.
- 6.17** 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.
- 6.18** Punto de Conexión: Es la instalación de transmisión en la cual se prevé conectar al SEIN, las instalaciones propuestas por el Gestor del Proyecto.

- 6.19** 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.
- 6.20** 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.
- 6.21** 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 (Instalaciones referidas en el Capítulo 1 del Anexo 1 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.
 - h) La lista de los EPO y EO que concluyeron su vigencia, indicando el motivo.
4. Remitir al OSINERGMIN, al concluir cada proceso, copia digital de los EPO y EO aprobados incluido sus actualizaciones; así como los EPO y EO desaprobados. También, se remitirán 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 deberán 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 LCE¹.
11. Coordinar la programación de las Pruebas de Puesta en Servicio en el programa de operación correspondiente, según los Procedimientos Técnicos N° 01 "Programación de la Operación de Corto Plazo" y N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN".

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.

12. Presentar los estudios eléctricos del EPO y EO, en el software establecido por el COES.
13. En los casos de unidades o centrales de generación mayores o iguales a 50 MW, que operen conectadas al SEIN, contar con Operación Comercial en 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 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.

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.

El documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 3 del numeral 9.6 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EPO, no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EPO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.

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 y este al Gestor del Proyecto en el documento de alcances.

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 un proyecto que ingrese al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EPO o en EPOs independientes para cada una de las etapas, que incluyan los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento y el establecido por el COES en el alcance del EPO.

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 N° 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,

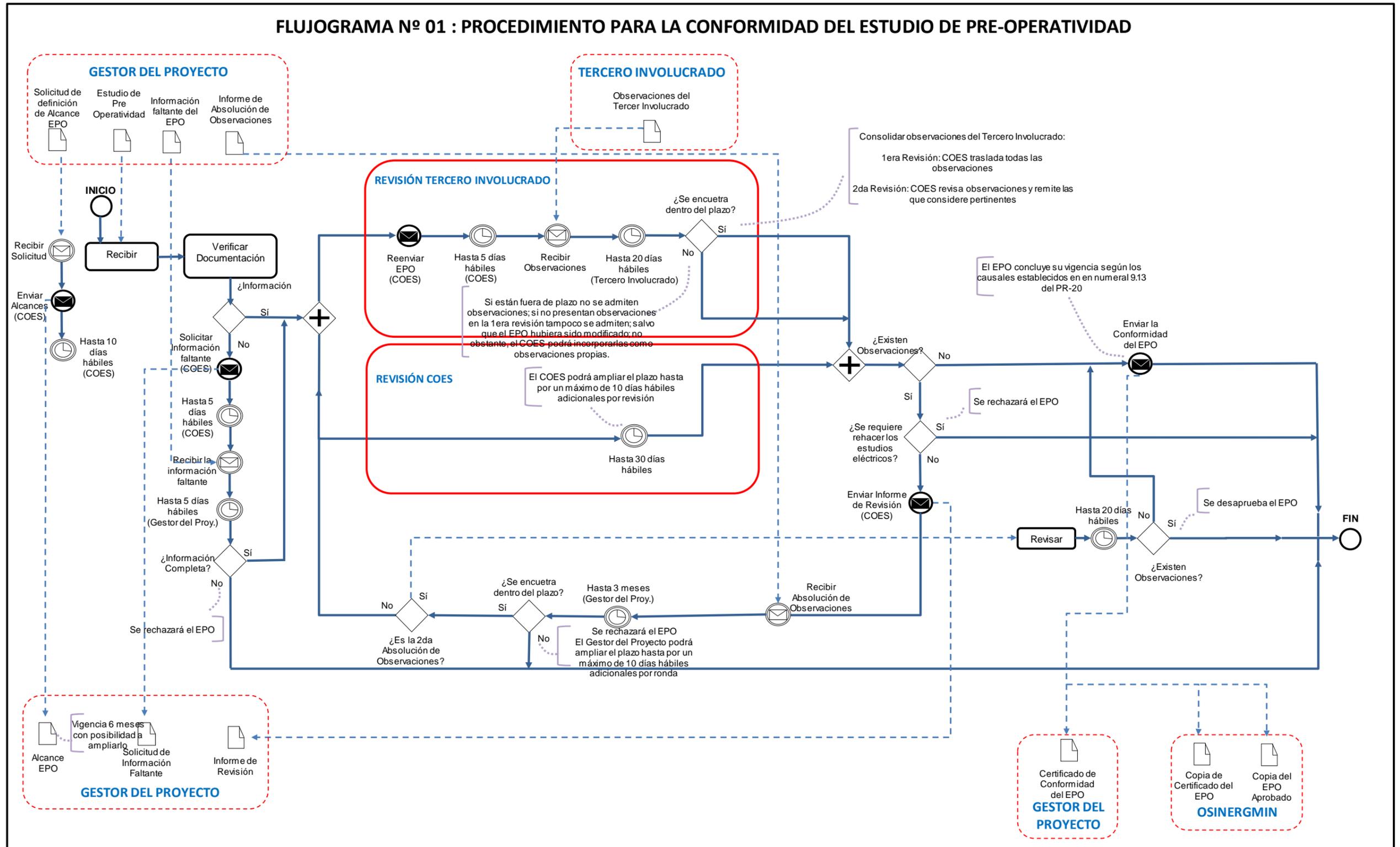
se computará el plazo para resolver del COES a partir de la última fecha de presentación.

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

FLUJOGRAMA N° 01 : PROCEDIMIENTO PARA LA CONFORMIDAD DEL ESTUDIO DE PRE-OPERATIVIDAD



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 del proyecto, que modifiquen las conclusiones de los estudios eléctricos.

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, al término del proceso de revisión establecido en el numeral 9.8 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no haya absuelto satisfactoriamente todas las observaciones formuladas.

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 el 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 advierta que el proyecto no se conectará en 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, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga, incluso en fecha posterior a la vigencia del EPO. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO. Para aquellos proyectos que desarrollen su EO por etapas, la vigencia de la Conformidad del EPO se extenderá hasta la vigencia de la Conformidad del EO de la etapa final a conectarse al SEIN.
3. Cuando se adviertan cambios de las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados expresamente en el Certificado de Conformidad del EPO.

En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos considerados en el Certificado de Conformidad del EPO, y sustente técnicamente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una

declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.

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.
5. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable técnicamente la conexión del proyecto.

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. Para la causal del inciso 5, se incluirá en la solicitud de información al titular del Punto de Conexión.

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. Para la causal del inciso 5, el COES solicitará la información necesaria al titular del Punto de Conexión.

El Gestor de un Proyecto que cuente con un EPO vigente, está habilitado a presentar un nuevo EPO por el mismo proyecto por una única vez sin que el EPO original pierda su vigencia. En este caso, el EPO original mantendrá su vigencia por el periodo previsto en su certificado de aprobación, o esta caducará cuando se apruebe el nuevo EPO, en caso esto sucediera durante el periodo mencionado. En ningún caso se ampliará la vigencia del EPO original más allá del periodo previsto en su certificado de aprobación, ni se

mantendrán dos EPOs vigentes por el mismo proyecto. El nuevo EPO no tomará en cuenta las instalaciones del EPO original en la base de datos de la red. Si luego de la aprobación del nuevo EPO, el Gestor del Proyecto comunicara o presentara un tercer EPO por el mismo proyecto, se le solicitará que renuncie al EPO vigente como condición para revisar el tercer EPO. Para todos los efectos, este tercer EPO se considerará como un nuevo proyecto.

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, en la fecha de presentación de la Propuesta del Plan de Transmisión por parte del COES, este deberá remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, quienes tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.

Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando las observaciones pertinentes formuladas por los Terceros Involucrados, explicando el sustento de las observaciones no tomadas en cuenta.

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

Antes de que se venza la vigencia de los dos años indicada anteriormente, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES la ampliación de la vigencia del EPO hasta por dos años adicionales. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la ampliación de la vigencia del EPO.

En el caso que se configuren las condiciones indicadas en los incisos 3 y 5 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES mantener la vigencia del EPO. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos

correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la continuidad de la vigencia del EPO.

La vigencia de estos EPOs concluye indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 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, así como del numeral 9.13 según corresponda. 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 el diagrama unifilar y año de ingreso del proyecto.

El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles.

En el caso de proyectos del SCT que no necesiten la obtención de la Conformidad del EO, deberán pasar directamente al proceso de integración indicado en el numeral II del presente procedimiento.

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, las características técnicas del proyecto y el cronograma de ejecución del proyecto en el que se indique el año al mes estimado de ingreso 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.

El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite o en proyectos con EOs independientes propuestos por etapas, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.

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 un proyecto que ingresen al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EO o en EOs independientes para cada una de las etapas, que incluyan los estudios previstos en el Anexo 3 del presente procedimiento y el establecidos por el COES en el alcance del EO.

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 N° 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.

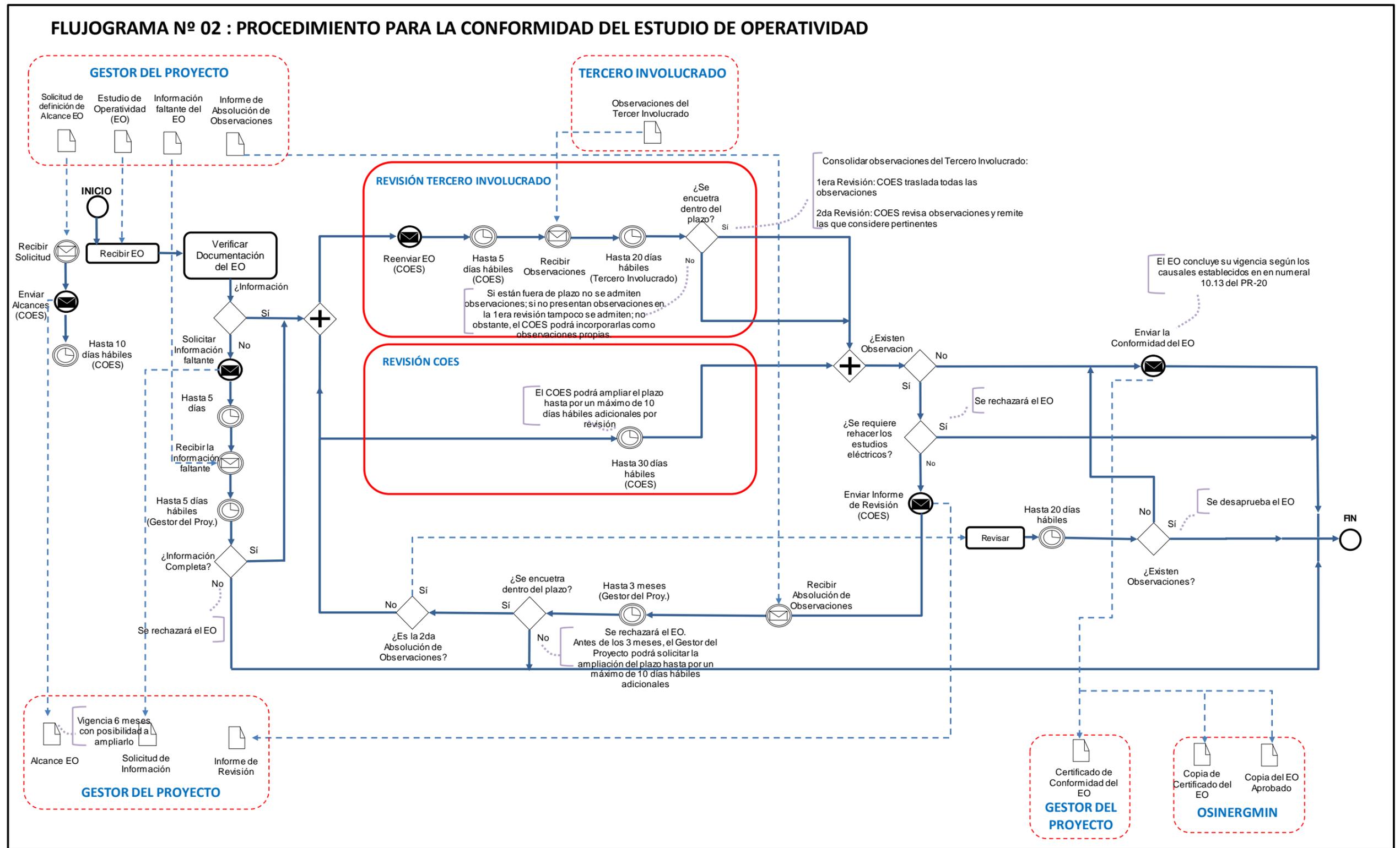
Para cualquiera de las etapas descritas, de no presentar el Gestor del Proyecto la absolución de observaciones en el plazo establecido, el COES rechazará el EO.

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.

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, al término del proceso de revisión establecido en el numeral 10.9 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no haya absuelto satisfactoriamente todas las observaciones.

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.

El Certificado de Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN es necesario para aquellas instalaciones que requieran un EO, y aquellas instalaciones que no requieran un EO considerando el alcance del presente Procedimiento.

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 y EPO vigentes, en caso de ser aplicable según el numeral 2 del presente procedimiento.

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 para el trámite 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.

El trámite de integración se inicia con la presentación de la solicitud de autorización de conexión.

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 que cumplan con los requisitos mínimos establecidos el Anexo 1, capítulo 6.
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 sesenta (60) 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 conforme a lo previsto en el 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), sistema de almacenamiento de energía activa e instalaciones de demanda, 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. Esta duración podrá ampliarse a solicitud del Gestor del Proyecto al COES con el debido sustento. Presentada la solicitud, el COES tiene un plazo de 5 días hábiles para pronunciarse.
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 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 Modificación de las Fichas Técnicas

- 11.7.1. La solicitud de modificación de las Fichas Técnicas comprendidas en el Apéndice A, del Anexo 4 del presente procedimiento se presenta ante el COES, quien tiene un plazo de quince (15) días hábiles para aprobar la modificación de la Ficha Técnica, o en caso contrario, formular observaciones, las cuales deberán ser subsanadas en un plazo máximo de diez (10) días hábiles.

Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para aprobar la modificación de la Ficha Técnica. En caso no se haya cumplido con subsanar las observaciones o vencido el plazo para dicho fin, el COES rechazará la solicitud. Así

también, de encontrarlo oportuno, el titular de las instalaciones podrá solicitar nuevamente la modificación de la Ficha Técnica.

11.7.2. En el caso de solicitud de modificación de la Ficha Técnica de Unidades de Generación que cuente con Operación Comercial, cuya finalidad sea agregar o cambiar Modos de Operación, será presentada considerando la Ficha Técnica del Apéndice A del Anexo 4 del presente procedimiento, que corresponda, incluyendo los siguientes documentos, en medio digital:

- a) La Declaración Jurada de la Potencia Efectiva y Rendimiento. De ser aprobada la solicitud de modificación, el Generador Integrante deberá realizar los ensayos de la Potencia Efectiva y Rendimiento conforme a lo establecido en el numeral 12.7 del presente procedimiento. De no realizar los ensayos dentro del plazo previsto, quedará sin efecto la modificación de la Ficha Técnica con respecto al Modo de Operación.
- b) La Declaración Jurada de la Potencia Mínima del nuevo Modo de Operación de las Unidades de Generación. De ser aprobada la solicitud de modificación, el Generador Integrante deberá realizar el ensayo de la Potencia Mínima conforme a lo establecido en el numeral 12.8 del presente procedimiento. De no realizar el ensayo dentro del plazo previsto, se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.1.6 del PR-04.
- c) El Informe de Sustento Técnico (IST) de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación para su nuevo Modo de Operación, al que se refiere el Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación, aprobado por la Resolución N° 161-2019-OS/CD, o la norma que la sustituya.
- d) Los Costos Variables que comprenden los costos variables combustibles y los costos variables no combustibles, de acuerdo con lo establecido en el literal e) del numeral 12.3 del presente procedimiento. De no presentarse dicha información, se procederá de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 12.6 del presente procedimiento técnico.

11.8 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 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.
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.

11.9 Pruebas de Homologación

Para las unidades de las CGC, las CGNC, equipos FACTS y sistemas de almacenamiento de energía activa se deberán realizar las pruebas de homologación referidas en el Anexo 5 del presente procedimiento.

En el caso de las CGNC que ingresen por etapas, las pruebas de homologación deberán ser realizadas para cada etapa definida en el EO.

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 instalaciones 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 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.

El Certificado de Conformidad del inicio de Operación Comercial se otorga para cada unidad de generación en CGC; y para toda la central o para las etapas definidas en el EO en CGNC.

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 N° 26 "Cálculo de la Potencia Firme" y el Procedimiento Técnico del COES N° 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 N° 31 "Cálculo 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 N° 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 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 aprobada relativa a los Costos Variables Combustibles (CVC) y Costos Variables No Combustibles (CVNC), el COES considera lo siguiente:

- Para el CVC de las Unidades Termoeléctricas, el COES asignará y aplicará como costo del combustible (cc), hasta la aprobación de los costos en base a la información remitida por el Generador Integrante:
 - Combustible gas natural, exceptuando a los combustibles que no se comercializan en el país, corresponderá al obtenido del mayor precio del combustible gaseoso definido por el Osinergmin para efectos tarifarios considerando el (100/90) de la tarifa de transporte y distribución, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al Poder Calorífico Inferior.
 - Combustible distinto a lo indicado en el párrafo anterior, corresponderá al resultado del promedio de costos del combustible vigente de las centrales con Operación Comercial, exceptuando a las RER, considerando como referencia el mismo tipo de combustible utilizado, a falta de este, será considerado el estado del combustible (líquido, sólido o gaseoso). Los costos antes indicados serán expresados en Soles por litro (S//l) o Soles por kilogramo (S//kg) o Soles por Giga Joule (S//GJ), respectivamente, utilizando para la conversión a S/ desde otra moneda, en caso corresponda, el Tipo de Cambio venta, obtenido de la SBS, vigente de 3 días hábiles previo al inicio de operación comercial.

- Para el CVNC de las Unidades Termoeléctricas, el COES asignará y aplicará, hasta la aprobación de los costos en base a la información remitida por el Generador Integrante:
 - Costo Variable de Mantenimiento (CVM), corresponderá al resultado del promedio de CVM vigente obtenido de la información de las Unidades de Generación con Operación Comercial producto de los resultados de los informes sustentatorios aprobados por el COES, considerando como referencia el Tipo de Tecnología de Generación.
 - Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), será igual a cero (0).

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 N° 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 N° 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 un (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 Procedimiento Técnico del COES "Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN".

12.9 Solicitud de Inicio de Operación Comercial de centrales de generación conectadas al SEIN y que no requirieron EPO ni EO

Para las centrales de generación que no requirieron EPO ni EO y que se encuentran conectadas eléctricamente al SEIN, que opten por entrar en Operación Comercial, deberán cumplir los siguientes requisitos, siguiendo los plazos indicados en el numeral 12.4 del presente procedimiento:

- a) Acreditar que la central se encuentra conectada eléctricamente al SEIN.
- b) Ser integrante del COES.
- c) Presentar la documentación descrita en el numeral 11.4.1 (incisos 1 y 5, y el 6 y 8 en caso correspondan) del presente procedimiento.
- d) Presentar la documentación descrita en los literales c, d y e del numeral 4.2 del Anexo 4 del presente procedimiento.
- e) Presentar la documentación descrita en el numeral 12.3 del presente procedimiento.
- f) Para las CGC mayores de 10 MW, adjuntar el modelo eléctrico de la central que el titular disponga, en el software establecido por el

COES, y los ajustes de los equipos de control, plasmados en los modelos matemáticos en el mismo software.

g) Presentar los datos de placa y protocolos de fábrica de los equipos.

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 o que no corresponda a la realidad.
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 declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales

1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos.

Se exceptúan de esta causal:

- I) Las centrales que solo operan en modo de Cogeneración y que por sus propias características técnicas operan en el SEIN en forma estacional.
- II) El Participante Generador que tiene una única unidad o central de generación en Operación Comercial, siempre que, antes de cumplirse los tres (3) meses de indisponibilidad, comunique al COES su renuncia expresa al derecho de que su unidad o central de generación cuente con Ingresos por Potencia durante el periodo en el que no va a estar disponible para operar en el SEIN, para lo cual, se le considerará una Potencia Firme igual a cero; y, constituya garantías conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" o la norma que lo reemplace, las cuales deberán mantenerse vigentes durante el periodo en el que la unidad o central de generación no va a estar disponible para operar en el SEIN.

Este supuesto es aplicable hasta por un periodo de dieciocho (18) meses computados desde que el Titular comunica al COES la renuncia. Culminado dicho periodo, si la unidad o central continúa indisponible para operar en el SEIN, el COES declarará la Conclusión de su Operación Comercial.

- III) La unidad o central de generación que se encuentra en mantenimiento mayor aprobado previamente en el Programa Anual de Intervenciones.
2. Cuando la suspensión de la Operación Comercial declarada conforme al numeral 13.1, se prolongue por más de tres (3) meses.
 3. 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.
 4. Cuando el Participante Generador es excluido del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 02 "Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad". En este caso, la Conclusión de la Operación Comercial aplica de forma inmediata a todas las Unidades de Generación del Participante Generador.

En el caso de que la Conclusión de Operación Comercial haya sido dispuesta por el COES en aplicación del inciso 1, y mientras que la unidad o central de generación continúe integrada al SEIN, el levantamiento de la Conclusión de Operación Comercial se tramitará con la solicitud del Titular de la Instalación confirmando la disponibilidad de su unidad o central, a dicha solicitud se debe adjuntar un informe de sustento con la descripción de las pruebas de operatividad realizadas, indicadas en los numerales 2.4 y 2.5 del Anexo 4, según corresponda, las cuales serán incluidas en los programas semanal y diario a solicitud del titular de la unidad o central. Presentada la solicitud, el COES emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a diez (10) días hábiles luego de emitida la solicitud.

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 o central 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 Adicionalmente, en el caso de unidades o centrales 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 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 a solicitud de parte, se seguirá el siguiente procedimiento:

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. 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 periodo de un año, contado a partir de la fecha en que fue emitida la decisión.

Se exceptúa de esta disposición los supuestos contemplados en el inciso 4 del numeral 13.3 e inciso 2 del 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 cualquier de 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: Respecto de la información proporcionada en la aplicación del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto o el Titular de la Instalación deberán declarar expresamente la existencia de información confidencial, indicándola con precisión y sustentando la necesidad de que tal información sea tratada de tal forma; quedando el COES autorizado a divulgar la información que no califique como información 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

en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones. 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, o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean impactadas según corresponda, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo solo necesario presentar el estudio de protecciones de la instalación provisional, y otra información que el COES considere necesaria. Asimismo, de considerarlo necesario, el COES pedirá opinión a los Agentes que se vean eléctricamente impactados.

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

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		

INDICE

DEFINICIONES

ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS

OBJETIVO

ALCANCE

1. CAPÍTULO 1 : CODIFICACIÓN DE PRINCIPALES EQUIPOS ELÉCTRICOS DEL SEIN

1.1	Objetivo	67
1.2	Alcance	67
1.3	Codificación de Equipos	67

2. CAPÍTULO 2 : REQUISITOS DE CONEXIÓN Y ACCESO AL SEIN

2.1	Objetivo	72
2.2	Alcance	72
2.3	Conexión de los Sistemas de Transmisión	72
2.3.1	Criterios para la Conexión en Líneas de Transmisión	72
2.3.2	Criterios para la Conexión de Subestaciones	75
2.4	Requisitos para la Conexión de Instalaciones de Generación	79
2.4.1	Por Capacidad de la Central	79
2.4.2	Por Configuración Generador – Transformador	79
2.4.3	Por Capacidad Dinámica	80
2.4.4	Criterios para el Punto de Conexión	81
2.5	Requisitos para la Conexión de Instalaciones de la Demanda	82
2.5.1	Equipamiento	82
2.5.2	Demanda Admisible en el Punto de Conexión	83
2.5.3	Factor de Potencia	84
2.6	Indicadores de Desempeño	84

2.6.1	Tensión	84
2.6.2	Sobrecargas	85
2.6.3	Requisitos de Estabilidad	85
2.6.4	Niveles de Armónicos	85
3. CAPÍTULO 3 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA		
3.1	Objetivo	86
3.2	Para el Diseño Eléctrico de Líneas de Transmisión	86
3.2.1	Capacidades de Transmisión	86
3.2.2	Capacidad de Corriente de los Conductores de Fases	87
3.2.3	Capacidad de Corriente de los Cables de Guarda	88
3.2.4	Coordinación de Aislamiento y Protección Contra Rayos	88
3.2.5	Emisión Electromagnética	92
3.3	Para el Diseño Mecánico de Líneas de Transmisión	94
3.3.1	Secciones Mínimas de Conductores en Líneas de Transmisión Local	94
3.3.2	Requerimientos Electromecánicos	94
3.3.3	Requerimientos Mecánicos	95
3.3.4	Líneas Expuestas a la Acumulación de Hielo	95
3.3.5	Transposiciones	96
3.3.6	Condiciones para la Localización de Estructuras	96
3.3.7	Geometría de la Parte Superior de la Estructura	97
4. CAPÍTULO 4 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS		
4.1	Objetivo	106
4.2	Alcance	106
4.3	Centrales de Generación Convencional (CGC)	106
4.3.1	Criterios Generales a Considerar	106
4.3.2	Conmutador de Tomas del Transformador Elevador	108
4.3.3	Sistemas de Excitación y Regulación de Tensión	109

4.3.4	Control de Potencia – Frecuencia	112
4.3.5	Servicios Auxiliares	114
4.3.6	Sistemas de Protecciones	115
4.3.7	Sistemas de Comunicaciones	115
4.4	Centrales de Generación No Convencional (CGNC)	115
4.4.1	Requisitos Generales	115
4.4.2	Control de Potencia Activa y Frecuencia	115
4.4.3	Control de la Potencia Reactiva y Tensión	116
4.4.4	Capacidad Dinámica en Contingencias	120
4.4.5	Tolerancia ante las variaciones de la Frecuencia	120
4.4.6	Calidad de la Tensión	121
4.4.7	Sistemas de Protección	121
4.4.8	Sistemas de Comunicación y Control Externo	121
4.5	Exigencias para Equipos Estáticos de Inyección de Energía Activa	122
4.5.1	Respuesta a las Variaciones de Tensión	122
4.5.2	Respuesta a las Variaciones de Frecuencia	122
4.5.3	Dimensionamiento para RPF	123
4.5.4	Sistemas de Protección	123
4.5.5	Sistemas de Comunicación y Control Externo	123
4.5.6	Calidad de la Tensión	123
5. CAPÍTULO 5 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		
5.1	Objetivo	126
5.2	Alcance	126
5.3	Tipos de Subestaciones	126
5.3.1	Subestaciones Aisladas en Aire (AIS)	126
5.3.2	Subestaciones con Celdas Aisladas en Gas	127
5.3.3	Subestaciones Tipo Híbridas	127
5.4	Criterios de Diseño Eléctrico	127
5.4.1	Niveles de Tensión Nominal	127
5.4.2	Corrientes Nominales	128

5.4.3	Niveles de Corriente de Cortocircuito	128
5.4.4	Coordinación de Aislamiento	128
5.4.5	Servicios Auxiliares	130
5.5	Criterios de Diseño Electromecánico	135
5.5.1	Campos Electromagnéticos	135
5.5.2	Sistemas de Puesta a Tierra	136
5.5.3	Protección Contra Descargas Atmosféricas	137
5.5.4	Protección Contra Incendios	138
5.5.5	Protección en la Unidades Transformadoras de Potencia	139
5.6	Equipamiento de Alta Tensión	139
5.6.1	Especificaciones Técnicas Generales	139
5.6.2	Interruptores	140
5.6.3	Seccionadores y Cuchillas de Puesta a Tierra	143
5.6.4	Transformadores de Corriente	144
5.6.5	Transformadores de Tensión	145
5.6.6	Descargadores de Sobretensión	147
5.6.7	Unidades Transformadoras de Potencia	147
5.6.8	Compensador Síncrono	151
5.6.9	Equipos Estáticos de Compensación Reactiva	151
5.6.10	Compensador Estático Síncrono	153
5.6.11	Reactores en Derivación	154
5.6.12	Reactores en Serie	156
5.6.13	Capacitores en Derivación	156
5.6.14	Compensación Serie	157
5.6.15	Subestaciones Encapsuladas Aisladas en Gas SF6	158
5.6.16	Cables Desnudos y Barras	161
5.7	Obras Civiles	162
5.7.1	Entorno Físico	162
5.7.2	Cimentación y Estructuras de Soporte	162
5.8	Control, Protección y Comunicaciones	162

5.8.1	Control	162
5.8.2	Protección y Comunicaciones	163
6. CAPÍTULO 6 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES		
6.1	Objetivo	164
6.2	Alcance	164
6.3	Líneas de Transmisión	164
6.3.1	Tiempo de Despeje de Falla	165
6.3.2	Disparo rápido entre el 0 y el 100% de la Longitud de Línea	165
6.3.3	Respaldo Remoto	166
6.3.4	Característica de la Protección de Distancia	166
6.3.5	Característica de la Protección de Diferencial de Línea	167
6.4	Transformadores y Autotransformadores	168
6.4.1	Protecciones Propias o Intrínsecas	168
6.4.2	Protecciones Eléctricas	169
6.4.3	Relé de Mando Sincronizado	170
6.5	Protección de Barra	171
6.6	Reactores y Bancos de Capacitores	173
6.7	Centrales de Generación	173
6.8	Clase de Precisión de los Transformadores de Medida Destinados a los Sistemas de Protección	174
6.9	Sincronización en el Tiempo de los Relés de Protección	174
6.10	Medición	174
6.10.1	Medidores de Energía	174
6.10.2	Unidad de Medición Fasorial (PMU)	177
6.10.3	Equipos Registradores de Fallas	179
6.11	Comunicaciones en los Sistemas de Transmisión	179
6.11.1	Instalaciones del STTN y STTR	180
6.11.2	Instalaciones del STL	180
6.12	Esquemas Eléctricos	181

7. CAPÍTULO 7 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

7.1	Objetivo	198
7.2	Alcance	198
7.3	Filosofía de Diseño	198
7.3.1	Arquitectura del SAS	198
7.3.2	Funcionalidades	198
7.3.3	Red de Área Local (LAN) Ethernet	199
7.4	Arquitectura de Automatización o Control Local	199
7.4.1	Tipo de Arquitectura	199
7.4.2	Mediciones	200
7.4.3	Transmisión de Datos al Centro de Control	200
7.4.4	Redundancia	200
7.5	Modos de Control en las Subestaciones	201
7.5.1	Mando "Local" – Nivel 0	201
7.5.2	Mando "Desde Caseta de Control" – Nivel 1	201
7.5.3	Mando "Desde Sala de Control" – Nivel 2	202
7.5.4	Mando "Por Telemando" – Nivel 3	203
7.5.5	Subestaciones Digitales	203
7.6	Compatibilidad entre el CC de Empresas y el CC del COES	204

DEFINICIONES

- 1.1 **AIS:** Subestación aisladas en aire, donde los equipos, conductores y barrajes se instalan en estructuras soportadas y se encuentran aislados en aire a presión atmosférica.
- 1.2 **BESS:** Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (Battery Energy Storage Systems)
- 1.3 **CAC:** Central de Alta Controlabilidad.
- 1.4 **CBC:** Central de Baja Controlabilidad.
- 1.5 **CCV:** Control Conjunto de Tensiones.
- 1.6 **CGC:** Central de Generación Convencional.
- 1.7 **CGNC:** Central de Generación No Convencional
- 1.8 **CPF:** Control de Potencia-Frecuencia. Sistema de Control que ajusta automáticamente la potencia generada en cada unidad para mantener la frecuencia dentro de ciertos límites.
- 1.9 **Demanda:** Consumidores de energía conectados al sistema eléctrico en niveles de tensión mayores a 100 kV, dentro de los cuales están comprendidos los Usuarios Libres y Distribuidores.
- 1.10 **DNP3:** Distributed Network Protocol, IEEE 1815, protocolo de comunicaciones entre equipos y estación, es robusto, eficiente y compatible que otros protocolos.
- 1.11 **GIS:** Subestación con celdas aisladas en gas, donde los equipos, conductores y barrajes se instalan en ductos metálicos aislados en gas, normalmente SF₆, a una presión por encima de la atmosférica.
- 1.12 **ICCP:** Protocolo entre los Centros de Control (“Inter Center Control Protocol”). Es un protocolo de comunicación para intercambio de información en tiempo real entre varios centros de control con equipamientos de diversas marcas y tecnologías.
- 1.13 **IED:** Dispositivo Electrónico Inteligente (“Intelligent Electronic Device”)
- 1.14 **Inercia Sintética:** Es la emulación del efecto de inercia de un módulo de generación de energía síncrona al nivel prescrito de rendimiento.
- 1.15 **Interconexiones Internacionales:** Instalaciones de transmisión que permiten conectar el SEIN con instalaciones de transmisión de sistemas eléctricos de países fronterizos.
- 1.16 **LAN:** Red de Área Local (“Local Area Network”) red que conecta equipos en una pequeña área y lo puede realizar a través de un cable o de ondas.

- 1.17 **OEL:** Limitador de Máxima Excitación (“Over Excitation Limiter”) Limitador que se encarga de ajustar el punto de operación dentro de los límites establecidos por la curva de operación del generador en la región de sobreexcitación.
- 1.18 **PSS:** Estabilizador del Sistema de Potencia (“Power System Stabilizer”) sistemas de control que actúan sobre el sistema de excitación para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones mecánicas de las unidades de generación.
- 1.19 **Punto de Conexión:** Es la instalación de transmisión en la cual se prevé conectar al SEIN, las instalaciones propuestas por el Gestor del Proyecto.
- 1.20 **RAT:** Regulador Automático de Tensión. Equipo que regula automáticamente la tensión a fin de mantenerla a un valor constante.
- 1.21 **RBC:** Regulador Bajo Carga. Equipo cambiador de tomas bajo carga.
- 1.22 **RIS :** Red ICCP del SEIN.
- 1.23 **Routers:** Dispositivos de red utilizados para unir redes lógicas diferentes y transferir datos entre ellas.
- 1.24 **SAS:** Sistema de Automatización de Subestación (“Substation Automation System”).
- 1.25 **SCADA:** Sistema de Adquisición de Datos y Control Supervisor (“Supervisory Control and Data Acquisition”).
- 1.26 **SERT:** Sistema de Excitación y Regulación de la Tensión. Conjunto de sistemas de control y funciones limitadoras que tienen el objetivo de controlar la tensión en los terminales del generador a través de la tensión y corriente de excitación.
- 1.27 **Switches:** Dispositivos de interconexión utilizados para conectar equipos de red formando lo que se conoce como red de área local.
- 1.28 **TCP/IP:** Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet (“Transmission Control Protocol/Internet Protocol”).
- 1.29 **UEL:** Limitador de Mínima Excitación (“Under Excitation Limiter”) Limitador que se encarga de ajustar el punto de operación dentro de los límites establecidos por la curva de operación del generador en la región de subexcitación.

ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS

- [1] «EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above», Electric Power Research Institute (EPRI).
- [2] «IEC 60071: Insulation co-ordination», IEC International Standard.
- [3] «IEC 60076 Power Transformers.
- [4] «IEC 60076-6: Power transformers – Part 6
- [5] «IEC 60099 Surge arresters.
- [6] «IEC 60137 Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V.
- [7] «IEC 60143 Series capacitors for power systems.
- [8] «IEC 60214 Tap-changers.
- [9] «IEC 60358 Coupling capacitors and capacitor dividers.
- [10] «IEC/TS 60815: Selection and Dimensioning of High-Voltage Insulators Intended for Use in Polluted Conditions», IEC Technical Specification.
- [11] «IEC 60826: Design Criteria of Overhead Transmission Lines», IEC International Standard.
- [12] «IEC TR 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.
- [13] «IEC 61000-4-30: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods.
- [14] «IEC 61850:2016 SER Communication networks and systems for power utility automation-ALL PARTS.
- [15] «IEC 60865: Short-circuit Currents – Calculation of Effects», IEC International Standard.
- [16] «IEC 60870-5-104 Telecontrol equipment and systems.
- [17] «IEC 61869-2 Additional requirements for current Transformers.
- [18] «IEC 61869-3 Additional requirements for inductive voltage transformers.
- [19] «IEC 61869-5 Additional requirements for capacitor voltage Transformers.
- [20] «IEC 62271-203 Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV, Anexo F (Tercera Edición).

- [21] «IEC CISPR 18-1 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment – Part 1: Description of Phenomena. », IEC – CISPR Technical Report.
- [22] «IEC CISPR 18-2 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment – Part 2: Methods of Measurement and Procedure for Determining Limits. », IEC – CISPR Technical Report.
- [23] «IEC CISPR 18-3 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment – Part 3: Code of Practice for Minimizing the Generation of Radio Noise. », IEC – CISPR Technical Report.
- [24] «IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding», IEEE Std 80.
- [25] «IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems», IEEE 519.
- [26] «IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors», IEEE Std 738.
- [27] “Criterios Generales para los Sistemas de Protección del SEIN”, documento publicado en el portal de internet del COES;
- [28] “Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN” documento publicado en el portal de internet del COES;
- [29] International Telecommunication Union ITU-T G.652.D;
- [30] Norma UNE-EN ISO/IEC 17025 Requisitos Generales para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y Calibración.
- [31] Norma IEC 62271-100: High-voltage switchgear and controlgear – Alternating current circuit-breakers
- [32] IEC 62271-1 High-Voltage Switchgear and Controlgear. Part 1 Common Specifications
- [33] IEEE Std 693 – Recommended Practice for Seismic Design of Substation
- [34] IEEE Std 998 Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations (Ref. [24])
- [35] Norma NFPA-10, Norma para extintores portátiles contra incendios.
- [36] IEC 62271-102 High-voltage switchgear and controlgear-Part 102: Alternating-current circuit-breakers
- [37] IEEE Std 1031 Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var Compensators
- [38] IEEE 1052 Guide for Specification of Transmission Static Synchronous Compensator (STATCOM) Systems

- [39] IEC 60871 Shunt capacitors for AC Power Systems
- [40] IEC 61850-9-2 LE (Light Edition) Process Bus or Sampled Values
- [41] IEC 61850-8 Communication networks and systems in substations
- [42] IEC-62271-37-013 Alternating-current generator circuit-breakers
- [43] IEC-62271-110 High-Voltage Switchgear and Controlgear - Part 110: Inductive Load Switching
- [44] IEC/TR 62271-306 High-Voltage Switchgear and Controlgear – Part 306: Guide to IEC 62271-100, IEC 62271-1 and other IEC standards related to alternating current circuit-breakers
- [45] IEEE Std C37.015 Guide for the Application of Shunt Reactor Switching
- [46] IEC TR 61850-90-2: Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-2: Using IEC 61850 for communication between substations and control centres
- [47] IEC C37.118.1-2011 Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems
- [48] IEC C37.118.2-2011 Standard for Synchrophasor Data Transfer for power systems
- [49] IEEE/IEC 60255-118-1 International Standard – Measuring relays and protection equipment – Part 118-1: Synchrophasor for power systems – Measurements
- [50] IEEE C37.118.1a-2014 Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems – Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements
- [51]

OBJETIVO

El Anexo 1 Criterios Mínimos de Diseño de Infraestructura Eléctrica tiene como objetivos lo siguiente:

- Establecer un enfoque integral del diseño de la red eléctrica,
- Establecer requerimientos técnicos mínimos de los equipamientos principales del Sistema Eléctrico,
- Establecer criterios técnicos para el diseño de la infraestructura eléctrica.

ALCANCE

El presente anexo es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de generación, transmisión y demanda dentro del alcance de aplicación del PR-20, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad y calidad de las operaciones, así como también, cumplir con los indicadores de desempeño en su Punto de Conexión correspondiente.

En ese sentido se establecen los requisitos mínimos y criterios importantes a tomar en cuenta para el diseño de las nuevas instalaciones, ampliaciones y repotenciaciones de transmisión, generación y demanda eléctrica que se conectarán al SEIN, con la finalidad de estandarizar y mantener la seguridad de la operación del SEIN dentro de los estándares de continuidad y calidad del suministro.

Para cumplir con ello, las nuevas instalaciones deberán incluir el nuevo equipamiento y las modificaciones necesarias, para que no se degrade el diseño original en el Punto de Conexión y se cumpla con los índices de calidad establecidos.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 1. CODIFICACIÓN DE PRINCIPALES EQUIPOS ELÉCTRICOS DEL SEIN		

1.1 OBJETO

Estandarizar la estructura para codificar y organizar la numeración correlativa de los principales equipos eléctricos que ingresan al SEIN.

1.2 ALCANCE

En el presente capítulo se establece la estructura para codificar los principales equipos eléctricos. Al respecto, es responsabilidad del COES otorgar el número correlativo para cada equipo mayor a 100 kV que ingrese al SEIN.

Para los equipos de menores niveles de tensión, el COES otorgará el número correlativo a las líneas de transmisión, el resto de equipos seguirán la misma estructura de codificación establecida por los titulares de las instalaciones eléctricas.

Los principales equipos eléctricos de potencia a considerar son: de transformación, transmisión y compensación reactiva, tal como se muestra en la Figura 1.1.

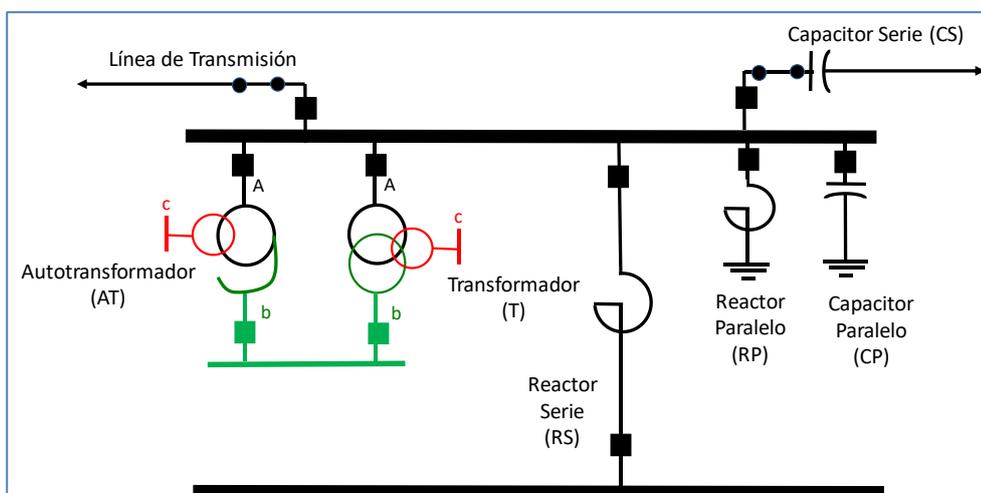


Figura 1.1. Principales equipos del SEIN que se codificarán y establecerán una numeración correlativa

1.3 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

Equipos de Transformación

Son los transformadores y autotransformadores de potencia de dos o tres devanados. Ver Figura 1.2

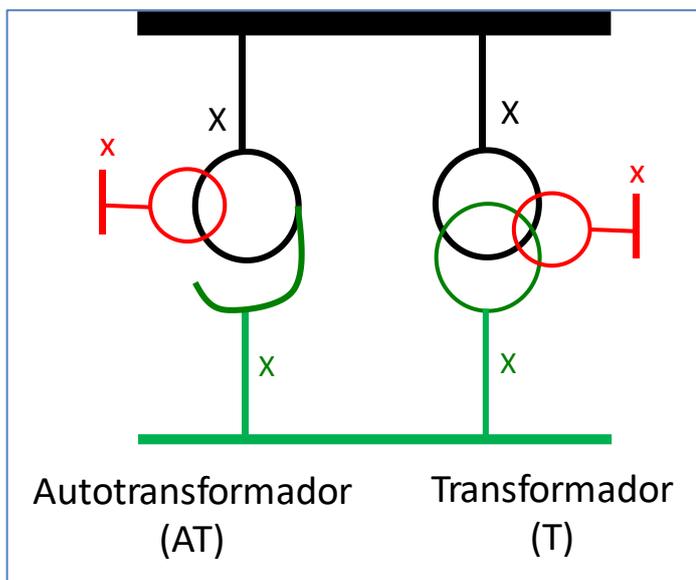


Figura 1.2. Equipos de transformación a codificar

La estructura de la codificación deberá ser de la siguiente forma:



Nivel de Tensión	Código para Lado Primario	Código para Lado Secundario	Código para Lado Terciario
500 kV	5	-----	-----
220 kV	2	2	-----
138 kV	1	1	-----
60 kV	-----	6	6
33 kV	-----	3	3
22,9 kV	-----	2	2
10 kV	-----	-----	1

Donde el tipo de equipo representado como “E” corresponde a la letra “T”, en el caso de transformadores de potencia, y a las letras “AT”, en el caso de autotransformadores de potencia.

Ejemplo de aplicación:

T042-521 (Transformador N°42, de 500/220/138 kV)

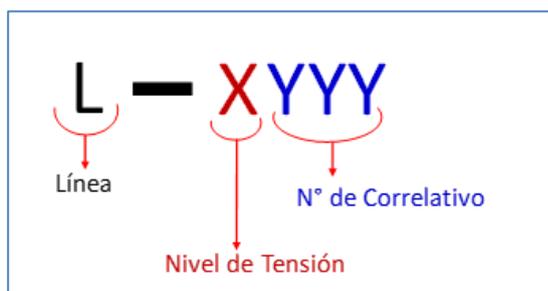
AT023-216 (Autotransformador N°23, de 220/138/60 kV)

T078-260 (Transformador N°78, de 220/60 kV) dos bobinados

Para el caso de transformadores de 4 bobinados se incluirá un número adicional en la estructura del correlativo para representar el nivel de tensión del cuarto bobinado.

Líneas de Transmisión

Deberán tener la siguiente estructura:



Nivel de Tensión	Código a emplear
500 kV	5
220 kV	2
138 kV	1

En el caso de que una línea existente sea seccionada por otro proyecto, el COES hará la recodificación de cada tramo, empleando la nomenclatura y correlativo respectivo.

Ejemplo de aplicación:

L-5020 (línea de 500 kV número 20)

L-1035 (línea de 138 kV número 35)

L-2145 (línea de 220 kV número 145)

Equipos de Compensación Reactiva

- Los equipos de compensación fija deberán tener la siguiente estructura:

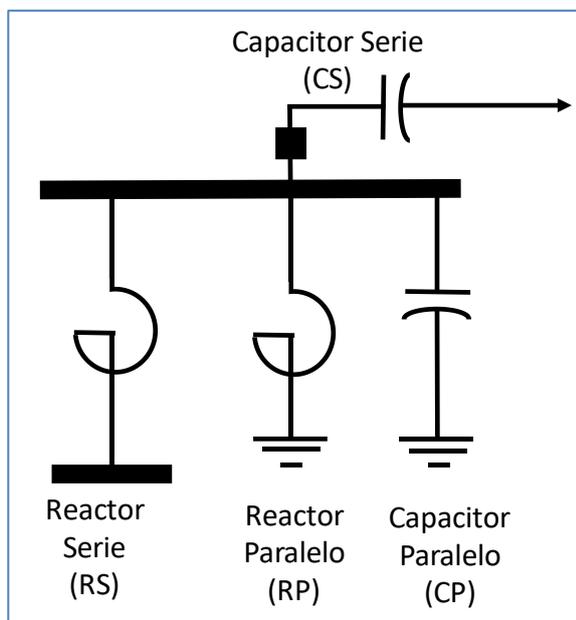


Figura 1.3. Equipos de compensación reactiva inductiva y capacitiva a codificar



Ejemplo de aplicación:

RS - 2005 (Reactor Serie en barra 200 kV número 5)

RP - 2030 (Reactor Paralelo en barra 220 kV número 30)

CS - 5015 (Capacitor Serie en nivel 500 kV número 15)

CP - 1130 (Capacitor Paralelo en nivel 138 kV número 130)

Los Reactores Paralelo, podrán codificarse como Reactores de Barra (RB) o Reactores de Línea (RL).

- Los equipos de compensación variable deberán tener la siguiente estructura:

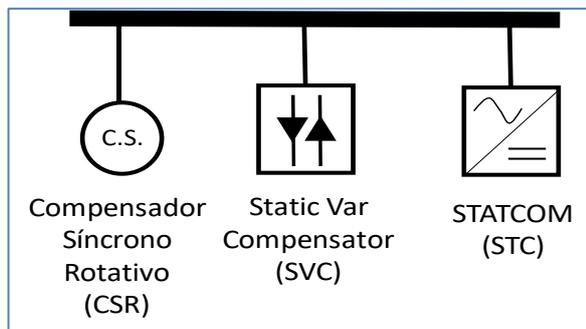
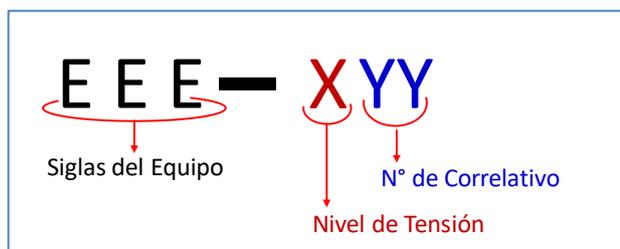


Figura 1.4. Equipos Especiales de compensación reactiva.



Nivel de Tensión	Código a emplear
500 kV	5
220 kV	2
138 kV	1

Ejemplo de aplicación:

CSR - 101 (Compensador Síncrono Rotativo en barra 138 kV número 1)

SVC - 505 (Static Var Compensator en barra 500 kV número 5)

STC - 202 (STATCOM en barra 220 kV número 2)

Para otros equipos FACTS, el COES definirá las siglas del equipo.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 2. REQUISITOS DE CONEXIÓN Y ACCESO AL SEIN		

2.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos y criterios para el acceso y conexión al SEIN, que deben adoptar las nuevas instalaciones, las ampliaciones y repotenciaciones de la infraestructura de transmisión, generación y/o demanda.

2.2 ALCANCE

Es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de generación, transmisión y demanda que se conecten al SEIN dentro del alcance de aplicación del PR-20, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad, calidad y confiabilidad de las operaciones, así como también, cumplir con los indicadores de desempeño en el Punto de Conexión.

Para cumplir con ello, las nuevas instalaciones, ampliaciones o repotenciaciones deberán incluir como parte de su proyecto el nuevo equipamiento más, las modificaciones y/o adición de equipos que sean necesarios en la instalación existente como líneas de transmisión y subestaciones, para no degradar el diseño original, ni afectar seguridad operativa del SEIN.

Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR asociados a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, además de ser analizadas en el EPO que genera las sobrecargas, donde se deben considerar las medidas de mitigación respectivas, también serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas.

2.3 CONEXIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

- La nueva instalación deberá garantizar que las características del diseño original de la línea se conserven o sean de mayores prestaciones y, deberá cumplir con los criterios técnicos establecidos en los capítulos 3, 5, 6 y 7 del presente Anexo I.
- La nueva instalación deberá cumplir con mantener las condiciones operativas del sistema en el Punto de Conexión, sin degradarlo.
- Las líneas de transmisión definidas como Interconexiones Internacionales solo podrán ser modificadas o seccionadas en el Plan de Transmisión.
- Las líneas de transmisión definidas como STTN y STTR deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.

En el caso de seccionarse una línea de transmisión, el titular de la nueva instalación deberá considerar e implementar la reubicación de transposiciones, modificación de reactores de línea (si los tuviera), así como el cambio o adecuación de las protecciones y sistemas de comunicación de la línea existente. En caso de que, al seccionarse las líneas, en los tramos de línea corta resultantes se deberá implementar la protección diferencial de línea; si la línea existente no tuviera fibra óptica, se debe implementar el sistema de comunicación necesario para dejar operativa este tipo de protección. En los otros tramos, se deberá mantener el esquema de protección y comunicaciones de la línea original.

- En caso la línea a seccionarse posea compensación serie, el titular de la nueva instalación, en adición a lo mencionado en el ítem anterior, deberá realizar la adaptación de la compensación serie existente en los dos tramos de línea seccionadas, con la finalidad de que, la compensación de cada tramo no supere el 50% de su impedancia.
- El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre-Operatividad.

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR y STL

Ítem	Criterio	STTN (500 kV)	STTR (220 kV)
1	Potencia mínima de la conexión del proyecto (demanda o central de generación), para el seccionamiento de una línea.	Mínimo el 25% de la capacidad nominal de la línea a seccionar, al año de ingreso del proyecto.	
2	Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar (ver Figura 2.1).	El incremento de la longitud de la línea no debe superar el quince por ciento (15%).	
3	Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento. (ver Figura 2.2).	Mayor a 70 km	Mayor a 30 km
4	Conexión a un <u>enlace de Transmisión</u> ² conformado por más de un circuito. (ver Figura 2.3).	Se deberá implementar una configuración en "PI (π)", seccionando todos los circuitos que lo conforman.	

Notas:

- Se podrán exceptuar de los criterios 1 y 3 a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN.
- Por imposibilidad técnica se podrán flexibilizar los criterios de seccionamiento 1, 2 y 3. Para eso, el Gestor del Proyecto deberá sustentar tales imposibilidades y considerar en su EPO las medidas para solucionar los problemas técnicos que esto ocasionaría al SEIN.

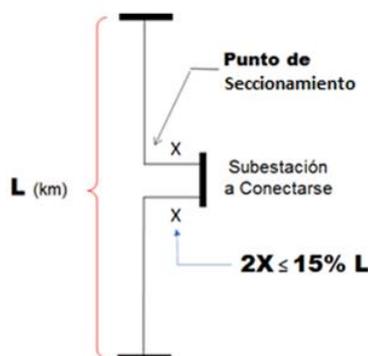


Figura 2.1 Longitud de la Derivación

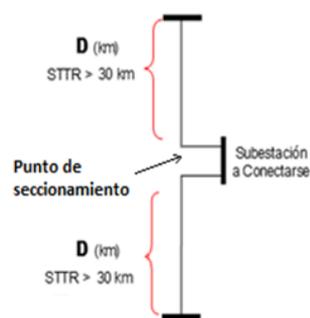


Figura 2.2 Distancia del punto de la Derivación

² Enlace de Transmisión, es un sistema de transmisión que conecta a dos subestaciones.

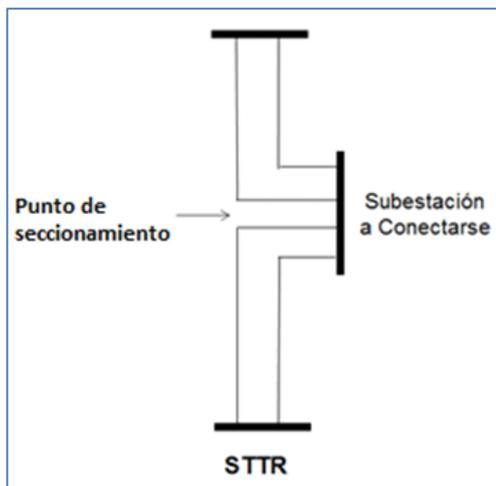


Figura 2.3 Tipo de Derivación en "PI (π)"

2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

Configuración del Sistema de Barras

Las configuraciones mínimas aceptables para el SEIN, por su flexibilidad, confiabilidad y seguridad en la operación, son las siguientes:

Para el STTN:

Tensión nominal (kV)	Subestación AIS	Subestación GIS
500	- Interruptor y Medio	- Interruptor y Medio

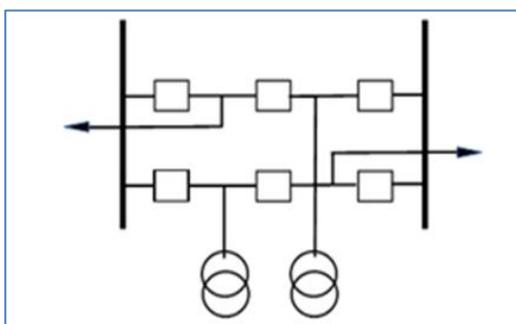


Figura 2.4 Configuración de Barras en Interruptor y Medio

Para el STTR:

Tensión nominal (kV)	Subestación AIS	Subestación GIS
220	- Doble Barra con Seccionador de Transferencia (By pass)	- Doble barra con seccionador de transferencia

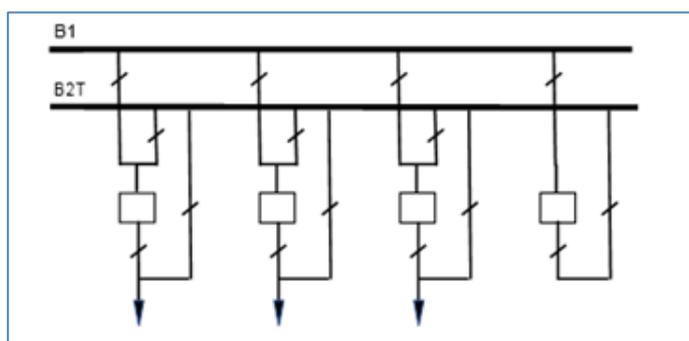


Figura 2.5 Configuración de Doble Barra con Seccionador de Transferencia (By Pass)

Para el STL:

Tensión nominal (kV)	Subestación AIS	Subestación GIS
Mayor o igual a 100 kV	Sin exigencia en la configuración de barras, con excepción del Punto de Conexión, en donde debe primar los criterios de diseño establecidos en dicho punto.	

Para cada una de las categorías mostradas, se podrán emplear otras configuraciones de barras que las establecidas, siempre que tengan un mayor nivel de confiabilidad, flexibilidad y seguridad en la operación.

Criterios para la Configuración de Barra en Interruptor y Medio

- El patio de llaves de las subestaciones del sistema de transmisión troncal debe ser diseñados en su fase inicial para un mínimo de tres (03) diámetros (cada diámetro conformado por un conjunto de tres interruptores para la conexión de dos circuitos, líneas, reactores y/o unidades transformadoras), con el equipamiento según el alcance del proyecto, con posibilidad a expandirse hasta un máximo de cinco (05) diámetros en su fase final.

Los espacios para futuras ampliaciones deberán ser adquiridos como parte del proyecto inicial de la subestación y deberán quedar explanadas, niveladas y estar dentro del cerco perimetral de la subestación.

Las subestaciones del sistema de transmisión local podrán ser diseñadas e implementadas de acuerdo con las necesidades del proyecto.

- Cada línea debe tener un seccionador de línea y un seccionador de puesta a tierra, el cual debe ser instalado del lado de la línea.
- En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. En subestaciones GIS, deberán contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores con visores que permitan visualizar su estado de posición.
- La conexión de una línea de doble terna o de transformadores paralelos (autotransformadores) no debe ser hecha en un solo diámetro. Cada terna debe conectarse a diámetros diferentes.
- La implementación incompleta de un diámetro (solo dos interruptores) se debe considerar la instalación de los seccionadores necesarios para la operación de los dos tercios del diámetro y la ampliación futura del tercio faltante.
- En lo posible, en un diámetro se debe conectar una fuente y una carga.

Crterios para las Configuraciones en Doble Barra y Doble Barra con Seccionador de Transferencia

- El patio de llaves de las subestaciones del sistema de transmisión troncal debe ser diseñado en su fase inicial para un mínimo de seis (06) circuitos (líneas, reactores y/o unidades transformadoras) con el equipamiento según el alcance del proyecto, con posibilidad a expandirse hasta un máximo de diez (10) circuitos en su fase final.

Los espacios para futuras ampliaciones deberán ser adquiridos como parte del proyecto inicial de la subestación y deberán quedar explanadas, niveladas y estar dentro del cerco perimetral de la subestación.

Las subestaciones del sistema de transmisión local (STL) podrán ser diseñadas e implementadas de acuerdo con las necesidades del proyecto.

- Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento.
- Cada línea debe tener un seccionador de línea y un seccionador de puesta a tierra, el cual debe ser instalado en el lado de la línea.
- La capacidad de corriente de los equipos de la celda de acoplamiento será equivalente a la capacidad de la barra.
- El Interruptor de la celda de acoplamiento deberá tener un mecanismo de accionamiento uni-tripolar.
- De ser posible, alternar los circuitos de carga con los circuitos de generación, evitando que existan flujos considerables de energía de una barra a la otra.

Criterios para Otras Configuración de Barras

- En las configuraciones en anillo, solo se permitirá la conexión de un máximo de ocho (08) circuitos. En caso se implemente menos circuitos, se deberá instalar los seccionadores necesarios para facilitar las ampliaciones, minimizando las interrupciones por las ampliaciones.

Los circuitos de las fuentes y de las cargas, deben ser ubicados en forma alternada.

- En las configuraciones de barra simple, solo se permitirá la conexión de un máximo de seis (6) circuitos, permitiéndose ampliar la barra a través de un interruptor de seccionamiento longitudinal para otro tramo de barra con cuatro (4) circuitos más (ver Figura 2.6).

En la configuración simple barra, tomar en cuenta los criterios que correspondan, aplicables a la configuración de doble barra.

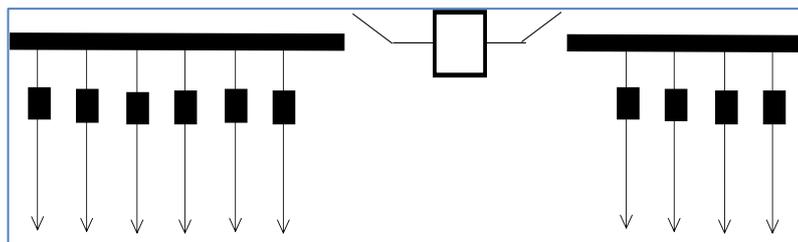


Figura 2.6. Configuración de Simple Barra con Interruptor de Seccionamiento Longitudinal.

2.4 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN

2.4.1 POR CAPACIDAD DE LA CENTRAL

La potencia total³ (S_n) resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá inyectar una central de generación por medio del sistema de transmisión correspondiente, o las centrales de generación que se encuentren agrupadas en una misma zona, por medio de un único sistema de transmisión, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal. Ver Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Punto de Conexión según Potencia Nominal

Potencia Nominal	Punto de Conexión
$20 \text{ MW} \leq S_n < 100 \text{ MW}$	En 220 kV o 138 kV.
$100 \text{ MW} \leq S_n < 250 \text{ MW}$	En 220 kV.
$250 \text{ MW} \leq S_n < 500 \text{ MW}$	En 500 kV. En 220 kV (*).
$S_n \geq 500 \text{ MW}$	En 500 kV (*).

(*) La necesidad de un Sistema redundante (línea de doble Terna) será evaluada en el Estudio de Pre Operatividad. Para potencias nominales mayores a 800 MW se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN.

2.4.2 POR CONFIGURACIÓN GENERADOR – TRANSFORMADOR

- Las configuraciones permitidas para el conjunto generador–transformador de Centrales de Generación Convencional (CGC) son las siguientes:

³ Es la potencia alcanzada en la última etapa del proyecto.

Tabla 2.3 Rangos de potencia de CGC

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas para CGC
$20 \text{ MW} \leq S_n < 50 \text{ MW}$	(a), (b) y (c)
$50 \text{ MW} \leq S_n \leq 100 \text{ MW}$	(a) y (b)
$S_n > 100 \text{ MW}$	(a)

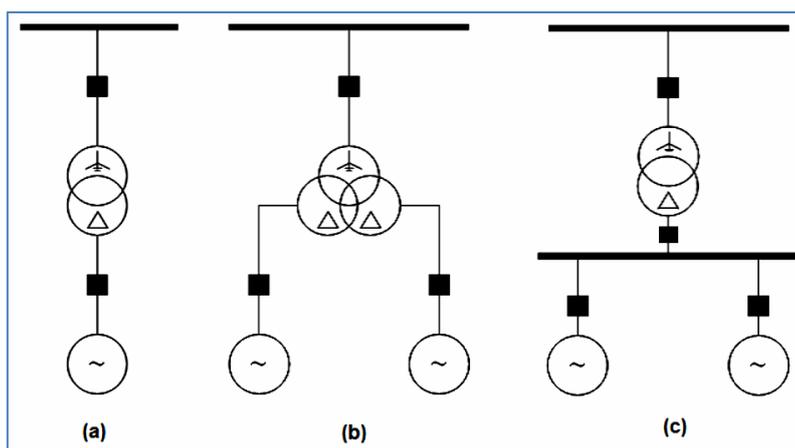


Figura 2.7 Configuraciones permitidas generador-transformador para CGC

- Las configuraciones permitidas para el conjunto generador-transformador de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) serán evaluadas en el Estudio de Pre-Operatividad.

2.4.3 POR CAPACIDAD DINÁMICA

Las unidades de generación deben estar diseñadas con una capacidad de energía cinética para responder ante variaciones súbitas de frecuencia y mantener su estabilidad dentro del SEIN. Para ello, deberán cumplir con diseñar sus instalaciones con una Constante de Inercia (H) que se encuentre dentro de los rangos mostrados en la Tabla 2.4. Los valores de H para el caso de unidad térmica e hidráulica corresponden a la inercia combinada de generador y turbina, y el valor de H para la generación no convencional corresponde al equivalente de una convencional.

Tabla 2.4. Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores

Tipo de Generación	Constante de Inercia H (s)
Unidad Térmica	$H > 3,0$ s
Unidad Hidráulica	$H > 2,0$ s
Generación No Convencional	Ver numeral 4.4.4 del Capítulo 4

2.4.4 CRITERIOS PARA EL PUNTO DE CONEXIÓN

En la implementación de las instalaciones de generación se deberá cumplir con los siguientes criterios:

- El transformador elevador que se conecte a las barras del Sistema de Transmisión del SEIN, debe tener el neutro del lado de alta tensión conectado rígidamente a tierra.
- El lado de alta tensión del transformador elevador deberá contar con un interruptor de maniobra con capacidad para interrumpir la máxima corriente de cortocircuito esperada en la vida útil de la central y de deberá ser de mando uni-tripolar en caso se requiera mando sincronizado.
- Cada generador individual, deberá contar con un interruptor de maniobra que permita aislarlo de la red. Los interruptores para equipos con potencia mayor a 10 MVA, deberán utilizar los interruptores denominados "Interruptores de Generación", comprendidos en el alcance de la norma IEC-62271-37-013 (Ref. [42])
- En un mismo Punto de Conexión se podrán concentrar varias centrales de generación siempre que no excedan la máxima capacidad de corto circuito del sistema de transmisión y la potencia nominal resultante de generación establecida en la Tabla 2.2.
- Si el Punto de Conexión fuera una línea de transmisión, la instalación en derivación deberá cumplir como mínimo con las especificaciones técnicas de la línea existente, mantener los criterios de confiabilidad, seguridad y de protección establecidos en dicha instalación. En caso, la línea a conectar

estuviera en proyecto, deberá cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el Capítulos 3 del presente Anexo 1.

- Si el Punto de Conexión fuera una subestación, los equipamientos a implementar deberán cumplir como mínimo con las especificaciones del diseño existente, así como, mantener los criterios de confiabilidad, seguridad y de protección establecidos para dicha subestación o en caso de estar en proyecto, deberá cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el Capítulo 5 del presente Anexo 1.
- El Titular de generación, es el responsable de evaluar en su diseño cualquier efecto que pueda tener el SEIN sobre sus instalaciones y del impacto negativo que pueda ocasionar su proyecto al SEIN e instalaciones en el área de influencia al Punto de Conexión. Para ello, tomando en cuenta los estudios sistémicos realizados por el COES, deberá realizar todos los estudios necesarios (Estudio de Pre Operatividad) para evaluar el impacto de la planta en el SEIN y considerar medidas correctivas que sean apropiadas para evitarlos.

Asimismo, el diseño del proyecto de generación deberá considerar que al interconectarse al SEIN, resista los esfuerzos de torsión en los conjuntos de turbina-generador como resultado de maniobras, cortocircuitos, recierre o interacciones de torsión resultantes de resonancias entre los modos de red eléctrica y los modos mecánicos del conjunto de turbina-generador (resonancias subsíncronas - RSS) o entre estos y controles en el SEIN.

2.5 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES DE LA DEMANDA

Las instalaciones de la Demanda para su conexión al SEIN, deben cumplir con los requisitos técnicos que se detallan, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad, calidad y confiabilidad de las operaciones, así como también, cumplir con los indicadores de desempeño en el Punto de Conexión.

2.5.1 EQUIPAMIENTO

Las instalaciones eléctricas de la Demanda y del Sistema de Transmisión que provee el Punto de Conexión respectivo, deberán contar con toda la infraestructura necesaria para su operación sin afectar a las instalaciones existentes y cumplir con lo siguiente:

- Si el Punto de Conexión fuera una línea de transmisión, la instalación en derivación deberá cumplir como mínimo con las especificaciones técnicas de la línea existente, mantener los criterios de confiabilidad, seguridad y protección establecidos en dicha instalación. En caso, la línea a conectarse estuviera en proyecto, deberá cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el Capítulos 3 del presente Anexo.
- Si el Punto de Conexión fuera una subestación, los equipamientos a implementar deberán cumplir como mínimo con las especificaciones del diseño existente, así como, mantener los criterios de confiabilidad, seguridad y protección establecidos para dicha subestación. En caso, la subestación a conectarse estuviera en proyecto, deberá cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el Capítulo 5 del presente Anexo.
- Las instalaciones internas de la Demanda deberán estar adaptadas para implementar los esquemas de rechazo automático de carga por mínima frecuencia o mínima tensión, que el COES haya dispuesto en su último estudio anual para el área del Punto de Conexión. Para cumplir con ello, los circuitos eléctricos deberán contar con los equipos de interrupción y relés de mínima frecuencia o tensión, con las características que el COES haya establecido en su último estudio anual.
- La corriente de carga a consumir por la Demanda, medido en el lado de alta tensión del transformador de conexión, deberá ser balanceada. En su defecto, no deberá exceder el 10% de desbalance entre fases.
- En caso, de que las instalaciones de Demanda posean generación propia como autoproducción, la potencia de corto circuito resultante en las instalaciones de transmisión de otros agentes debe permitir el correcto funcionamiento de los equipos existentes; en caso contrario, se deberá implementar el equipamiento necesario para limitar dicha contribución.

2.5.2 DEMANDA ADMISIBLE EN EL PUNTO DE CONEXIÓN

La potencia total⁴ resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá tomar un proyecto de demanda por medio del sistema de transmisión correspondiente, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal:

Tabla 2.5. Punto de Conexión de demanda según Potencia

Potencia Total (MW)	Punto de Conexión
$20 \text{ MW} \leq \text{Potencia} < 100 \text{ MW}$	En 220 kV o 138 kV
$100 \text{ MW} \leq \text{Potencia} < 250 \text{ MW}$	En 220 kV
$\text{Potencia} \geq 250 \text{ MW} (*)$	En 500 kV

- (*) Para una potencia mayor a 350 MW, el titular de la Demanda deberá implementar un Sistema de Transmisión redundante (con línea de doble terna) para su conexión al SEIN.
- (**) Se podrán exceptuar este criterio a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN.

2.5.3 FACTOR DE POTENCIA

Aplicado para las instalaciones de Demanda, el factor de potencia (fdp), medido en el Punto de Conexión al SEIN, de las instalaciones asociadas a la demanda deben cumplir lo establecido en la Tabla 2.6.

Las maniobras de los equipos instalados para la corrección del factor de potencia no deben provocar fenómenos transitorios o resonantes que perjudiquen a las instalaciones cercanas.

Tabla 2.6. Factor de Potencia de la Demanda en el Punto de Conexión al SEIN

Tensión Nominal (kV)	Factor de Potencia
$VN \geq 100 \text{ kV}$	$\text{fdp} \geq 0,98$ inductivo

2.6 INDICADORES DE DESEMPEÑO

En cualquier Punto de Conexión al SEIN, en la que accedan las instalaciones de generación, transmisión y demanda, deberán cumplir con los indicadores de desempeño que se listan a continuación:

⁴ Es la potencia alcanzada en la última etapa del proyecto.

2.6.1 TENSIÓN

Las indicadas en el numeral 8 del Anexo 2.

2.6.2 SOBRECARGAS

Las indicadas en el numeral 8 del Anexo 2.

2.6.3 REQUISITOS DE ESTABILIDAD

Aplicable para el caso de generadores, motores y compensadores síncronos.

Las indicadas en el numeral 8 del Anexo 2.

2.6.4 NIVELES DE ARMÓNICOS

Todas las instalaciones eléctricas que tengan cargas con características "**No Lineales**" y de comportamiento intermitente o que tengan cargas con una característica especial de operación o instalaciones que cuenten con equipos basados en electrónica de potencia, para su conexión al SEIN deben cumplir con limitar sus inyecciones de corriente armónica a los valores indicados en IEEE-519 (Ref. [25]), e IEC 61000-3-6(Ref. [12]), en el Punto de Conexión.

Estos límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión serán evaluados a nivel simulación considerando el aporte individual de cada instalación.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 3. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICAS		

3.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos y criterios importantes a tomar en cuenta para el diseño de las nuevas instalaciones, ampliaciones y repotenciaciones de transmisión eléctrica que se conectarán al SEIN, para estandarizar y mantener la confiabilidad y seguridad de la operación del SEIN dentro de los estándares de continuidad y calidad del suministro.

3.2 PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.2.1 CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN

Las capacidades de transmisión por límite térmico, en corriente alterna, de las líneas del STTN, STTR y STL deben cumplir como mínimo los valores detallados en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Mínima Capacidad de Transmisión por Límite Térmico de las Líneas Troncales y Locales.

Tensión nominal (kV)	Categorización	Capacidad (MVA/terna)
500	STTN y STL	1400
220	STTR	450
220	STL	250
138	STL	120 (*)

(*) Para Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC). Para el caso de líneas de 138 kV que no pertenezcan al ITC, las capacidades serán adaptadas al tamaño de la instalación.

En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del 30% por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la Tabla 3.1.

3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

El cálculo de la capacidad de corriente de los conductores de fases se realizará cumpliendo lo establecido en la norma IEEE 738 "Standard for Calculating the Current - Temperature of Bare Overhead Conductors" (Ref. [26]).

a. Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN, STTR y STL (indicadas en la Tabla 3.1), la temperatura en los conductores de fase no debe superar el límite térmico de 75 °C (*) para las capacidades de transmisión indicadas y bajo las siguientes condiciones ambientales:

- La temperatura máxima media en la ruta de la línea, que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un período mínimo de 20 años.
- Radiación solar máxima.
- Viento mínimo de 0,61 m/s perpendicular al conductor.
- Mayor altitud promedio
- Latitud promedio
- Para zonas costeras con precipitación media anual de hasta 90 mm:
 - Coeficiente de emisividad = 0,7
 - Coeficiente de absortividad solar = 0,9
- Para zonas con precipitación media anual mayor a 90 mm:
 - Coeficiente de emisividad = 0,8
 - Coeficiente de absortividad solar = 0,8

b. Para las condiciones de emergencia, se admite las siguientes condiciones ambientales:

- Temperatura media en la ruta de la línea.
- Viento mínimo de 1,2 m/s perpendicular al conductor.
- Resto de condiciones similar al literal a.

(*) En caso se propongan conductores especiales resistentes a altas temperaturas, el límite térmico puede incrementarse.

3.2.3 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CABLES DE GUARDA

Los cables de guarda deben tolerar la circulación de la corriente de corto circuito monofásico franco a tierra (o la parte proporcional que le corresponda según distribución de la corriente de falla entre los cables de guarda) en cualquier estructura de la línea, con una duración no menor de 0,5 s. Se deberá emplear lo señalado por la norma IEC 60865 "Short-circuit currents – Calculation of Effects" (Ref. [15]).

El valor mínimo de corriente de corto circuito a considerar, será el obtenido de la base de datos del Plan de Transmisión de largo plazo vigente, que corresponda al último año del horizonte.

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Para la selección de los niveles de aislamiento y protección contra rayos, se deberá tomar en cuenta la práctica y experiencia de las instalaciones de transmisión construidas en el Perú, en zonas con altitudes similares.

Se deberá cumplir con lo señalado en la norma IEC 60071 (Ref. [2]) y el "EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above", Electric Power Research Institute (EPRI) (Ref. [1]) y así como, cumplir con lo siguiente:

- **Selección de la Línea de Fuga**

La selección de la línea de fuga se debe realizar según las recomendaciones de la norma IEC 60815 (Ref. [10]); para aisladores de vidrio y porcelana (IEC 60815-1, IEC 60815-2) y para aisladores poliméricos (IEC 60815-3).

Para considerar el efecto de la zona de ubicación de la instalación, se deben emplear como mínimo los valores indicados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Línea de fuga mínimas en función de la zona (fase-fase)

Zona	Altitud (m)	Nivel de contaminación	Línea de fuga específica (mm/kVf-f)
IA-Costa	$h \leq 1000$	Muy pesada	31
IB-Selva	$h \leq 1000$	Media	20
II	$h > 1000$	Media	$20 * F_c$

Para altitudes mayores a 1000 msnm el factor de corrección será:

$$F_c = e^{0,1215 \times m_1 \times \left(\frac{H}{1000} - 1\right)} \quad (3.1)$$

Donde:

F_c : Factor de corrección por altitud para la línea de fuga

H : Altitud sobre el nivel del mar (m)

m_1 : Exponente característico igual a 0,65

▪ **Aislamiento para Tensión Máxima de Servicio**

Para dimensionar el aislamiento de la línea de transmisión, las distancias mínimas a las estructuras deben cumplir con la máxima oscilación de la cadena de aisladores por efecto del viento, siendo el valor de la velocidad del viento la señalada en el CNE-Suministro vigente.

▪ **Aislamiento para Sobretensiones de Maniobra**

El nivel de sobretensión adoptado para el dimensionamiento de las distancias eléctricas de las estructuras debe ser igual o mayor que el nivel de sobretensiones de maniobra obtenido en los estudios de transitorios electromagnéticos y los valores normalizados establecidos en la norma IEC 60071 (Ref. [2]).

Para el diseño de las líneas del STTN, STTR y STL (solo en 500 kV), se debe considerar una falla de aislamiento por cada 1000 maniobras de energización de línea, y una por cada 100 maniobras en el caso de re-energización.

▪ **Desempeño frente a Descargas Atmosféricas**

Para el diseño de líneas del STTN, STTR y STL (solo en 500 kV), el número total de fallas (contorneos en el aislador) ocasionadas por sobretensión de origen atmosférico, deberá cumplirse con ser menor o igual a los indicados en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STL (500 kV), STTN y STTR

Tensión nominal (kV)	Fallas de origen atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (ver nota)
220 kV	0,05	2
500 kV	0,05	1

Notas: La tasa total de fallas está determinada por las fallas de blindaje (provocadas por descargas atmosféricas sobre conductores) y las fallas debidas a contorneos inversos (provocadas por descargas atmosféricas sobre estructuras o cables de guarda).

La tasa de falla se determina por los contorneos en el aislador, independientemente de si éstos originan la desconexión de la línea, e indistintamente de si el recierre monofásico es exitoso o no.

A menos que se cuente con un estudio específico estadístico para determinar las densidades de rayos a tierra en la línea, se empleará la información del mapa de densidad de rayos a tierra (rayos/km²/año) elaborado y publicado por OSINERGMIN.

Durante la operación de la línea de transmisión, el Titular de la nueva instalación debe verificar la tasa total de fallas de la línea. En caso de no cumplir con los valores de la Tabla 3.3, debe evaluar o considerar la instalación de descargadores de sobretensión a lo largo de la línea.

En el caso de zonas accidentadas se deberá realizar la evaluación de la tasa de fallas considerando alturas promedio (de las fases y cables de guarda) al suelo equivalentes para los vanos largos que cruzan quebradas o valles. Estos valores se promediarán con el número correspondiente a vanos en terreno plano.

Aplicando el modelo electrogeométrico de la Figura 3.1, se muestra un ejemplo de las áreas de exposición del conductor de fase (arco rojo) ante rayos en: a) terreno plano, b) valle o quebrada y c) ladera. Para terreno plano se obtendría un blindaje electromagnético completo, mientras que, para laderas, quebradas o valles el conductor de fase podría quedar desprotegido.

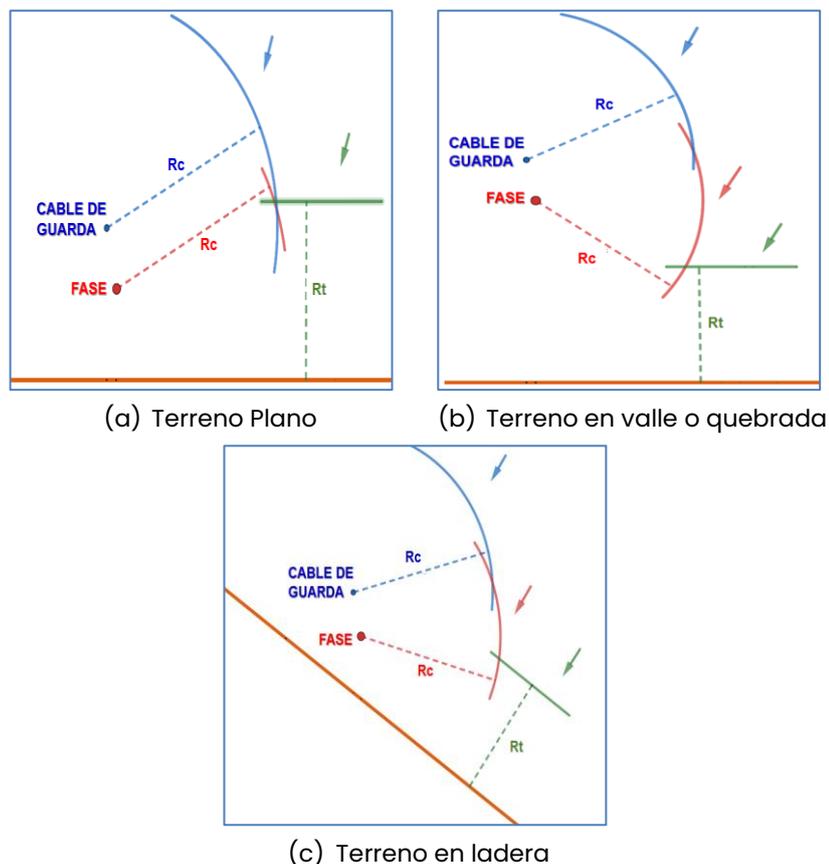


Figura 3.1. Modelo Electrogeométrico de Apantallamiento, con áreas de exposición del conductor de fase ante rayos (trazo de arco intermedio-color rojo).

▪ **Ángulo de Apantallamiento**

El mínimo número de cables de guarda que se adoptarán en los diseños de las líneas del STTN, STTR y STL serán los indicados en la Tabla 3.4; de acuerdo con el nivel de tensión y la densidad de rayos a tierra (DRT) del mapa de DRT de OSINERGMIN.

Tabla 3.4. Mínimo número de cables de guarda en líneas del STTN, STTR y STL

Tensión nominal (kV)	Número de Cables de Guarda	
	DRT ≤ 1 rayo/km ² /año (*)	DRT > 1 rayo/km ² /año
500	2 cables de guarda	
220	1 cable de guarda	2 cables de guarda
138	- (**)	1 cable de guarda

(*) O en zonas de baja actividad atmosférica comprobada con la experiencia operativa.

(**) Deberá instalarse cable de guarda de 1 a 2 km de longitud, antes de cada subestación asociada a la línea.

Para las líneas de transmisión con un solo cable de guarda, el ángulo de apantallamiento deberá ser menor a 25°. Para las líneas del STTN, STTR y STL con dos cables de guarda, el máximo ángulo de apantallamiento del cable de guarda a los conductores de fase laterales deberá cumplir lo indicada en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Ángulos de apantallamiento en líneas del STTN, STTR y STL, con dos cables de guarda

Tensión Nominal	Ángulo de apantallamiento		
	Altitud ≤ 3000 m (hacia el litoral) Altitud ≤ 1500 m (selva)		Altitud > 3000 m 1500 < Altitud ≤ 3000 m (selva)
	Estructura de un circuito	Estructura de dos o más circuitos	Estructuras de uno o más circuitos
138 kV	-	+10°	0°
220 kV	+15°	0°	-10°
500 kV	+10°	0°	-10°

Nota: El ángulo de apantallamiento en zonas con alta probabilidad de formación de hielo puede ser apropiadamente modificado.

▪ **Reducción de Fallas Simultáneas en Líneas de Doble Circuito**

Cuando una línea del STTN diseñada para doble circuito deba recorrer zonas andinas con altitudes mayores a 4000 msnm, zonas de selva (alta o baja) o zonas con DRT mayor a 6 rayos/km²/año, se tendrán que diseñar con estructuras independientes por circuito (dos estructuras de simple terna).

3.2.5 Emisión electromagnética

La metodología a utilizar para el cálculo de las emisiones electromagnéticas, será la indicada en el “EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above”, Electric Power Research Institute (EPRI). (Ref. [1]).

▪ **Efecto corona**

El máximo gradiente superficial por fase está dado por el valor promedio de los valores de máximo gradiente superficial de cada subconductor.

En líneas del STTN, STTR y STL debe verificarse que el valor máximo de gradiente superficial en cada fase, sea menor a los siguientes valores de gradientes críticos:

- 16,0 kVrms/cm, en región costa con altitudes hasta 1000 msnm.
- 18,5 kVrms/cm, en región selva con altitudes hasta 1000 msnm.
- En las zonas con altitud mayor a 1000 msnm, el gradiente crítico será obtenido con la fórmula de Peek, con un margen de seguridad del 5%, según se muestra:

$$E_c = 0,95 \times m \times 21,1 \times \delta x \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta r_c}} \right) \text{ kVrms/cm} \quad (3.2)$$

Donde:

- E_c : Gradiente crítico (kVrms/cm)
- m : Factor de irregularidad del conductor = 0,81
- δ : Densidad relativa del aire
- r_c : Radio del conductor (cm)

▪ **Radio interferencia**

El diseño debe cumplir con lo establecido en la norma internacional IEC CISPR 18 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment (Ref. [21, 22 y 23]).

▪ **Ruido audible**

El ruido audible en el límite de la faja de servidumbre debe cumplir con lo indicado en el CNE-Utilización vigente. Para líneas del STTN y STTR se aplica el límite correspondiente a zona residencial, mientras que para líneas del STL se aplica el límite según la zona que atraviesa.

▪ **Campo eléctrico**

El campo eléctrico medido a un metro del nivel de suelo y al límite de la faja de servidumbre, deberá cumplir con lo indicado en CNE-Suministro vigente. Para líneas del STTN y STTR, se aplica el límite correspondiente a exposición poblacional, mientras que para líneas del STL aplica el límite según la zona que atraviesa.

▪ **Campo magnético**

El campo magnético medido a un metro del nivel del suelo y al límite de la faja de servidumbre, debe cumplir con lo indicado en el CNE-Suministro vigente. Para líneas del STTN y STTR se aplica el límite correspondiente a exposición poblacional, mientras que para líneas del STL aplica el límite según la zona que atraviesa.

3.3 PARA EL DISEÑO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.3.1 SECCIONES MÍNIMAS DE CONDUCTORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LOCAL

Para líneas locales, las secciones mínimas de conductores (ACSR, AAAC, ACAR o similar) hasta una altitud de 1000 msnm, serán las indicadas en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Sección mínima de conductor de fase hasta 1000 msnm para STL

Tensión nominal	Número de conductores por fase	Costa	Selva
138 kV	1	150 mm ² (*)	120 mm ² (*)
220 kV	1	400 mm ²	380 mm ²
500 kV	4	355 mm ²	279 mm ²

(*) Para Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) de 138 kV, la sección mínima será de 240 mm².

3.3.2 REQUERIMIENTOS ELECTROMECAÑICOS

En los STTN y STTR los cables de guarda de cualquier tipo y formación, deben tener la capacidad de soportar descargas atmosféricas iguales o superiores a las que soporta el cable de acero galvanizado de extra alta resistencia (Extra-High Strength) de 9,53 mm de diámetro. Los cables de guarda que correspondan al STL podrán emplear cables que equivalgan a diámetros menores.

Todos los elementos sujetos a descargas atmosféricas directas, incluidos conjuntos flexibles de estructuras atirantadas (tipo Cross-rope o Chainette), cables OPGW, etc., deben conservar sus capacidades mecánicas a lo largo de su vida útil.

3.3.3 REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

El diseño mecánico de una línea de transmisión debe cumplir con lo señalado en el CNE-Suministro vigente, en lo referido a las cargas mecánicas sobre las estructuras, cables, aisladores y cimentaciones. Los criterios indicados se deben complementar con la norma IEC 60826 "Design Criteria of Overhead Transmission Lines" (Ref. [11]) y lo siguiente:

- a) Cuando se trate de estructuras metálicas reticuladas, establecer al menos una hipótesis de viento diagonal a 45° o 50° respecto del eje transversal, según las características geométricas del cuerpo de la torre.
- b) Para las torres de suspensión de 500 kV del STTN, plantear una hipótesis de contención de fallas ante caída de torre adyacente. Como mínimo, la hipótesis contemplará la aplicación de tiros longitudinales desequilibrados en todas las fases equivalente cada uno de ellos al 20% de la tensión de temperatura media anual. En cada uno de los puntos de sujeción de cables de guarda, se aplicará un tiro mínimo de 2000 kg.

La hipótesis indicada complementa y no sustituye cualquier otra hipótesis de desequilibrio longitudinal aplicable en uno solo de los puntos de sujeción de fases, hipótesis normalmente conocida como de rotura de fase.

Los conductores de fase y cables de guarda de la línea de transmisión deberán contar con dispositivos que amortigüen las vibraciones ocasionadas por el viento.

Para el cruce de líneas de transmisión con carreteras principales se debe utilizar estructuras de anclaje en ambos lados de la vía.

3.3.4 LÍNEAS EXPUESTAS A LA ACUMULACIÓN DE HIELO

En zonas donde la línea de transmisión esté expuesta a la acumulación grande de hielo (por encima de los 4000 msnm y en zonas de tundra subtropical) se tendrá que evaluar el empleo de separadores entre fases, ampliar las distancias entre fases, utilizar crucetas de largo diferente, restringir la longitud de vanos u otra solución para evitar el riesgo de cortocircuito entre fases y efecto "Galloping".

En zonas superiores a 4000 msnm que no estén ubicadas en zonas de tp-AT (tundra pluvial Alpino Tropical) o tp-AS (tundra

pluvial Alpino Subtropical), se darán soluciones al cortocircuito entre fases y efecto "Gallopig", cuando se verifique su efecto durante la operación de la línea.

Las zonas de tp-AT o tp-AS serán identificadas con el Mapa Ecológico del Perú.

3.3.5 TRANSPOSICIONES

Las líneas de transmisión con tensiones nominales mayores a 100 kV, con longitudes comprendidas entre 70 y 250 km deben contar por lo menos con un ciclo completo de transposición (compuestos por 3 transposiciones simples a las longitudes de 1/6, 3/6 y 5/6 del extremo de la línea).

Para longitudes mayores a 250 km las líneas deben tener como mínimo dos ciclos completos de transposición (compuestos por transposiciones simples a las longitudes de 1/12; 3/12; 5/12; 7/12; 9/12 y 11/12 del extremo de línea). En el caso de líneas de doble circuito, los ciclos de transposición deben realizarse en sentidos opuestos.

Para el caso de líneas existentes con transposición, los tramos de línea resultantes del seccionamiento deben cumplir con todos los criterios mencionados.

3.3.6 CONDICIONES PARA LA LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS

Toda línea del STTN o STTR debe diseñarse para una temperatura del conductor de fase de 75°C (ACAR, AAAC, ACSR), respetándose a esta temperatura las distancias de seguridad desde el momento del tendido de los conductores.

Las distancias de seguridad deben respetarse en toda condición de operación. Con el fin de asegurar el cumplimiento de las distancias de seguridad, durante el diseño de la distribución de estructuras, se recomienda considerar un margen de reserva mínimo de 0,30 m.

La localización de estructuras se realizará en base a la mayor flecha del conductor de fase que se obtenga de las siguientes condiciones:

- 75 °C en condiciones finales de tensado para líneas del STTN o STTR, y líneas del STL se empleará el valor de temperatura obtenida para la capacidad mínima de transmisión indicada en la Tabla 3.1.

- En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del 30% por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la Tabla 3.1, a condiciones finales de tensado, para las condiciones ambientales indicadas en el numeral 3.2.2. b.
- Para zonas con hielo de acuerdo con el CNE – Suministro, se verificará la flecha en condiciones finales de tensado.

3.3.7 GEOMETRÍA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA ESTRUCTURA

Se debe aplicar lo señalado en CIGRE Technical Brochure 348: “Tower Top Geometry and Mid Span Clearances” (Ref. [32]).

▪ **Distancias mínimas fase-tierra ante sobretensiones a frecuencia industrial, maniobra y rayo**

En todas las líneas del STTN, STTR y STL, las distancias mínimas fase (incluye partes energizadas) a tierra ante sobretensiones a frecuencia industrial, maniobra y rayo en las estructuras deberán ser las establecidas en las Tablas 3.7, 3.8 y 3.9.

Tabla 3.7. Distancias mínimas fase-tierra ante Sobretensiones a frecuencia industrial (m) (Di)

Altitud h (m)	Tensión Nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	0,31	0,48	1,14	1,06
500<h≤1000	0,33	0,50	1,21	1,13
1000<h≤1500	0,35	0,53	1,30	1,20
1500<h≤2000	0,37	0,57	1,39	1,29
2000<h≤2500	0,39	0,60	1,49	1,38
2500<h≤3000	0,41	0,63	1,59	1,47
3000<h≤3500	0,44	0,67	1,71	1,58
3500<h≤4000	0,46	0,71	1,84	1,70
4000<h≤4500	0,49	0,76	1,98	1,82
4500<h≤5000	0,52	0,81	2,13	1,96

Nota: Esta distancia también corresponde a la distancia de arco seco del aislador ante sobretensión a frecuencia industrial.

Tabla 3.8. Distancias mínimas fase - tierra ante Sobretensiones de Maniobra (m) (Dm)

Altitud h (m)	Tensión Nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	0,38	0,83	3,50	2,73
500<h≤1000	0,42	0,90	3,73	2,91
1000<h≤1500	0,46	0,98	3,98	3,11
1500<h≤2000	0,50	1,07	4,24	3,31
2000<h≤2500	0,55	1,17	4,52	3,53
2500<h≤3000	0,60	1,28	4,83	3,77
3000<h≤3500	0,66	1,39	5,15	4,02
3500<h≤4000	0,73	1,52	5,49	4,29
4000<h≤4500	0,80	1,66	5,85	4,57
4500<h≤5000	0,87	1,81	6,24	4,88

Nota: Esta distancia también corresponde a la distancia de arco seco del aislador ante sobretensión de maniobra.

Tabla 3.9. Distancias mínimas fase - tierra ante Sobretensiones de Rayo (m) (Da)

Altitud h (m)	Tensión Nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	1,21	1,96	3,04	2,90
500<h≤1000	1,29	2,09	3,23	3,08
1000<h≤1500	1,37	2,22	3,43	3,27
1500<h≤2000	1,46	2,36	3,65	3,48
2000<h≤2500	1,55	2,51	3,88	3,70
2500<h≤3000	1,65	2,67	4,13	3,94
3000<h≤3500	1,76	2,84	4,39	4,19
3500<h≤4000	1,87	3,02	4,67	4,45
4000<h≤4500	1,98	3,21	4,96	4,73
4500<h≤5000	2,11	3,41	5,28	5,03

Nota: Esta distancia también corresponde a la distancia de arco seco del aislador ante sobretensión de rayo.

▪ **Distancias mínimas fase-tierra para cadenas de suspensión y anclaje**

Se deberá verificar las distancias mínimas a tierra en la estructura por las oscilaciones de las cadenas de suspensión.

Para determinar la presión de viento (P_v) sobre el conductor, se empleará la ecuación de Hornisgrinde:

$$P_v = 0,885 \times V \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right) \quad (3.3)$$

Donde:

V : Velocidad del viento en m/s perpendicular al conductor.

Tabla 3.10 Distancias mínimas fase - tierra en cadenas de suspensión

Nivel de Tensión	Distancias mínimas fase tierra		
	Viento cero	50% Viento Máximo	Viento máximo
138 kV	Da	Dm	Di
220 kV	Da	Dm	Di
500 kV	Max(Da;Dm)	Min(Da;Dm)	Di

En general, las distancias de seguridad deberán incluir el espesor de los perfiles de acero a partir del eje de su gramil (distancia del eje del perfil a su borde exterior) y además incluir la distancia de los travesaños para el escalamiento a la torre. En caso de utilizar espinterómetros o pesas para reducir la oscilación del conductor, también se tomará en cuenta esta ferretería como energizada. Con todo ello, las dimensiones mínimas serán:

- Ancho del **gramil**: 0,05 m
- Largo de los pernos de escalamiento: 0,25 m

Como ejemplo, en la Figura 3.2 se muestra una torre de suspensión 500 kV en la cual se muestran las distancias mínimas a tierra.

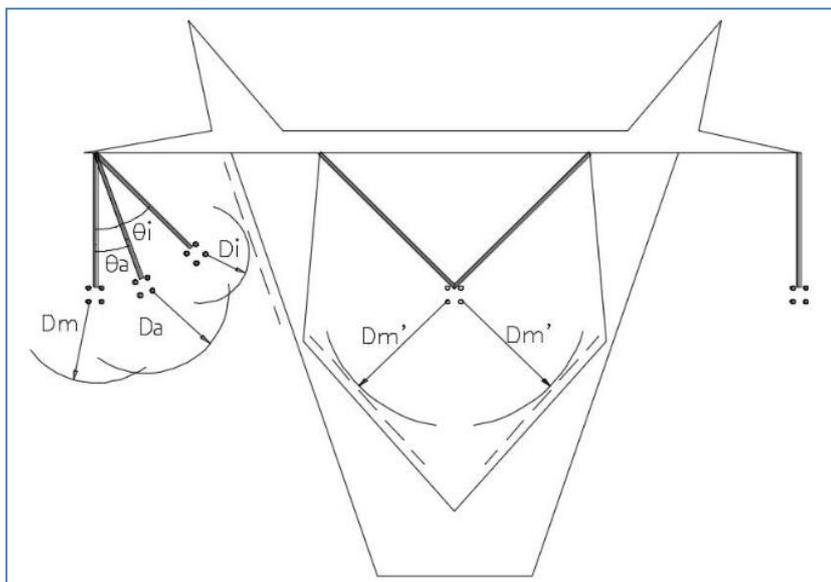


Figura 3.2. Distancias fase - tierra y ángulos de oscilación en una estructura de suspensión típica de 500 kV.

Para el caso de ángulos de salida pronunciados del conductor respecto al eje horizontal, se tendrá en cuenta un espaciamiento adicional para guardar las distancias de seguridad respecto a la cruceta inferior o la parte inferior de la "ventana" (de ser el caso) por el efecto del ancho de la cruceta o del cuerpo de la torre. En su defecto a este análisis, se tomarán las siguientes distancias adicionales:

138 kV	:	0,30 m
220 kV	:	0,40 m
500 kV	:	0,52 m

Como ejemplo, en la Figura 3.3 se muestra una torre de suspensión de 220 kV en la cual se muestran las distancias mínimas fase a tierra mencionadas:

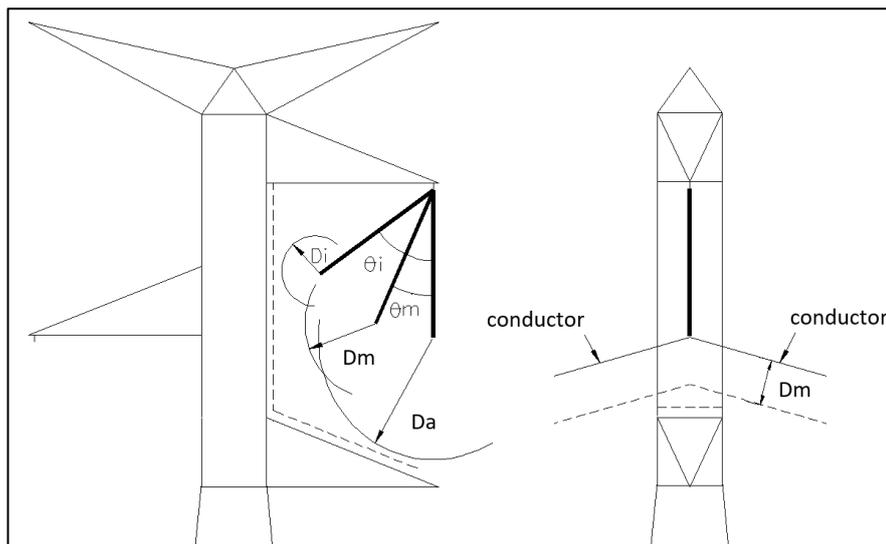


Figura 3.3. Distancias fase - tierra y ángulos de oscilación en una estructura de suspensión típica de 220kV

Para el caso de estructuras tipo “Cross Rope”, para viento máximo, se deberá tomar en cuenta el desplazamiento horizontal de los puntos de apoyo de las cadenas de suspensión en el cable principal, según se muestra en la Figura 3.4.

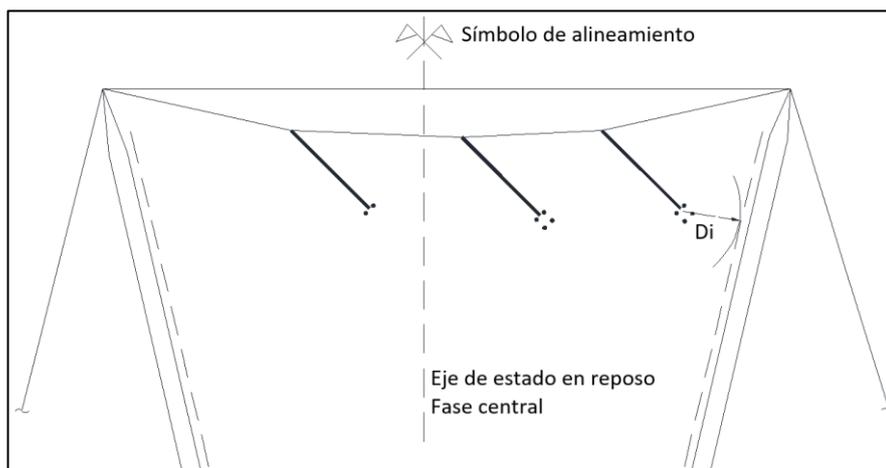


Figura 3.4. Desplazamiento horizontal de los puntos de apoyo de las cadenas de suspensión, en estructuras tipo cross rope, con viento máximo

Tabla 3.11. Distancias mínimas fase - tierra en cadenas de anclaje

Nivel de Tensión	Distancias mínimas	Semiángulo topográfico del conductor
138 kV	D_a	$\alpha/2$
220 kV	D_a	$\alpha/2$
500 kV	Max (D_a ó D_m)	$\alpha/2$

Nivel de Tensión	Distancias mínimas	Semiángulo topográfico del conductor
138 kV	Da	$\alpha/2$

Tabla 3.12. Distancias mínimas fase - tierra en "cuello muerto"

Nivel de Tensión	Distancias mínimas		Semiángulo topográfico del conductor
	Viento cero	Viento máximo	
138 kV	Da	Di	$\alpha/2$
220 kV	Da	Di	$\alpha/2$
500 kV	Max (Da ó Dm)	Di	$\alpha/2$

La Figura 3.5 muestra el "cuello muerto" y su respectivo ángulo de inclinación " θ " de un valor mínimo de diseño de 30°. El ángulo topográfico del conductor influye en la ubicación y oscilación del "cuello muerto".

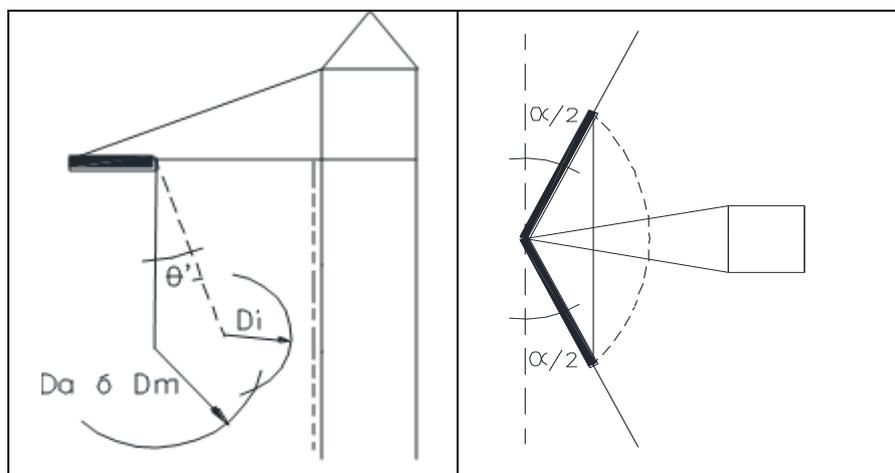


Figura 3.5. Distancias fase - tierra y ángulos de oscilación en el "cuello muerto"

Cuando no se pueda preservar las distancias de seguridad del "cuello muerto", deberá preverse la utilización de una cadena de orientación y/o una cruceta que tenga su extremo cuadrado o ancho

Para el lado de la torre en la cual el "cuello muerto" está hacia fuera del eje de la torre, no será necesario el uso de cadenas de orientación.

Tabla 3.13 Distancias mínimas fase - tierra en cadenas de orientación

Nivel de Tensión	Distancias mínimas		Semiángulo topográfico del conductor
	Viento cero	Viento máximo	
138 kV	Da	Di	$\alpha/2$
220 kV	Da	Di	$\alpha/2$
500 kV	Max (Da ó Dm)	Di	$\alpha/2$

El valor mínimo de diseño del ángulo de inclinación de la cadena de orientación será de 20°.

El ángulo topográfico del conductor y el peso de la cadena de orientación influyen en la oscilación de dicha cadena.

▪ **Separación mínima entre conductores de fase a mitad de vano**

Para todas las líneas del STTN, STTR y STL, la distancia entre conductores a mitad del vano no será menor a la que resulte de la siguiente fórmula:

$$D = K_c \sqrt{f + L} + \frac{V}{\delta \times 150} + b \text{ (m)} \quad (3.4)$$

Dónde:

- D : Separación entre conductores (m)
- f : Flecha del conductor a 40°C (m)
- L : Longitud oscilante de la cadena de suspensión (m)
(para aisladores rígidos: L=0)
- V : Tensión máxima entre fases (kV)
- δ : Densidad relativa del aire
- b : Diámetro exterior del haz de subconductores para distancias fase a fase (m) (o la mitad del diámetro exterior para distancia fase a tierra (m), o b = 0 para conductores individuales).
- Kc : Coeficiente que depende de la posición relativa de los conductores y del ángulo máximo de oscilación del conductor "θ", según la Tabla 3.14.

Tabla 3.14. Valores de coeficiente Kc

Rango del ángulo de oscilación θ	Posición relativa entre los conductores 1 y 2 (ψ°)		
	Horizontal 90° a 80°	Triangular 80° a 30°	Vertical 30° a 0°
>65°	0,70	0,75	0,90
55° a 65°	0,65	0,70	0,85
40° a 55°	0,62	0,65	0,75
$\leq 40^\circ$	0,60	0,62	0,70

Los ángulos de oscilación se determinan para la máxima velocidad del viento usando la ecuación de Hornisgrinde.

También, la fórmula se usa para obtener la distancia entre conductor de fase y cable de guarda, empleando la tensión $V/\sqrt{3}$.

Para las zonas donde no hay presencia de hielo no será necesario considerar la distancia vertical de 30° a 0°.

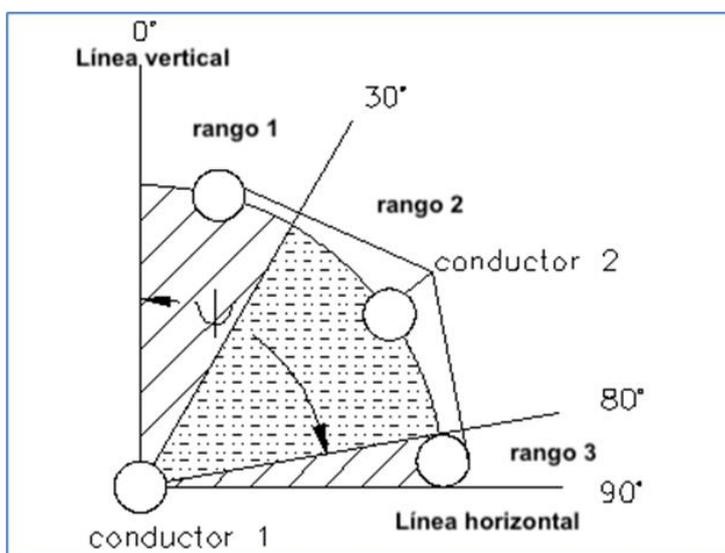


Figura 3.6. Posición relativa del conductor 2 respecto al conductor 1, para determinar Kc

▪ **Distancia Vertical Mínima entre conductor y cable de guarda en la estructura**

La distancia vertical mínima entre el conductor de fase y cable de guarda en la estructura será la indicada en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15. Distancia vertical mínima entre el conductor de fase y cable de guarda (m)

Altitud h (m)	Tensión Nominal		
	138 kV	220 kV	500 kV
$h \leq 1000$	3,7	4,2	5,4
$1000 < h \leq 1500$	3,7	4,2	5,6
$1500 < h \leq 2000$	3,8	4,3	5,8
$2000 < h \leq 2500$	3,8	4,4	6,0
$2500 < h \leq 3000$	3,9	4,5	6,1
$3000 < h \leq 3500$	4,0	4,6	6,4
$3500 < h \leq 4000$	4,0	4,7	6,6
$4000 < h \leq 4500$	4,1	4,9	6,8
$4500 < h \leq 5000$	4,2	5,0	7,0

La flecha del cable de guarda no debe superar el 90% del valor correspondiente a la flecha del conductor, para la hipótesis de viento nulo y temperatura media para las condiciones iniciales de tensado.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 4. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS		

4.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos técnicos mínimos y criterios de diseño de los equipos principales de las Centrales de Generación Convencional (CGC) y No Convencional (CGNC) para su conexión al SEIN, así como las exigencias para los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS), con la finalidad de no ocasionar un impacto negativo a la operación interconectada al sistema eléctrico y cumplir con los requisitos básicos de control de la potencia activa y reactiva, tensión y frecuencia durante la operación normal y en contingencia

4.2 ALCANCES

Los presentes requisitos se aplican a las CGC y CGNC que se conectan al SEIN dentro del alcance de aplicación del PR-20.

4.3 CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)

4.3.1 CRITERIOS GENERALES A CONSIDERAR

- En condición de operación normal, el conjunto generador-transformador, debe tener capacidad para entregar, en el lado de alta tensión del transformador, la potencia activa máxima (potencia suministrada por la turbina), con suficiente potencia reactiva para cumplir con el factor de potencia neto en este punto, de acuerdo con lo establecido en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1. Factor de Potencia Neto por Tipo de CGC

Tipo de unidad	Factor de Potencia Neto		
	capacitivo		inductivo
Hidroeléctrica	0,95 (subexcitado)	≤ f.d.p. ≤	0,95 (sobreexcitado)
Termoeléctrica			0,90 (sobreexcitado)

El cálculo del factor de potencia neto se detalla en el Apéndice del presente capítulo.

- En condición de operación en contingencia, las unidades generadoras y sus servicios auxiliares, durante la ocurrencia de fallas trifásicas en el SEIN, deben tener la capacidad de mantenerse conectadas y soportar huecos de tensión en bornes de generación con la característica que se muestra en la Figura 4.1.

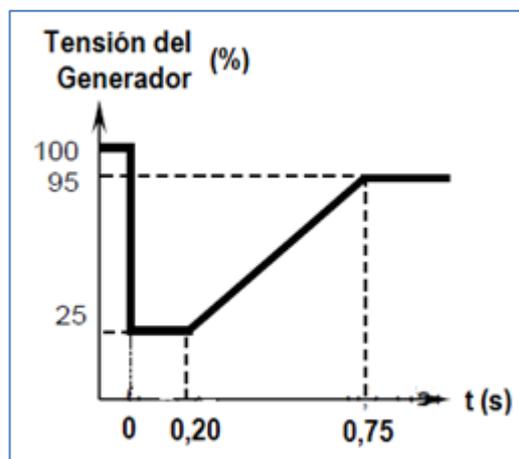


Figura 4.1. Hueco de tensión por falla trifásica en el SEIN, visto en bornes del generador

- Ante contingencias en el SEIN que provoquen la desconexión de las unidades de generación, estas deben tener la capacidad de quedar girando en vacío listas para su reconexión al sistema y no bloquearse o irse a parada total.
- Las unidades de generación deben estar preparadas con los equipos de protección (infraestructura y medios de comunicación) para poder participar en el Esquema Especial de Protección para la desconexión/reducción automática de generación cuando el COES lo solicite.
- Las unidades de generación o centrales de generación deberán tener su propio suministro de servicios auxiliares y no ser compartidos con otras instalaciones de terceros.
- Todas las unidades generadoras deben ser diseñadas para soportar esfuerzos torsionales provenientes de maniobras de equipos de transmisión, corto circuitos en la red o reconexiones de grandes cargas.
- Para el caso de las unidades térmicas, deben ser diseñadas tomando en cuenta los modos de oscilación subsíncrona del

SEIN, de manera que no entre en resonancia ni incorporar modos resonantes; para lo cual deberán realizar los estudios necesarios para evitarlo.

- Para el caso de centrales de ciclo combinado, deben ser diseñadas cumpliendo como mínimo lo siguiente:
 - a) La central debe soportar la desconexión de cualquiera de las unidades turbogas que alimentan a la caldera de recuperación de calor (Heat Recovery Steam Generator - HRSG), mientras se mantiene la potencia del resto de las unidades turbogas sin cambios en su producción, a excepción de su eventual contribución a la Regulación Primaria de Frecuencia.
 - b) El conjunto ciclo combinado debe tolerar la desconexión de la(s) unidad(es) turbo vapor sin interferir con la producción de las unidades turbogas. En tal evento, la instalación debe proveer los medios para evitar eventuales daños sobre las instalaciones del HRSG.
 - c) El diseño para operar como ciclo combinado debe prever el acoplamiento de la turbogas a la turbo vapor mediante un "Damper" automático, para no ocasionar inflexibilidades a la operación por su acoplamiento.
 - d) El conjunto ciclo combinado que cuente con dos o más unidades TG, debe tener capacidad para operar sin restricciones en las diferentes configuraciones posibles (por ejemplo, si tuviera dos TG y una TV: TG1, TG2, TG1+TV, TG2+TV, TG1+TG2+TV).

4.3.2 CONMUTADOR DE TOMAS DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR

Los conmutadores de tomas deberán ser del tipo fijo de regulación sin carga (sin tensión), pudiendo ser también del tipo continuo (gradines) con regulación bajo carga (con tensión).

El número de tomas y el paso de regulación seleccionados deben permitir aprovechar todo el rango de operación tolerado por la curva de capacidad (diagrama P-Q) del generador, operando en condiciones de estado normal.

El número de tomas y el paso de regulación se determinan en función de la tolerancia a variaciones de la tensión en el Punto de Conexión al sistema. La Tabla 4.2 define valores referenciales

del paso de regulación (%) en función del nivel de tensión del Punto de Conexión.

Tabla 4.2. Pasos de Regulación del Cambiador de Tomas por Rangos de Tensión

Rangos de tensión (kV)	Paso de Regulación del cambiador de tomas
Rango \geq 500 kV	\leq 1,0%
500 kV > Rango \geq 220 kV	\leq 1,5%
220 kV > Rango \geq 100 kV	\leq 2,0%
Rango < 100 kV	\leq 2,5%

4.3.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN DE TENSIÓN (SERT)

- La CGC debe estar diseñada para operar en tres (3) modos distintos, como son:
 - Modo control de tensión;
 - Modo control de potencia reactiva;
 - Modo control de factor de potencia

El COES establecerá el modo de control con la que operará la central, cuando apruebe su integración al SEIN; tomando los bornes del generador o la barra de alta tensión de la central como referencia de control.

- Los sistemas de excitación deben preverse para operar en forma continua en el rango entre 59,5 Hz y 60,5 Hz y con tensiones dentro del rango de $0,9 \text{ pu} \leq V_n \leq 1,05 \text{ pu}$ del valor de la tensión nominal, para cualquier corriente de carga.
- Ante la aplicación del 5% en la consigna del regulador con la unidad operando en vacío, deberá ser debidamente amortiguada y presentar una sobreoscilación (sobrevolver) inferior al 15%, un tiempo de crecimiento inferior a 0.4 s y un tiempo de establecimiento no superior a 1,5 segundos. Se entiende por tiempo de crecimiento el intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para pasar del 10% al 90% de su valor final. El tiempo de establecimiento corresponderá a aquel donde la variable tensión se encuentre dentro de una banda de $\pm 5\%$ en torno a su valor final o de régimen.

- Las centrales que posean más de una unidad de generación deberán contar con un control centralizado (control conjunto de tensiones).

Requisitos de la Excitación

Debe contener como mínimo los siguientes recursos:

- Control automático de tensión en bornes del generador, en la barra de alta tensión de la central y/o punto de conexión.
- Control manual de la excitación del generador.
- Control automático de conmutación suave al control manual y vice-versa.
- Compensación de corriente reactiva.
- Desexcitación rápida del campo del generador.
- Limitación automática de la relación Volt / Hertz.
- Limitadores automáticos de la excitación, en valores máximo y mínimo (Efdmáx. y Efdmín.).
- Capacidad transitoria de la tensión negativa.
- Estabilizador de sistemas de potencia (PSS).

Requisitos de la Excitatriz

La Tabla 4.3 contiene los recursos mínimos de la excitatriz:

Tabla 4.3. Requisitos mínimos de Excitatriz

Descripción	Requisitos Técnicos Mínimos
Capacidad Nominal de la Excitación	La capacidad de conducción de la corriente continua (CC) debe ser como mínimo un 110% de la corriente necesaria para mantener al generador operando con potencia máxima y 105% la tensión nominal.
Rangos de Tensión	a) Tensión Máxima $\geq 2,5 V_{n_{campo}}$ b) Tensión Mínima: $\geq 0,8 V_{n_{campo}}$ $V_{n_{campo}}$ = Tensión de campo nominal a condiciones nominales.

Descripción	Requisitos Técnicos Mínimos
Tiempo de respuesta de la Tensión de Campo	<p>Ante fallas severas localizadas en proximidades de la unidad de generación, el crecimiento de la tensión de campo deberá ser tal que la tensión entregada por el sistema de excitación alcance su máximo antes de 15 ms para una caída sostenida de la tensión en los terminales de la unidad generadora del 50%.</p> <p>Tiempo mínimo para llegar al techo de excitación ante escalones del 15%-20% en la consigna del regulador de la unidad operando en vacío, debe ser cercano a 50 ms.</p> <p>En el caso que el sistema de excitación no admite una medición directa del desempeño de la excitatriz, como por ejemplo "Excitación rotativa sin escobillas (brushless)", mediante simulaciones deben demostrar que las exigencias al sistema de excitación y en el caso de no cumplir, deberán demostrar que no producirá afectación a la seguridad del Sistema y la calidad del servicio.</p>
Alimentación de la Excitatriz	El sistema de excitación de cada generador debe ser totalmente independiente, no debe ser compartido con otro equipo.

Requisitos para el Regulador de Tensión

En caso de rechazos de carga en los terminales del generador que estuviera operando dentro de su curva de capacidad, a tensión nominal:

- La tensión transitoria no debe exceder el valor máximo de 120% del valor ajustado
- La tensión en las tres fases del generador debe ser rápidamente restablecida para un valor comprendido entre $\pm 5\%$ del valor ajustado en un tiempo inferior a 0,5 s después de la ocurrencia del rechazo y mantenerse en ese rango durante todo el periodo de sobrevelocidad admisible por el conjunto generador – turbina.

Requisitos del Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS)

Toda unidad de generación en su sistema de regulación de tensión debe contar con una Señal Estabilizante (PSS⁵) basados en la Integral de Potencia Acelerante, para amortiguar

⁵ Power System Stabilizer

oscilaciones de baja frecuencia en el rango de 0,2 Hz hasta 2,5 Hz.

4.3.4 CONTROL DE POTENCIA - FRECUENCIA (CPF)

- Cada unidad de generación convencional debe estar diseñada para una frecuencia nominal de 60 Hz y soportar variaciones de frecuencia dentro del rango que se muestra en la Tabla 4.4, sin desconectarse del SEIN y cumpliendo los tiempos mínimos especificados. Para ello, cada unidad debe tener un controlador de Potencia-Frecuencia (Gobernador o regulador de velocidad).
- Cada regulador de velocidad deberá estar diseñado como mínimo para operar en condición automática o en condición manual, para los modos: a) potencia activa constante y b) Estatismo (“Droop”).
- El regulador de velocidad deberá tener la funcionalidad de operar en red interconectada y red aislada.
- El regulador de velocidad en condiciones de rechazo total de carga; debe ser capaz de controlar la velocidad de la unidad generadora para evitar su desconexión por sobrevelocidad.
- Las CGC que posean más de una unidad de generación, además de su regulador de velocidad individual, deberán tener un control conjunto de potencia activa de toda la central, para una adecuada distribución de la generación entre las unidades.

Tabla 4.4. Tolerancias de Frecuencia de la CGC

	Hidráulica		Térmica	
	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)
Rango de Frecuencia de operación instantánea	$56 \leq f \leq 66$ $f \leq 56$ y $f \geq 66$	instantáneo	$f \leq 57$ y $f \geq 63$	Instantáneo
Operación continua	$59,4 < f \leq 60,6$	--	$59,4 < f \leq 60,6$	--
Sobrefrecuencia	$> 63,0$	10	$> 61,5$	10
Subfrecuencia	$< 58,5$	20	$< 58,5$	10

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

- Todas las unidades o centrales de generación deben tener la infraestructura necesaria para participar en la regulación primaria de frecuencia, con la capacidad y flexibilidad para cumplir la magnitud de potencia requerida y las condiciones de desempeño que establezca la operación del SEIN.
- El regulador de velocidad de cada unidad de generación es el encargado de proporcionar y controlar la RPF, mediante un control primario que debe tener como mínimo las siguientes características:
 - Ajuste automático de potencia activa inyectada a la red.
 - Una función del tipo proporcional.
 - Un estatismo permanente con un rango ajustable entre 2% al 7%.
 - Un estatismo transitorio con un rango ajustable entre 10% al 500%.
 - Una banda muerta con un rango ajustable entre $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia.
- Para las unidades térmicas de generación que operan dentro de un ciclo combinado, los requisitos técnicos mínimos para tener la capacidad de participar en la RPF se aplican para toda la central y no por unidad.
- La tecnología para proporcionar la RPF podrá considerar: generadores, volantes o Bancos de Baterías (BESS) u otros mecanismos que se establezcan en la operación.
- La CGC deberán tener un sistema de medición automático de frecuencia y potencia que registre y evalúe continuamente su desempeño en el cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia y permita el envío de información al COES. La frecuencia y potencia deberán ser medidas en bornes del generador, con una resolución mínima de un segundo (1 s) la cual deberá ser sincronizada a través de un equipo de medición con referencia satelital (GPS). Asimismo, el sistema de medición deberá tener la capacidad de almacenar dicha información por treinta días.

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

- Las unidades de generación o centrales que deseen participar en la RSF del SEIN, deberán poseer un controlador del tipo PID (el proporcional, el integral, y el derivativo).
- Las centrales que participan en el Control Automático de Generación (AGC) deben estar implementadas con los recursos necesarios para su integración con el sistema de AGC del COES. Las centrales de generación con varias unidades, deberán tener su propio AGC de planta para gestionar la potencia de cada unidad.
- Tener capacidad para recibir consignas mediante un mando remoto (del AGC del COES), a fin de subir o bajar generación.
- Cumplir con los gradientes de toma de carga y descarga en MW/min que exige el COES.
- Disponer de la infraestructura de comunicaciones necesaria para enviar y recibir en cada Ciclo de Operación, la información a intercambiar con el COES, según la exigencia de su Procedimiento Técnico PR-22 o el que lo sustituya.

4.3.5 SERVICIOS AUXILIARES

Los Servicios Auxiliares (SSAA) deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Operar satisfactoriamente en las condiciones de sobre y sub-frecuencia presentes en el SEIN, así como durante las variaciones de la Tensión de Operación de las barras, según los criterios de desempeño establecidos y no desconectarse en caso de fallas durante el tiempo de intervención de las protecciones de respaldo en la red de transmisión, o de los tiempos de espera ante fallas monofásicas con recierre exitoso.
- Los servicios auxiliares de cada una de las unidades turbogas (TG) y la unidad turbo vapor (TV) de las centrales de ciclo combinado, deben tener alimentación independiente, a fin de garantizar que una falla en cualquiera de los circuitos de alimentación no provoque la pérdida de todo el conjunto del ciclo combinado.
- El diseño de los servicios auxiliares no debe limitar la operación del generador, para que proporcione en todo el

rango de su curva de capacidad la absorción o entrega de potencia reactiva.

- El Transformador que alimenta los servicios auxiliares, no debe desconectarse por disminuciones de tensión de la red.
- Para las centrales definidas por el COES como de autorestablecimiento (con arranque en negro “Black Start”), deberá tener la capacidad de generación autónoma para arrancar por lo menos de una unidad de generación.
- En la concepción de los sistemas de alimentación DC o AC deberá tener una disponibilidad del 99,98% de los servicios auxiliares, cuyo valor de referencia sea la sumatoria de los 12 últimos meses. Esto implica una indisponibilidad de un máximo de 1 hora y 45 minutos al año.

4.3.6 SISTEMA DE PROTECCIONES

Los lineamientos de diseño del sistema de protecciones y comunicaciones se incluyen en el Capítulo 6 del presente documento.

4.3.7 SISTEMA DE COMUNICACIONES

El sistema de comunicaciones debe cumplir con lo señalado en la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR) a fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real, en simultáneo, al Centro de Control Principal y Centro de Control de Respaldo COES la información que señala la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

4.4 CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC)

4.4.1 REQUISITOS GENERALES

- **Exigencia para Aerogeneradores**

En el SEIN no se permite la conexión de aerogeneradores que utilicen generadores de inducción con rotor en jaula de ardilla.

4.4.2 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y FRECUENCIA

- **En Arranque y Desconexión**

Las CGNC deben garantizar en el arranque una rampa inferior al 10% de la potencia nominal por minuto.

Para el caso de Centrales Eólicas, la instalación debe garantizar que, a altas velocidades del viento a la cual las turbinas eólicas deban desconectar, éstas no se desconecten simultáneamente. La reducción de generación debe ser gradual, antes que se active la protección de desconexión en las turbinas eólicas (cut-out wind speed) y preservando la estabilidad del SEIN.

▪ **En Estado Normal**

La CGNC deberá mantener su generación inyectada al SEIN de manera continua, para una operación con un rango de variación de frecuencia entre 59,4 Hz hasta 60,6 Hz.

En caso de sobre frecuencia mayor a 60,6 Hz, deben tener la capacidad de reducir automáticamente la potencia activa inyectada a la red, de acuerdo con el estatismo ajustado dentro del rango de 2 % a 5 %. Debería llegar a la mitad de la potencia en un tiempo máximo de 15 s y al 100 % dentro de los 30 s.

▪ **En Estado de Emergencia**

Toda CGNC en condiciones de emergencia del SEIN debe tener la capacidad de reducir su potencia activa en forma automática o cuando el COES lo solicite, para ello, debe tener las siguientes características:

- Disminuir su potencia desde el 100 % hasta el 20 % de la potencia nominal, en un tiempo máximo de un (1) minuto.
- Aumentar a su potencia total, con una rampa menor o igual al 10 % de la potencia nominal por minuto.

4.4.3 CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN

▪ **Régimen Permanente**

Las CGNC deben tener la capacidad de absorber e inyectar potencia reactiva en el punto correspondiente al lado de alta del transformador elevador, como mínimo en toda la región indicada en la Figura 4.2. Esta exigencia es aplicable como mínimo en un rango de tensión de 0,95 a 1,05 p.u., en dicho punto.

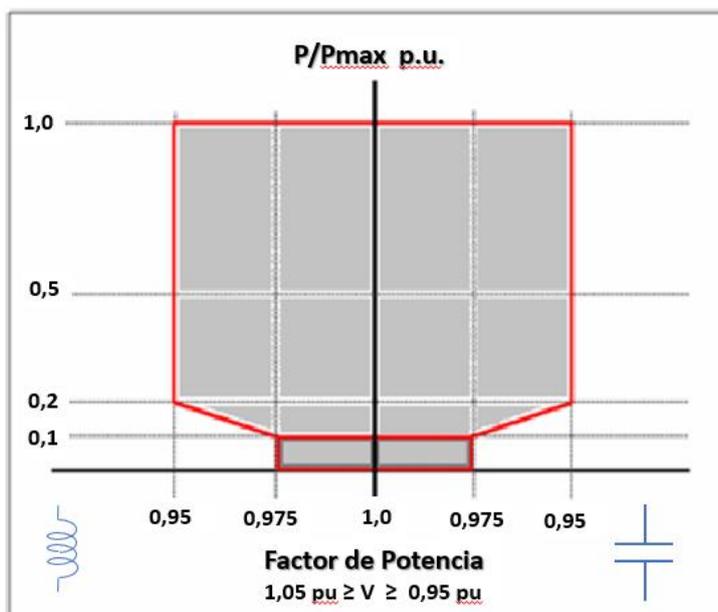


Figura 4.2. Rango de absorción e inyección de potencia reactiva en régimen permanente de la CGNC.

Asimismo, las CGNC deben tener implementado el equipamiento necesario para poder operar con los siguientes tres (3) modos de control:

- Modo control de tensión;
- Modo control de potencia reactiva;
- Modo control de factor de potencia

El COES establecerá el modo de control y la consigna con las que operará una CGNC, cuando apruebe su integración al SEIN, pudiéndolo modificar cuando el sistema eléctrico lo requiera; tomando el lado de alta tensión del transformador elevador como referencia de control. Para cualquier nivel de potencia activa, deben tener la capacidad de estabilizar su respuesta en un tiempo máximo de un (1) minuto.

De otro lado, las CGNC deben poseer un transformador elevador con regulación bajo carga para ajustar la tensión en el lado de media tensión a un valor de 1,0 p.u.

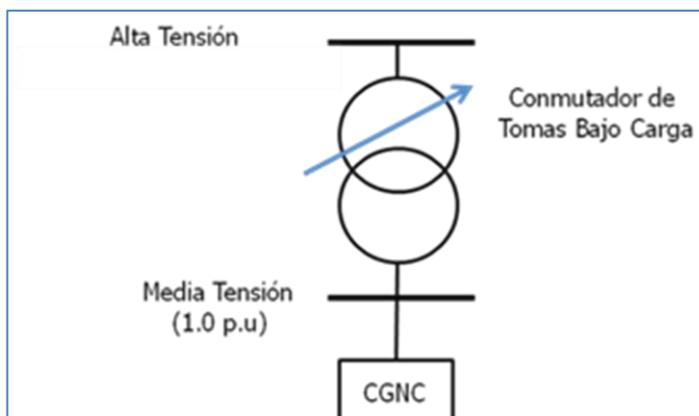


Figura 4.3. Transformador elevador con regulación bajo carga

▪ **Comportamiento Transitorio**

Las CGNC deben estar diseñadas para soportar huecos de tensión⁶ producto de cortocircuitos⁷ en el sistema eléctrico, permaneciendo todos sus componentes conectados al SEIN. Las características del hueco de tensión que debe soportar se muestran en la Figura 4.4, en que la CGNC deberá mantenerse conectada durante todo el periodo de duración de la variación de tensión (en p.u.), que aparece como área sombreada, producto de una falla.

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

El cumplimiento de las exigencias de continuidad de suministro de una CGNC ante Huecos de Tensión es responsabilidad exclusiva del Titular de la nueva Instalación, quien debe presentar un certificado de cumplimiento de Huecos de Tensión, emitido por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas de acuerdo con las normas internacionales, como la UNE-EN ISO/IEC 17025 (Ref. [30]).

⁶ Reducción brusca de la tensión provocada por fallas.

⁷ Cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos.

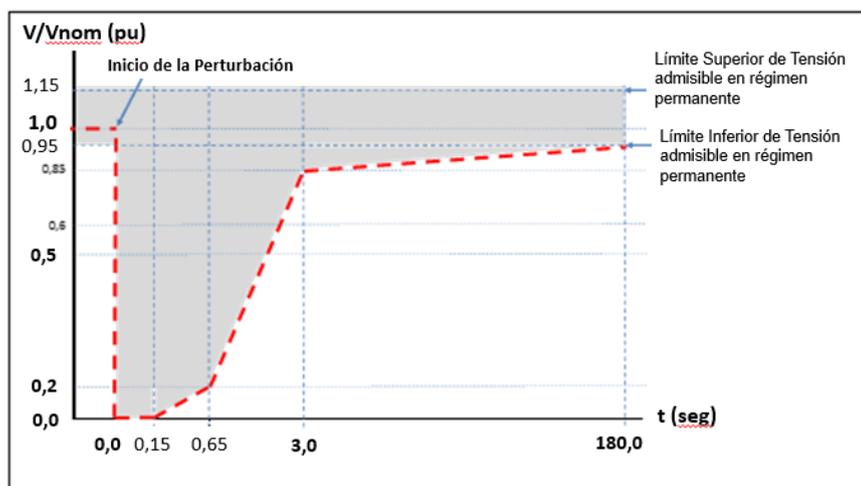


Figura 4.4. Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase

- **Aporte de Corriente Reactiva durante el Hueco de Tensión**

Se debe garantizar que no se consuma potencia reactiva en el lado de alta del transformador elevador mientras dure el Hueco de Tensión.

El aporte de corriente reactiva en el lado de alta del transformador elevador del parque de generación, durante el Hueco de Tensión debe ubicarse en la zona sombreada de la Figura 4.5. La velocidad de respuesta del controlador debe ser tal que se alcance al menos el 90 % de la corriente nominal antes de transcurridos 150 ms desde la detección de la falla.

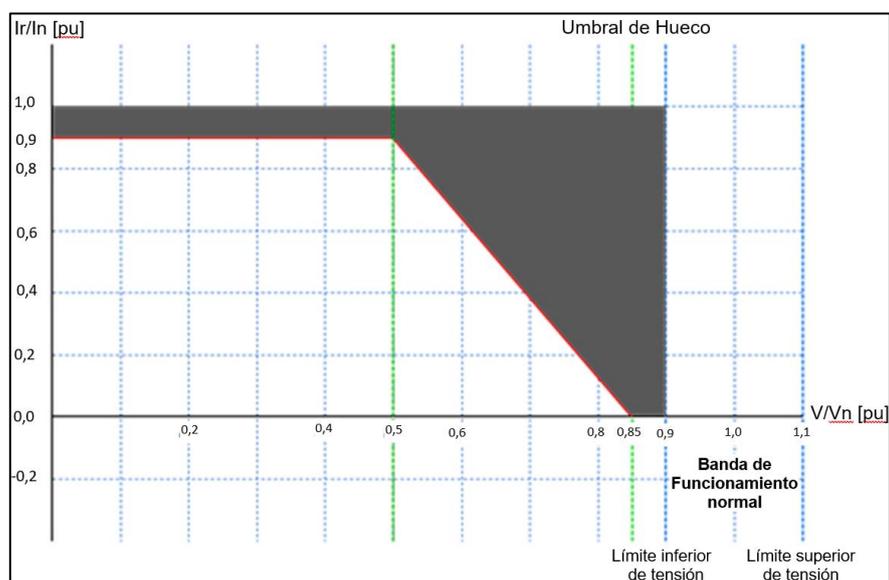


Figura 4.5. Aporte de corriente reactiva I_r , durante el Hueco de tensión

4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA EN CONTINGENCIAS

En perturbaciones y ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de aportar inercia. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y adecuado para emular una inercia (inercia sintética), retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, sistemas de almacenamiento de energía como baterías, volantes de inercia, inversores formadores (grid-forming inverters) u otros mecanismos o tecnologías que permitan el cumplimiento de este requerimiento. En el caso que el modelo para la implementación de inercia sintética requiera una constante de tiempo de inercia (H), se debe considerar un valor compatible al porcentaje establecido, el control deberá ser aprobado en el Estudio de Operatividad.

La contribución (%) de potencia nominal, el tiempo para iniciar la contribución y el periodo mínimo de contribución (desde el inicio de la inyección de potencia) serán definidos por Osinergmin mediante resolución complementaria a propuesta por el COES, según la tercera disposición complementaria transitoria de la Resolución N° 173-2024-OS/CD.

4.4.5 TOLERANCIA ANTE VARIACIONES DE LA FRECUENCIA

La CGNC debe estar diseñada para una frecuencia nominal de 60 Hz y disponer de un sistema de control sensible para controlar variaciones de frecuencia dentro del rango de 57,0 Hz y 62,0 Hz sin desconectarse del SEIN, cumpliendo los tiempos mínimos especificados en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Tolerancias de Frecuencia de la CGNC

Frecuencia (Hz)	Tiempo Mínimo sin Disparo
$f < 57$	0,30 s
$57 \leq f < 57,8$	10 s
$57,8 \leq f < 58,4$	30 s
$58,4 \leq f < 59,4$	30 min
$59,4 < f \leq 60,6$	Operación Continua
$60,6 < f \leq 61,6$	30 min
$61,6 < f \leq 62,0$	30 s
$f > 62,0$	0,3 s

Asimismo, la CGNC deberá permanecer conectada incluso ante cambios de frecuencia con gradientes de hasta ± 2 Hz por segundo.

4.4.6 CALIDAD DE LA TENSIÓN

- **Operación Normal (estado estacionario)**

En el punto de conexión al SEIN, el regulador de tensión debe tener la capacidad de controlar la tensión dentro del rango de $0,95 \text{ p.u.} \leq V_c \leq 1,05 \text{ p.u.}$

Las maniobras del equipamiento de compensación reactiva del proyecto deberán provocar escalones menores a 2,5% de la tensión nominal de tensión en el punto de conexión al SEIN.

- **Parpadeo (Flicker) y Fluctuaciones de Tensión**

Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

- **Tensiones Armónicas**

Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

4.4.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Se deben considerar los requisitos mínimos para las protecciones que se establecen el Capítulo 6, para este tipo de generación.

4.4.8 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y CONTROL EXTERNO

- **Obligación de Contar con un Centro de Control**

Los Titulares de la Instalación de una CGNC deben contar con un centro de control centralizado (CC-CGNC), y cumplir con las disposiciones de la NTCOTR o la norma que la sustituya.

- **Sistemas de Transferencia de Datos**

El sistema de control de cada CC-CGNC, debe cumplir con lo dispuesto en la NTIITR a fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real al COES la información que dispone la NTCOTR.

Adicionalmente, se debe enviar la siguiente información:

Central Eólica

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

Central Solar Fotovoltaica

- Radiación solar.
- Temperatura de las células.

▪ **Sistemas de Predicción de la Potencia**

El titular de la CGNC debe contar con un sistema de predicción de su potencia generada diaria; con capacidad para pronosticar el valor de la potencia total de la instalación con un horizonte mínimo de dos días y con capacidad para realizar actualizaciones dentro de un mismo día.

4.5 EXIGENCIAS PARA LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

El sistema de almacenamiento de energía activa, es capaz de inyectar o absorber potencia al sistema eléctrico de manera rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado.

Estos equipos estáticos, podrán emplearse en la regulación de frecuencia o reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética). Para estos usos, deberán tener alta eficiencia, esto es, el proceso de almacenamiento deberá procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN. Asimismo, deberán estar dimensionados con la capacidad necesaria para cumplir con la magnitud de potencia que se le requiera, durante el periodo de tiempo especificado.

4.5.1 RESPUESTA A LAS VARIACIONES DE TENSIÓN

El sistema de almacenamiento de energía activa debe estar diseñada para soportar huecos de tensión producto de cortocircuitos en el sistema eléctrico, permaneciendo todos sus componentes conectados al SEIN. Las características del hueco de tensión que debe soportar se muestran en la Figura 4.4, la misma que aplica para las CGNC. Este sistema deberá mantenerse conectada durante todo el período de duración de la variación de la tensión, que aparece como área sombreada, producto de una falla.

4.5.2 RESPUESTA A LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA

Este sistema debe estar diseñado para una frecuencia nominal de 60 Hz y disponer de un sistema de control sensible para controlar variaciones de frecuencia dentro del rango de 57,0 Hz y 62,0 Hz sin desconectarse del SEIN, cumpliendo los tiempos

mínimos especificados en la Tabla 4.5., la misma que aplica para la CGNC.

En caso de que el Sistema de Almacenamiento de Energía sea instalado para brindar el servicio de Regulación de Frecuencia, adicionalmente, deberá disponer de un sistema de control que permita cumplir con los requisitos indicados en los procedimientos técnicos correspondientes.

4.5.3 DIMENSIONAMIENTO PARA RPF

La capacidad máxima admisible del sistema de almacenamiento de energía activa para RPF estará sujeta a las disposiciones indicadas en el procedimiento técnico correspondiente.

4.5.4 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Se deben considerar los requisitos mínimos para las protecciones que se establecen en el Capítulo 6.

4.5.5 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y CONTROL EXTERNO

▪ Sistemas de Transferencia de Datos

El operador del sistema de almacenamiento de energía activa debe cumplir con lo dispuesto en la NTIITR a fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real al COES la información que dispone la NTCOTR.

Adicionalmente, se debe enviar la siguiente información:

- Estado: cargando o descargando
- Energía almacenada

4.5.6 CALIDAD DE LA TENSIÓN

Para los parpadeos (Flicker) y Fluctuaciones de Tensión, se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

Respecto a las Tensiones Armónicas se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

APÉNDICE. CÁLCULO DEL FACTOR DE POTENCIA NETO

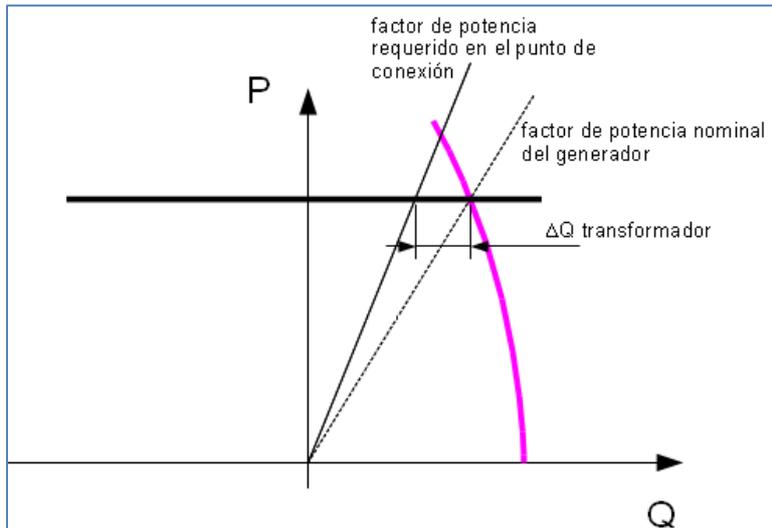


Figura 1A. Diagrama del factor de potencia esperado

El ΔQ en el transformador elevador en la condición de generación a potencia activa máxima debe ser \leq que el indicado en la figura anterior, para su cálculo se utilizarán las siguientes expresiones:

En el diagrama P-Q genérico del generador, se aprecia que la potencia activa máxima puede no coincidir con el factor de potencia nominal de la máquina.

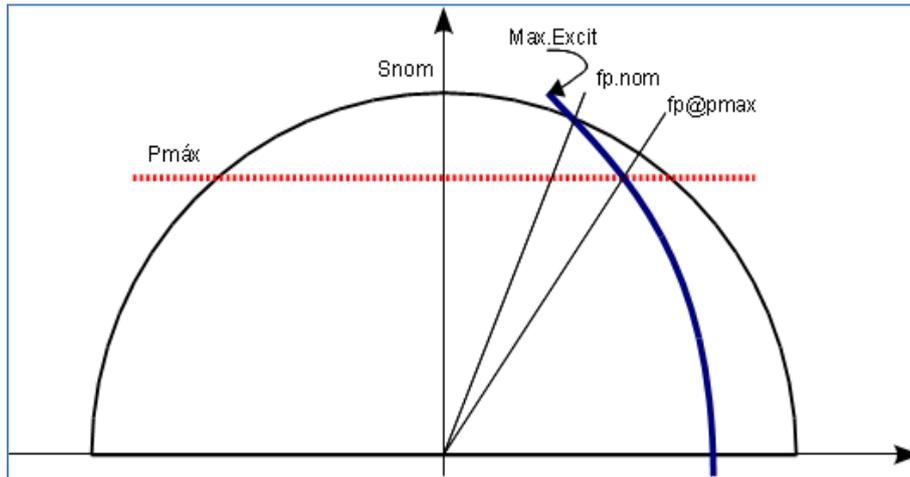


Figura 2A. Diagrama P-Q con factor de potencia del generador a potencia activa máxima

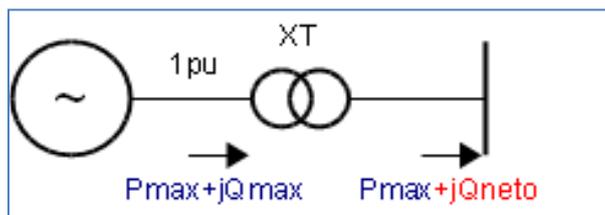


Figura 3A. Esquema simplificado utilizado

El factor de potencia, a la máxima potencia activa generada estará dado por:

$$fp(P_{\max}) = \frac{P_{\max}}{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}$$

Donde:

Q_{\max} es la potencia reactiva máxima del generador a tensión nominal y potencia máxima.

$$Q_{\text{neto}} = Q_{\max} - XT \cdot (PP_{\max}^2 + QQ_{\max}^2) \cdot M_{\text{BASE}}$$

Donde:

$$PP_{\max} = \frac{P_{\max}}{M_{\text{BASE}}}$$

$$QQ_{\max} = \frac{Q_{\max}}{M_{\text{BASE}}}, \text{ y}$$

XT es la reactancia del transformador referida a la potencia nominal del generador M_{BASE} .

Finalmente,

$$fp(\text{neto}) = \frac{P_{\max}}{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{neto}}^2}}$$

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 5. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		

5.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos y criterios para el diseño de las nuevas subestaciones, ampliaciones y repotenciaciones de instalaciones eléctrica que se conectarán al SEIN, para estandarizar y mantener la confiabilidad y seguridad de la operación del SEIN dentro de los estándares de continuidad y calidad del suministro.

5.2 ALCANCE

Es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de transmisión que se conecten al SEIN dentro del alcance de aplicación del PR-20, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad, calidad y confiabilidad de las operaciones.

Para cumplir con ello, las nuevas instalaciones deberán incluir el nuevo equipamiento y las modificaciones necesarias que se realizarán en las subestaciones como resultado de la conexión, sin degradar el diseño original, si no, más bien, mejorarlo.

5.3 TIPOS DE SUBESTACIONES

Las subestaciones que se acepta para el SEIN son de tres tipos:

5.3.1 SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE (AIR INSULATED SUBSTATIONS - AIS)

a) AIS al exterior:

Cuando los equipos de alta tensión están en un patio. En este caso, se exige que los equipos sean instalados sobre soportes, a fin de que las partes energizadas estén a una altura tal que permita el tránsito de personas debajo de los equipos. Para el caso excepcional en que el equipo no se instalar sobre soportes, el área deberá estar cercada.

b) AIS al interior

Cuando los equipos de alta tensión se instalan dentro de un edificio. En este caso, se exige que los equipos sean confinados en áreas cercadas con puertas de acceso que solamente pueden ser abiertas cuando los equipos están sin tensión.

5.3.2 SUBESTACIONES CON CELDAS AISLADAS EN GAS (GAS-INSULATED SWITCHGEAR- GIS)

Estas subestaciones tienen los equipos de alta tensión y sus conexiones encapsulados en compartimentos llenos de gas aislante, usualmente SF6.

5.3.3 SUBESTACIONES TIPO HÍBRIDA

En el diseño de subestaciones tipo AIS del STL, se podrán utilizar módulos híbridos que recoge las características de las subestaciones tipo AIS y GIS, donde el sistema de barras se encuentra aislado en aire mientras que los equipos son integrados en varios compartimientos aislados en gas, normalmente SF6.

5.4 CRITERIOS DE DISEÑO ELÉCTRICO

5.4.1 NIVELES DE TENSIÓN NOMINAL

La tensión nominal de las nuevas instalaciones de transmisión debe especificarse de acuerdo con las tensiones nominales del sistema, recomendadas en el CNE-Suministro vigente. A continuación, la Tabla 5.1 denota las tensiones nominales a 60 Hz con sus respectivas tensiones máximas de operación y aplicaciones en el Sistema de Transmisión.

Tabla 5.1. Tensiones nominales según el CNE – Suministro

Tensión nominal a 60 Hz (kV)	Tensión Máxima de Operación (kV)	Aplicación
500	550	STTN STL
220	245	STTR STL
138	145	STL

5.4.2 CORRIENTES NOMINALES

Las corrientes nominales de las instalaciones serán definidas a partir de los valores de capacidad de transmisión indicados en la Tabla 3.1 del Cap. 3 de este Anexo 1. Los valores definidos serán estandarizados empleando los valores de las normas IEC.

5.4.3 NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

El equipamiento y las instalaciones deben diseñarse para soportar como mínimo las corrientes de cortocircuito que se establecen en la Tabla 5.2, excepto en un transformador y reactor tipo shunt, en donde los niveles de cortocircuito son definidos por las impedancias propias de estos equipos.

Tabla 5.2. Mínimas Corrientes de Cortocircuito para el Diseño

Tensión nominal (kV)	Troncal Nacional	Troncal Regional	Local
500	40 kA	--	(*)
220	--	40 kA (**)	(*)
138	--	--	(*)

(*) El diseño de las instalaciones en el Punto de Conexión, deberá considerar la corriente de cortocircuito de diseño considerado en este punto.

(**) Los equipos pueden considerar corrientes de cortocircuito superiores solo en caso de que las condiciones particulares, como parte de la expansión del sistema, así lo requieran.

5.4.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Niveles de Aislamiento

La coordinación del aislamiento debe definir los niveles de aislamiento para que, tanto las instalaciones y los equipos puedan soportar las sobretensiones a las cuales puedan estar sometidos durante su operación. Se debe definir los siguientes niveles de aislamiento:

Para sobretensiones de baja frecuencia

- Sobretensiones sostenidas a la frecuencia nominal de 60 Hz
- Sobretensiones temporarias

Para sobretensiones de transitorios

- Sobretensiones de maniobra (Switching)
- Sobretensiones atmosféricas (Lightning)
- Sobretensiones de frente muy rápido (Very Fast Front)

Niveles de aislamiento para sobretensiones de baja frecuencia

Los equipos deben soportar las sobretensiones sostenidas a la frecuencia nominal, en régimen permanente y en los terminales de una línea (energizada en vacío), las cuales se indican en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Sobretensiones sostenidas a frecuencia nominal

Tensión nominal a 60 Hz	Tensión Máxima de Operación fase- fase (en régimen permanente)	Tensión Máxima Sostenida fase – fase, en terminales de una línea (por 1 hora)	
		p.u. (tensión nominal)	kV
kV	kV		
500	550	1,20	600
220	245	1,15	253
138	145	1,10	152

Los equipos deben soportar Sobretensiones Temporarias⁸ de 1,4 p.u. de la tensión máxima de servicio.

Descargadores de Sobretensión

Para la protección contra sobretensiones transitorias se debe utilizar descargadores de sobretensión (Surge Arresters). Estos deben ser instalados a la entrada de todos los circuitos que se conectan a la subestación. Asimismo, se debe utilizar descargadores al lado de los aisladores pasatapas (Bushings) de las unidades transformadoras, reactores y demás equipos similares.

Niveles de Aislamiento para Sobretensiones de Transitorios

Los niveles de aislamiento, para las sobretensiones de maniobra (o frente lento) y atmosféricas (o frente rápido), deben ser definidos considerando los valores recomendados por la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2 (Ref. [2]).

Las sobretensiones de frente muy rápido (“Very Fast Front”) solamente se presentan en las subestaciones encapsuladas en SF6. Por tanto, los titulares de la nueva instalación deberán seleccionar sus equipos adecuadamente, a fin de garantizar que

⁸ De acuerdo con la norma IEC-60071-2

no se vean afectados por estas sobretensiones, para lo cual, deberán contar con un documento de respaldo del fabricante.

Corrección del Aislamiento Externo por Altitud

Los niveles de aislamiento externo serán corregidos por altitud según lo indicado en la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2 (Ref. [2]). Los aislamientos internos no requieren ninguna corrección.

Selección de la Línea de Fuga

La selección de la línea de fuga se debe efectuar según las recomendaciones de la norma IEC 60815 (Ref. [10]); para aisladores de vidrio y porcelana (IEC 60815-1, IEC 60815-2) y para aisladores poliméricos (IEC 60815-3).

Para considerar el efecto de la zona de ubicación de la instalación, deberán considerarse como mínimo, los valores indicados en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. Línea de fuga mínimas en función de la zona (fase-fase)

Zona	Altitud (m)	Nivel de contaminación	Línea de fuga específica (mm/kVf-f)
IA-Costa	$h \leq 1000$	Muy alta	31
IB-Selva	$h \leq 1000$	Media	20
II	$h > 1000$	Alta	25

Para altitudes mayores a 1000 msnm, el valor de línea de fuga será corregido por altitud mediante el factor de corrección indicado en la Tabla 3.2 del Capítulo 3 del Anexo 1.

5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

Servicios de corriente alterna

- Los servicios auxiliares (SS.AA.) de corriente alterna estará conformado por un sistema trifásico de cuatro hilos, 380/220 V, 60 Hz.
- El sistema además tiene que contar con un grupo generador de emergencia (Grupo Electrónico) con arranque autónomo y conexión automática a la barra de servicios auxiliares.
- En caso corresponda, se deben considerar dispositivos de protección de los equipos en AC debido a sobretensiones por descargas atmosféricas.

- En subestaciones del STL, deben tener como mínimo una fuente de alimentación en alterna (AC).
- En subestaciones del STTN y STTR, deben tener necesariamente dos fuentes de alimentación en alterna (AC), que pueden ser:
 - a) En subestaciones con dos bancos de unidades transformadoras de potencia: dos transformadores de servicios auxiliares, trifásicos, conectados cada una al terciario de las unidades transformadoras de cada banco, mediante celda con interruptor.
 - b) En subestaciones con un banco de unidades transformadoras de potencia: un transformador de servicios auxiliares trifásico conectado al terciario de las unidades transformadoras del banco, mediante celda con interruptor y, una fuente de alimentación, proveniente de la red de servicio público (alimentación externa) o de un transformador de tensión tipo inductivo, conectado a la barra de la subestación.
 - c) En subestaciones sin banco de unidades transformadoras de potencia: dos fuentes de alimentación, provenientes de la red de servicio público (alimentación externa) y/o de los transformadores de tensión tipo inductivo, conectados a las barras de la subestación.
- Las cargas que requieren alimentación de corriente alterna se clasifican de la siguiente manera:
 - Cargas con alimentación normal y de emergencia (A)
 - Cargas con alimentación normal (B)
 - Cargas con alimentación ininterrumpida (U)

La alimentación a las cargas (A) requiere del arranque automático del generador de emergencia y la conmutación automática para su alimentación desde este generador, una vez que no estén disponibles las demás fuentes.

Para alimentar a las cargas de alimentación ininterrumpida (U) se debe considerar las siguientes opciones:

- Instalación de fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS) alimentados desde las fuentes de corriente alterna de la subestación.
- Instalación de Inversores alimentados desde las fuentes de corriente continua de la subestación.

Servicios de Corriente Continua

Los Servicios Auxiliares de corriente continua de la subestación estará conformado por un sistema de 125 Vcc, con los polos aislados de tierra (punto medio a tierra). Las cargas totales que requieren alimentación de corriente continua se clasifican de la siguiente manera:

- Cargas de los controles y protecciones principales
- Cargas de los controles y protecciones secundarios
- Cargas del sistema de comunicaciones

Para la alimentación a estas cargas de corriente continua se debe considerar dos sistemas independientes, cada uno con lo siguiente:

- Un rectificador – cargador de batería
- Una batería conectada para operar en carga flotante.

En caso corresponda, se deben considerar dispositivos de protección de los equipos en DC debido a sobretensiones por descargas atmosféricas.

Cada uno de estos sistemas debe estar dimensionado para la carga total.

Las baterías deben instalarse en un ambiente con aire acondicionado, para que en caso de emergencia puedan suministrar la energía necesaria por un periodo de tiempo de cinco horas. Al final de este periodo debe tener la capacidad para cerrar los interruptores de alta tensión para conectar la alimentación de los SS.AA., como se muestra en la Figura 5.1.

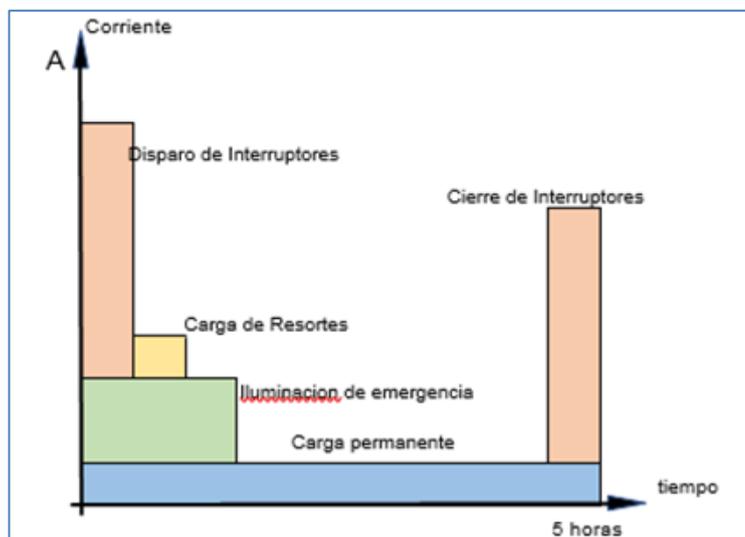


Figura 5.1. Ciclo de carga típico de las baterías

De otro lado, en la Figura 5.2 se muestra el diagrama general de los SS.AA. que se debe implementar en las subestaciones.

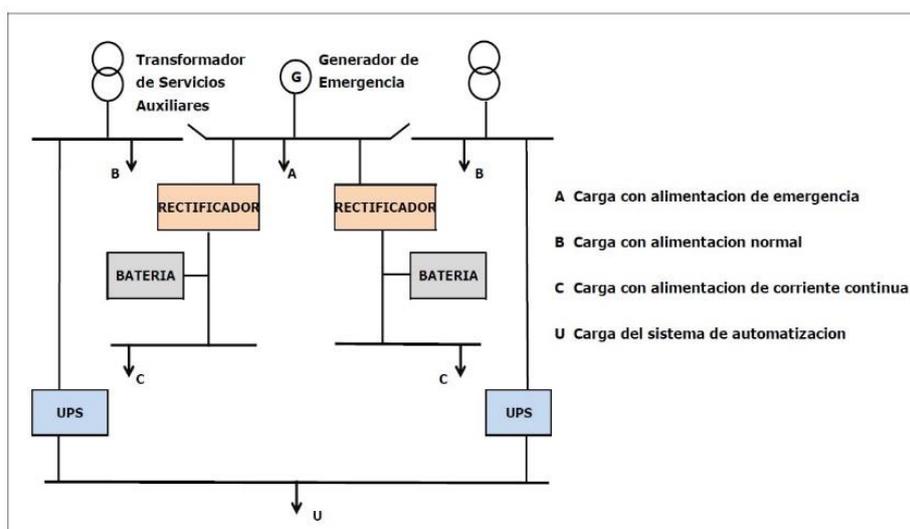


Figura 5.2. Diagrama general de los servicios auxiliares.

Descripción del Equipamiento de SS.AA.

- Para los STTN y STTR, que cuentan con casetas de control, los SS.AA. deberán comprender el siguiente equipamiento:

Caseta de SS.AA. (ubicada usualmente en el Edificio de Control):

- Alimentación en alterna desde los transformadores de SS.AA. y grupo electrógeno.
- Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.

- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
- Bancos de baterías (independientes y redundantes) para la alimentación en continua.

Nota: En el nuevo proyecto se podrá considerar la instalación del banco de baterías redundante, en la caseta de control.

- Tableros en continua para las comunicaciones, control y protección de la subestación.

Casetas de control (ubicada en el patio de llaves):

- Alimentación en alterna desde los circuitos del tablero de distribución de la Caseta de SS.AA.
- Tablero de distribución de circuitos en alterna y continua.
- Tableros en continua de control y protección.
- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
- Alimentación en continua proveniente de los bancos de baterías (independientes y redundantes) de la Caseta de SS.AA.

Nota: En el proyecto se podrá considerar la instalación del banco de baterías redundante, en la caseta de control.

- Para STL, sin casetas de control en el patio de llaves, los SS.AA. se disponen en el Edificio de Control y comprenden:
 - Alimentación en alterna desde los transformadores de SS.AA. y grupo electrógeno.
 - Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.
 - Tablero de distribución de circuitos en alterna.
 - Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
 - Banco de baterías (independientes y redundantes) para la alimentación en continua.
 - Tableros en continua para las comunicaciones, control y protección de la subestación.

En el caso de ampliaciones de subestaciones existentes, los servicios auxiliares existentes podrán permitir la alimentación de las cargas de las ampliaciones, solo con la conformidad del titular de la instalación.

Distancias eléctricas

Para las distancias mínimas y de seguridad se debe cumplir con lo dispuesto por el CNE-Suministro y la norma IEC 60071 (Ref. [2]).

5.5 CRITERIOS DE DISEÑO ELÉCTROMECAÍNICO

5.5.1 CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Campos Eléctricos y Magnéticos

En el interior de las subestaciones donde existe “exposición ocupacional”, y en la vecindad de las subestaciones donde existe “exposición a la población”, no se deben superar los Valores Máximos de Exposición a Campos Eléctricos y Magnéticos a 60 Hz, que se muestran en la Tabla 5.5⁹.

Tabla 5.5. Valores máximos de exposición a Campos Eléctricos y Magnéticos

Campo	Dentro de la Subestación	Fuera de la Subestación
Eléctrico	8,3 kV/m	4,2 kV/m
Magnético	416,7 μ T	83,3 μ T

Corona y Radio Interferencia

Las instalaciones de una subestación no deben presentar efecto corona visible en el 90% del tiempo, para las condiciones atmosféricas predominantes en el área donde se encuentra ubicada dicha subestación. Así, la Tabla 5.6 indica las tensiones mínimas para inicio de extinción de corona visual fase – tierra para diferentes tensiones nominales a 60 Hz.

Tabla 5.6. Las tensiones de extinción de la corona visible

Tensión nominal a 60 Hz (kV)	Tensión mínima de Extinción de Corona Fase - Tierra (kV)
500	350

⁽⁹⁾ CNE-Suministro, Regla 212.

Tensión nominal a 60 Hz (kV)	Tensión mínima de Extinción de Corona Fase - Tierra (kV)
220	161
138	97

Compatibilidad electromagnética

Los disturbios electromagnéticos provenientes de las maniobras en los equipos de patio, las fallas a tierra y las descargas atmosféricas, se deben considerar al analizar la compatibilidad electromagnética. Este análisis debe efectuarse en la etapa de ingeniería de detalle del proyecto con el objeto de definir el entorno electromagnético y sus medidas de control.

Las medidas que se pueden considerar en el diseño para mitigar los disturbios electromagnéticos son:

- El dimensionamiento de la malla de puesta a tierra y su conexión a las estructuras metálicas.
- El uso de cables blindados y la conexión de este a tierra.
- El aislamiento de circuitos, (protección de las casetas de control ubicadas en el patio de llaves mediante Jaulas de Faraday).
- Especificaciones de los equipos, (especificación de equipos con ensayo de interferencia, puesta a tierra de los neutros de los transformadores de corriente en las cajas de agrupamiento, etc.).

5.5.2 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Se deben considerar los criterios de seguridad: tensiones de toque y paso y potenciales transferidos, señalados por el CNE-Suministro y el CNE-Utilización vigentes¹⁰. La malla de tierra debe estar conformada por conductores de cobre desnudo y electrodos de acero con revestimiento de cobre (copperweld), conectados entre sí con soldadura exotérmica.

Los valores de corriente máxima para el cálculo del conductor de la malla de puesta a tierra se consignan en la Tabla 5.2.

Además, se deben considerar los siguientes criterios de diseño:

⁽¹⁰⁾ CNE-Suministro. Reglas 036.A y 036.B.

- La sección mínima de los conductores de tierra debe determinarse con la metodología de la Sección 11 de la IEEE Std. 80-2013 (Ref. [24]).
- Se debe considerar un tiempo mínimo de despeje de fallas de 0,5 s.
- Los criterios de seguridad (tensiones de toque y paso y potenciales transferidos), considerados en el cálculo de la malla de puesta a tierra deben tomar en cuenta la dispersión de la corriente de falla en los cables de guarda de las líneas que convergen a la subestación. Adicionalmente, las tensiones máximas tolerables de paso y contacto se obtendrán siguiendo la metodología descrita en la Sección 8 de la norma IEEE Std. 80 - 2013 (Ref. [24]).
- Asimismo, para el cálculo de la máxima corriente que fluye por la malla de tierra se debe emplear la metodología descrita en la Sección 15 de la norma IEEE Std. 80 - 2013 (Ref. [24]).

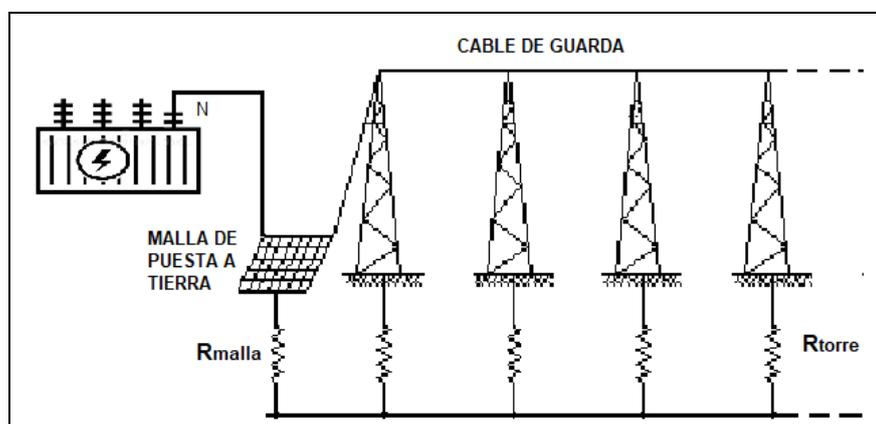


Figura 5.3. Esquema de equipos conectados a la malla de puesta a tierra de una subestación.

5.5.3 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Requisitos de la Protección Contra Descargas Atmosféricas

Todas las subestaciones del STTN y STTR deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas para la protección de sus equipos de patio y edificaciones.

Las subestaciones del STL deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas cuando estén ubicadas en zonas de frecuentes descargas (zona sierra y selva).

Diseño de la Protección Contra Descargas Atmosféricas

Las protecciones contra descargas atmosféricas para los patios de las subestaciones serán diseñadas según la norma IEEE Std 998 (Ref. [34]). Para definir las zonas protegidas se utilizará el método de las esferas rodantes incluido en esta norma.

En los edificios de control y casetas de campo de las subestaciones del STTN ubicados en zonas de alta densidad de descargas atmosféricas, se debe considerar la utilización de edificios metálicos, o alternativamente, la construcción civil con jaula de Faraday, como se muestra en la Figura 5.4.

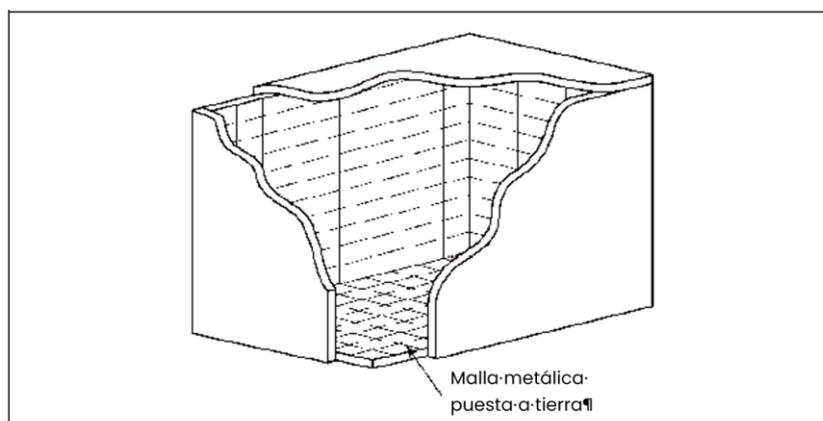


Figura 5.4. Representación de sistema de puesta a tierra con Jaula de Faraday en la estructura de construcción civil.

5.5.4 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Protección General

La Protección contra Incendios para los Equipos de Patio y de la Sala de Control ¹¹ debe ser con Extintores, los cuales deben ser de la Clase C según la Norma NFPA-10- (Ref. [35]), numeral 5.2.3 (Class C: fires that involve energized electrical equipment). Deben ubicarse en las entradas y salidas de las distintas áreas de la subestación.

Sala de Control

El diseño de la Sala de Control debe considerar lo siguiente:

(11) La Regla 114 del CNE-Suministro dice:

Regla 114. Protección contra incendios

La selección del tipo de protección contra incendio para cada instalación será en función a los resultados del Estudio de Riesgos mencionado en el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas.

El equipo extintor de incendios aprobado para el uso esperado, deberá ser ubicado convenientemente y señalizado de manera visible, asimismo deberá ser debidamente mantenido para su oportuna y eficaz operación.

- a) No usar materiales inflamables.
- b) Los accesos y salidas libres y señalizados, de manera que haya siempre una ruta de escape.
- c) Las puertas deben abrir hacia afuera y deben tener barra de apertura de la puerta.

5.5.5 PROTECCIÓN EN LAS UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Cada unidad transformadora del STTN y del STTR deben equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, se debe prever la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades de transformación en caso de accidente.

Los transformadores del STL deben equiparse con un sistema de prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame.

5.6 EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSIÓN

Los equipos de patio del STTN, STTR y STL seguirán los criterios y especificaciones generales señalados en el presente numeral.

Se pueden aceptar otras tecnologías de equipamiento que satisfagan las características nominales de operación indicadas en el presente numeral, siempre que sean de tecnología moderna y de comprobada aceptación internacional.

5.6.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

Las especificaciones técnicas deben definir las condiciones de servicio estandarizadas ¹² para todos los equipos. Se debe considerar lo siguiente:

- a) Temperaturas:
 - Máxima Por lo menos 40 °C o mayor según el lugar de la instalación
 - Media Según el lugar de la instalación
 - Mínima Según el lugar de la instalación - 5 °C ó - 10 °C

(¹²) Se usa como referencia la norma IEC 62271-1 (Ref. [32])

- b) Altitud de Instalación
- Altitud 1000 msnm o mayor según el lugar de la instalación
- c) Contaminación
- Según las normas IEC 60815-1 e IEC 60815-2 (Ref. [10])
- Para la costa Muy alta (Very heavy)
 - Para la sierra Alta (Heavy)
 - Para la selva Media (Medium)
- d) Humedad
- Se debe considerar que hay condiciones para la condensación de la humedad del ambiente.
- e) Vientos
- Según lo establecido en el CNE-Suministro.
- f) Precipitaciones
- Lluvias : Según las condiciones locales (en base a estadísticas de precipitaciones medidas en la zona).
 - Hielo : 20 mm
- g) Radiación Solar
- Según el Mapa Solar del Perú, los valores al mediodía con cielo despejado son:
- Costa Norte y Sierra : 700 W/m²
 - Costa Sur : 1000 W/m²
 - Selva : 500 W/m²
- h) Sismos
- Se debe identificar la zona sísmica según el mapa sísmico del Perú de la norma técnica E.030 "Diseño Sismorresistente" del Reglamento Nacional de Edificaciones.
- Para los equipos de alta tensión y sus estructuras soporte, se deberá cumplir la norma IEEE Std 693 (Ref. [33])

5.6.2 INTERRUPTORES

Los interruptores deberán tener las siguientes características:

1. Maniobrar los circuitos a los cuales están conectados, estableciendo las correspondientes corrientes, sean las nominales o las que aparezcan por el cierre sobre una falla.
2. Deben ser operados mediante motores eléctricos de corriente continua (CC).
3. Conducir y soportar las posibles corrientes que puedan circular por dicho circuito, sean las nominales de manera permanente o las de falla por un tiempo determinado.
4. Interrumpir las corrientes nominales o de falla que circulan a través de sus contactos.
5. En función de la aplicación específica, los interruptores deben tener la capacidad de efectuar las siguientes maniobras:
 - a) Cerrar e interrumpir las corrientes de carga nominal del sistema a cualquier factor de potencia.
 - b) Cerrar e interrumpir las corrientes de las líneas en vacío.
 - c) Cerrar e interrumpir las corrientes de maniobra de los bancos de capacitores.
 - d) Cerrar e interrumpir pequeñas corrientes inductivas sin provocar sobretensiones inadmisibles en el sistema eléctrico.
 - e) Cerrar e interrumpir las corrientes que se produzcan sobre una falla trifásica en sus terminales.
 - f) Cerrar e interrumpir las corrientes de una falla kilométrica.
 - g) Cerrar e interrumpir las corrientes en oposición de fases.
6. Los tiempos de operación o de corte nominal (máximo) para la interrupción de las corrientes de cortocircuito, en función de la tensión nominal serán:
 - a) Mayores a 220 kV : 40 milisegundos.
 - b) 138 kV y 220 kV : 3 ciclos
 - c) Hasta 60 kV : 4 ciclos
7. Contar con un sistema de accionamiento a resortes mediante la carga por un motor eléctrico u otro sistema de accionamiento que ofrezca mejores ventajas operativas.

Serán de la clase M2 (circuit-breaker with extended mechanical endurance, mechanically type tested for 10 000 operations) según la definición de la norma IEC 62271-100 (Ref. [31]).

Asimismo, aquellos interruptores que cuenten con un dispositivo de sincronización de maniobra deben tener un mecanismo de accionamiento unipolar; así como también las líneas de transmisión con tensiones mayores o iguales a 100 kV para permitir recierres monofásicos.

8. Contar con dos bobinas de apertura y una de cierre, totalmente independientes.
9. Los interruptores de los siguientes equipos deben ser unipolares y contar necesariamente con un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado):

- a) Unidad transformadora de potencia con tensión primaria de 500 kV.

En transformadores del STTN y STTR adicionalmente se debe considerar este equipamiento en el lado secundario.

- b) Unidad transformadora de potencia con tensión primaria menor o igual a 220 kV, cuando su potencia sea mayor o igual a 50 MVA y además su relación de corto circuito (Rcc) sea menor o igual a 30.

La relación de corto circuito (Rcc), se calcula dividiendo la potencia de corto circuito del SEIN del punto de conexión, entre la potencia nominal de la unidad transformadora en condición de refrigeración ONAN.

De no cumplirse una de las dos condiciones, se podrán emplear interruptores tripolares, o unipolares con mando trifásico.

- c) Reactores conectados en derivación (de barra o línea), con tensión mayor o igual a 100 kV, en donde para el diseño de los interruptores adicionalmente se debe cumplir la norma IEC-62271-110 (Ref. [43]). Asimismo, para el control de los niveles de tensión transitoria de restablecimiento (TRV), se deberá considerar las recomendaciones de las normas IEC/TR 62271-306 (Ref. [44]) e IEEE Std C37.015 (Ref. [45]).

- d) Capacitores conectados en derivación, con tensión mayor o igual a 100 kV.
 - e) En configuración de barras en interruptor y medio, cuando se requiera mando sincronizado, se debe considerar mando sincronizado en los dos interruptores de maniobra del transformador, reactor o capacitor.
10. Serán diseñados para la secuencia de operaciones de apertura (O), cierre (C) y cierre – apertura (CO) como se indica:
- O – 0,3 segundos – CO – 3 minutos – CO, en el caso de interruptores para recierre rápido (con tiempo muerto).
 - CO – 15 segundos – CO, en el caso de interruptores que no requieren recierre rápido.

Asimismo, para que las partes de su circuito principal sean libres de mantenimiento, deben ser diseñados con la clase E2 (circuit-breaker designed so as not to require maintenance of the interrupting parts of the main circuit during its expected operating life) según la definición de la norma IEC 62271-100 (Ref. [31]). Para los que sean dedicados a la maniobra de capacitores deben ser diseñados con la clase C2 (circuit-breaker with very low probability of restriking during capacitive current breaking) según la definición de la norma IEC 62271-100 (Ref. [31]).

5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Los seccionadores deberán tener las siguientes características:

1. Tener la capacidad de conectar y desconectar partes de la instalación de acuerdo con lo siguiente:
 - a) Maniobra de apertura y cierre de las corrientes de los circuitos, siempre y cuando los extremos de los contactos estén al mismo potencial.
 - b) Maniobra de apertura y cierre de las corrientes residuales capacitivas de las barras y/o de las conexiones de alta tensión de la subestación, cuando uno de los extremos de los contactos se encuentra sin potencial.
2. El aislamiento entre contactos abiertos debe ser mayor que el aislamiento fase – tierra, de manera que si aparece una

sobretensión primero falla el aislamiento a tierra antes de que pase la sobretensión a través de los contactos abiertos del Seccionador.

3. Los seccionadores del STTN, STTR y STL deben ser operados mediante motores eléctricos de corriente continua (CC) y en forma manual al pie del seccionador. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra debe ser motorizado de corriente continua (CC) o manual y se acciona desde el mismo seccionador.
4. Los seccionadores de 500 kV del STTN y STTR deben tener mando motorizado en cada polo. Los seccionadores de 500 kV, del STL y los seccionadores de 220 kV y 138 kV, pueden tener un mando motorizado único para los tres polos.
5. Serán de la clase M2 (disconnector having an extended mechanical endurance of 10000 operating cycles) según la definición de la norma IEC 62271-102 (Ref. [36]).
6. Las Cuchillas de Puesta a Tierra serán de la Clase E2 (earthing switches with a short-circuit making capability of five making operations) según la definición de la norma IEC 62271-102 (Ref. [36]).
7. Contar con interbloqueos para evitar operaciones cuando su interruptor asociado está cerrado y/o cuando esté cerrado el seccionador de tierra.

5.6.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente deberán tener las siguientes características:

1. El número de núcleos de protección y medición serán los requeridos según el equipamiento de protección y medición, propuestos en el diseño de la subestación. No obstante, como mínimo se requieren un núcleo de medición y tres (3) de protección.
2. Los núcleos de medición deben entregar la onda de corriente reducida, hasta el 120 % de la corriente nominal con una precisión menor o igual al 0,2 %.
3. Los núcleos de protección deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- a) Entregar una onda de corriente que no debe ser distorsionada por el componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
- b) No deben saturarse para los niveles de cortocircuito de diseño de la subestación. Para ello, deben tener una adecuada relación de transformación y carga o "burden" nominal. Los burden mínimos serán:

	Transformador de corriente	
	Corriente secundaria: 1 A	Corriente secundaria: 5 A
Núcleo de protección	Clase de precisión: 5P20 Burden: 15 VA (mínimo)	Clase de precisión: 5P20 Burden: 50. VA (mínimo)

- c) Soportar térmica y dinámicamente las altas corrientes de cortocircuito, sin recalentamientos ni daños mecánicos que lo perjudiquen.
 - d) No deben ser afectados en su precisión por causa de cualquier flujo magnético remanente que pudiere presentarse en su operación.
 - e) Deberán ser de precisión 5P20; esto es hasta 20 veces la corriente nominal con una precisión menor o igual al 5 %.
4. La relación de transformación de corriente debe definirse de tal forma que no se transgredan los límites permisibles para los errores de intensidad y desplazamiento de ángulo según norma IEC. La relación mayor del transformador de corriente dependerá de la corriente nominal de la línea, transformador o acoplamiento, se considerarán relaciones menores teniendo en consideración los niveles de corriente evaluados en los estudios eléctricos para el 1er y 3er año.

El diseño debe cumplir con la norma IEC 61869-2 (Ref. [17]) o aquella que la reemplace.

5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Los transformadores de tensión deberán tener las siguientes características:

- 1. Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos.

Para el nivel de 500 kV, solo se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo; excepto cuando sean instalados en una subestación tipo GIS o sean utilizados para servicios auxiliares o se instalen en las barras para facilitar la medición de armónicos, donde podrán ser inductivos. En el caso de los transformadores de tensión de barras de 220 kV deberán ser inductivos

2. El número de devanados de protección y medición serán los requeridos según el equipamiento de protección y medición, propuestos en el diseño de la subestación. No obstante, como mínimo se requieren tres (3) devanados; un devanado para la protección principal, un segundo devanado para la protección de respaldo y un tercer devanado para la medición.
3. Cumplir con los siguientes requisitos funcionales:
 - a) El núcleo de protección debe entregar la onda de tensión reducida, hasta el 150 % de la tensión nominal con una precisión menor o igual al 3 %.
 - b) El núcleo de medición debe entregar la onda de tensión reducida, hasta el 120 % de la tensión nominal con una precisión menor o igual al 0,2 %.
 - c) Entregar una onda de tensión que no debe ser distorsionada por el componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
 - d) Deberán tener una adecuada respuesta frente a transitorios, de manera de no distorsionar la onda de tensión que se entrega a los relés de protección.
 - e) No deberán ocasionar fenómenos de ferorresonancia por oscilaciones de baja frecuencia en el sistema.
4. Asegurar un buen comportamiento en transitorios, para lo cual, deben ser de extra alta capacitancia, cuyo valor mínimo será el siguiente:
 - a) Para 500 kV : 5,000 pF
 - b) Para 220 kV: 10,000 pF
 - c) Para 138 kV : 18,000 pF
 - d) Para 60 kV : 24,000 pF

El diseño debe cumplir con las normas IEC 61869-3 (Ref. [18]), IEC 61869-5 (Ref. [19]) e IEC 60358 (Ref. [9]) o aquellas que las reemplacen.

5.6.6 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN

Los descargadores de sobretensión deberán instalarse en la entrada de la línea de transmisión a la subestación, en todos los devanados de las unidades transformadoras de potencia y en los reactores y capacitores conectados en derivación.

Los descargadores de sobretensión deberán tener las siguientes características:

1. Ser del tipo Óxido de Zinc, con contador de descargas.
2. Los márgenes de protección para las sobretensiones de maniobra (“Switching”) y atmosféricas (“Lightning”), serán las que resulten de la clase y la tensión del descargador de sobretensión seleccionado.
3. La corriente nominal de descarga y la clase de descarga de los descargadores de sobretensión será como se indica:
 - a) Para el STTN en 500 kV: 20 kA, Clase Estación Alto (SH)
 - b) Para el STTR en 220 kV: 20 kA, Clase Estación Alto (SH)
 - c) Para el STL en 220 kV: 10 kA, Clase Estación Medio (SM)
 - d) Para 132 kV: 10 kA, Clase Estación Bajo (SL)
4. Los aisladores que sirven de cuerpo aislante (housing) a los descargadores de sobretensión pueden ser de porcelana. También, por razones sísmicas o de contaminación, se puede aceptar el aislamiento polimérico.

El nivel de aislamiento de los aisladores (housing) deben corresponder como mínimo, a lo indicado en la norma IEC 60099 (Ref. [5]) o aquella que la reemplace. En caso de altitudes mayores a 1000 msnm el aislamiento debe ser corregido (aumentarlo) según las normas IEC.

5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Las unidades transformadoras de potencia deberán cumplir con las siguientes características:

1. Deben ser sumergidas en aceite, para una frecuencia nominal de 60 Hz y especificadas con las tensiones nominales indicadas en la Tabla 5.1 del presente capítulo.
2. Tener la capacidad de suministrar su potencia nominal en forma continua al 100 %, en todo el rango de las tensiones operativas del sistema eléctrico, así como en cualquiera de las posiciones de las tomas de alta o de baja tensión y en todas las condiciones ambientales y a la altitud de instalación especificada.
3. Deberán estar diseñados para operar en condiciones de contingencia con una sobrecarga temporal, para cualquier condición previa de cargabilidad y sin afectarse su vida útil.
4. Los transformadores de potencia deberán ser especificados cumpliendo los siguientes criterios:

- La potencia nominal corresponde a la mayor potencia de las etapas de enfriamiento de cada devanado del transformador.

La relación de potencia nominal de las etapas ONAF y la ONAN no podrán ser mayores a las relaciones indicadas:

Etapa de enfriamiento	ONAF 1	ONAF 2
Relación ONAF/ONAN	1.33	1.66

- La tensión especificada del equipo deberá corresponder a la toma central del conmutador; siendo este valor la tensión nominal del sistema en el punto de conexión de alta tensión.
 - El diseño debe cumplir con la norma IEC 60076 (Ref. [3]) o aquella que la reemplace.
5. El valor de impedancia de cortocircuito deberá ser: $Z_{cc} \leq 14$ %, referido a 75°C y en la base nominal y a la máxima potencia de las unidades transformadoras, incluyendo todas las etapas de la refrigeración. Se admitirán impedancias de cortocircuito superiores solo en casos especiales como, por ejemplo, limitación de corrientes de cortocircuito.
 6. Las unidades transformadoras que sean equipados con conmutadores de tomas bajo carga (OLTC), deberán considerar en la toma central la tensión nominal del sistema

y por lo menos, ocho tomas adicionales para obtener valores de $\pm 10\%$ la tensión nominal.

Los OLTC que sean utilizados en una conexión estrella, serán instalados en el neutro de la estrella que estará puesto a tierra y, los que sean utilizados en una conexión delta, serán instalados en el medio de los devanados (three pole mid-winding arrangement).

7. Tener la capacidad de soportar al menos tres (03) fallas con corrientes de cortocircuitos de diseño antes de una inspección interna.
8. Soportar sin saturación del núcleo, la sobreexcitación en vacío a 60 Hz que se muestra en la Tabla 5.7:

Tabla 5.7. Sobreexcitación en vacío a 60 Hz, en cualquier condición de operación

Periodo	Tensión (p.u.)
10 segundos	1,35
20 segundos	1,25
8 minutos	1,15

Los valores de impedancia máxima y mínima deben cumplir las condiciones de paralelismo cuando la unidad transformadora se instale en paralelo a otra existente.

9. Las pérdidas máximas admisibles en las unidades transformadoras deben ser un porcentaje de la potencia total, incluyendo todas las etapas de refrigeración. Estas pérdidas corresponden a una combinación específica de un par de devanados, ver la Tabla 5.8:

Tabla 5.8. Pérdidas en transformadores, en porcentaje de su potencia trifásica nominal a la tensión y frecuencia nominales.

Unidades transformadoras	Pérdidas Máximas
Autotransformadores 500/220/MT kV	0,3%
Autotransformadores 220/138/MT kV	0,3%
Transformadores Primario 220 kV	0,5%
Transformadores Primario 138 kV	0,6%

10. El nivel mínimo de aislamiento externo de los aisladores pasatapas (bushings) debe ser mayor al aislamiento interno del transformador, el cual, deberá ser corregido por la altitud sobre el nivel del mar.

11. Cada unidad transformadora del STTN y del STTR debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, debe considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente.

Los transformadores del STL deben equiparse con un sistema de prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberán considerar la instalación de muros cortafuegos a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente (en caso de bancos monofásicos o cuando hallan transformadores trifásicos adyacentes).

12. Cada banco transformador que se conecte al STTN y STTR, además de las características mencionadas deberán cumplir las siguientes características adicionales:
 - a) El diseño del transformador deberá considerar dos etapas de enfriamiento: ONAN / ONAF.
 - b) Los transformadores (Fig.5.5(a)) y autotransformadores (Fig.5.5(b)) de potencia deben ser de tres y dos devanados, respectivamente.

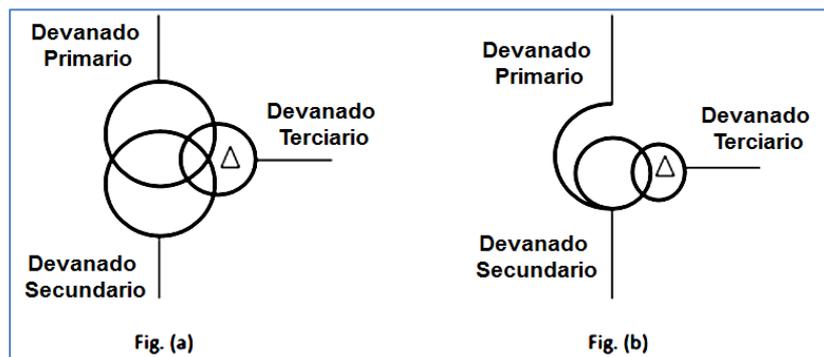


Figura 5.5. (a) Transformador, (b) Autotransformador

El devanado terciario cuya función principal es de compensación, será conectado en delta y debe tener como mínimo una potencia de diseño equivalente al 30 % de la potencia de diseño del devanado alta tensión.

Este devanado terciario sólo podrá utilizarse para la alimentación de los servicios auxiliares de la subestación, para lo cual, deberá implementar un neutro artificial instalando un transformador zig-zag, para proteger a dicho devanado contra fallas a tierra, y

adicionalmente, instalar el transformador para servicios auxiliares.

- c) Estar constituidos por bancos de unidades monofásicas, y deberá tener como mínimo una unidad de reserva (en caso la subestación cuente con uno o con dos bancos). Se debe proveer un esquema de conexión de devanados y de circuitos de protección y control, mediante el uso de seccionadores que operen de forma secuencial, con un sistema de control que permita el recambio rápido de las unidades.
- d) Tener la capacidad de ser energizado por sus devanados primario y secundario, para lo cual debe estar implementado con el equipamiento necesario de interruptores unipolares y mando sincronizado, por ambos bobinados.
- e) Deberán tener conmutadores de tomas bajo carga (OLTC) y regulador automático de tensión.
- f) Utilizar las siguientes potencias estandarizadas:

Tabla 5.9. Potencias Nominales Estandarizadas ONAF en transformadores de potencia

Autotransformadores 500/220/MT kV	Autotransformadores 220/138/MT kV	Transformadores con Primario 220 kV
Unidades monofásicas 3 x 200/200/67 MVA 3 x 250/250/80 MVA	Unidades monofásicas 3 x 50/50/15 MVA 3 x 100/100/30 MVA	50/50/15 MVA 100/100/30 MVA

Solo se permite dos niveles de enfriamiento ONAN/ONAF y una relación de potencia entre ellos de 1.33.

Todas estas potencias deben corresponder a las condiciones de altitud de la instalación.

5.6.8 COMPENSADOR SÍNCRONO

Los compensadores síncronos conectados en paralelo en determinadas barras del sistema para mejorar los niveles de cortocircuito y/o el control de la tensión deben contar con la capacidad nominal y los límites reactivos resultantes de los estudios eléctricos.

5.6.9 EQUIPOS ESTÁTICOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA (SVC)

La ubicación, tipo y el rango nominal de operación de los equipos estáticos de compensación reactiva (SVC) conectados en determinadas barras del sistema para el control de la tensión, serán resultado de estudios eléctricos.

Dependiendo de la aplicación podrán tener control trifásico o control independiente fase por fase. En la definición de estos equipos se debe considerar fundamentalmente lo siguiente:

1. La curva característica V-I para definir los valores nominales inductivo y capacitivo (Figura 5.7)

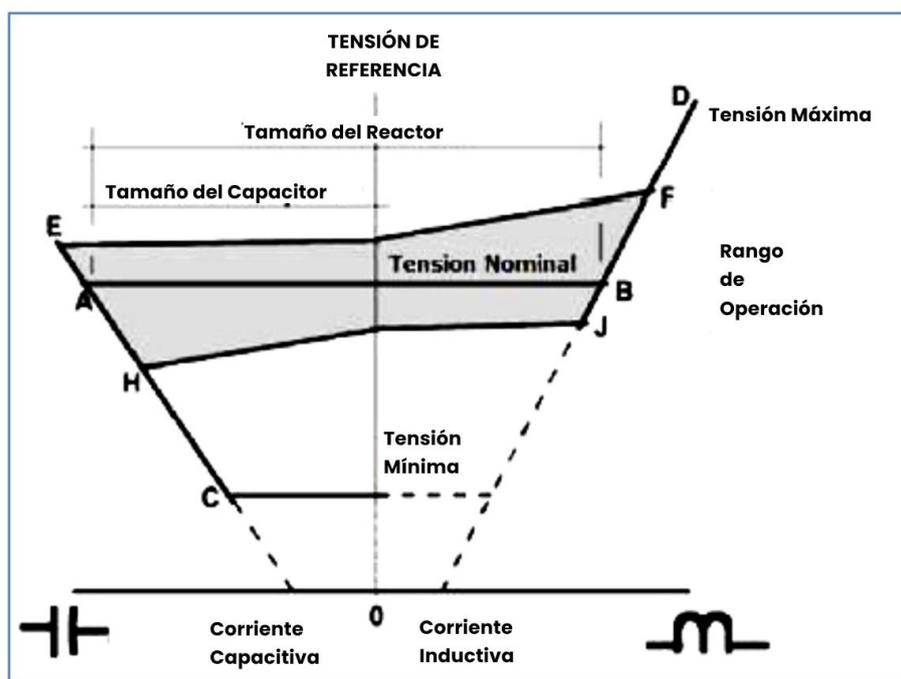


Figura 5.7. Curva característica V-I del SVC.

2. La curva de respuesta con los ajustes de:
 - a) Tiempo de respuesta hasta alcanzar por lo menos 90% de la tensión.
 - b) Máximo sobrealcance de la tensión.
 - c) Tiempo de respuesta hasta alcanzar el rango de $\pm 5\%$.
 - d) Tensión permanente (máxima operativa) 1,05 pu.
 - e) Tensión permanente (mínima operativa) 0,95 pu.
 - f) Tensión transitoria mínima (500 ms) 0,70 pu.

Los bancos de capacitores de los SVC deberán ser diseñados como filtros de armónicos para cumplir con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y con la norma IEEE

Std 519 (Ref. [25]), y también deberán tener su propio interruptor de maniobra para acoplarse.

Los SVC deberán ser especificados con todo el detalle incluido en la norma IEEE Std 1031 (Ref. [37]).

5.6.10 COMPENSADOR ESTÁTICO SÍNCRONO (STATCOM)

De manera similar a los equipos estáticos de compensación reactiva, su ubicación y características nominales de operación en su punto de conexión al SEIN serán resultado de estudios eléctricos.

No deben provocar interferencia en la operación de maniobra de reactores, bancos de capacitores, saturación de núcleos de la unidad transformadora, o en la operación de cualquier otro tipo de equipo, ni propiciar el inicio de condiciones de ferorresonancia.

El sistema de control no puede comprometer el desempeño del sistema, tanto en operación normal como en condiciones de contingencias y emergencias; no obstante, debe permitir bloquearse durante determinadas contingencias (o huecos de tensión). En la definición de estos equipos se debe considerar fundamentalmente lo siguiente:

1. La curva característica V-I para definir los valores nominales inductivo y capacitivo, ver Figura 5.8.
2. La curva de respuesta con los ajustes de:
 - a) Tiempo de respuesta hasta alcanzar por lo menos 90 % de la tensión.
 - b) Tiempo de respuesta hasta alcanzar el rango de ± 5 %.

Asimismo, los niveles armónicos en el punto de conexión al SEIN deberán cumplir con la norma NTCSE y con la norma IEEE Std 519 (Ref. [25]).

Se deberá considerar la norma IEEE 1052-2018 (Ref. [38]) para la especificación técnica de los STATCOM.

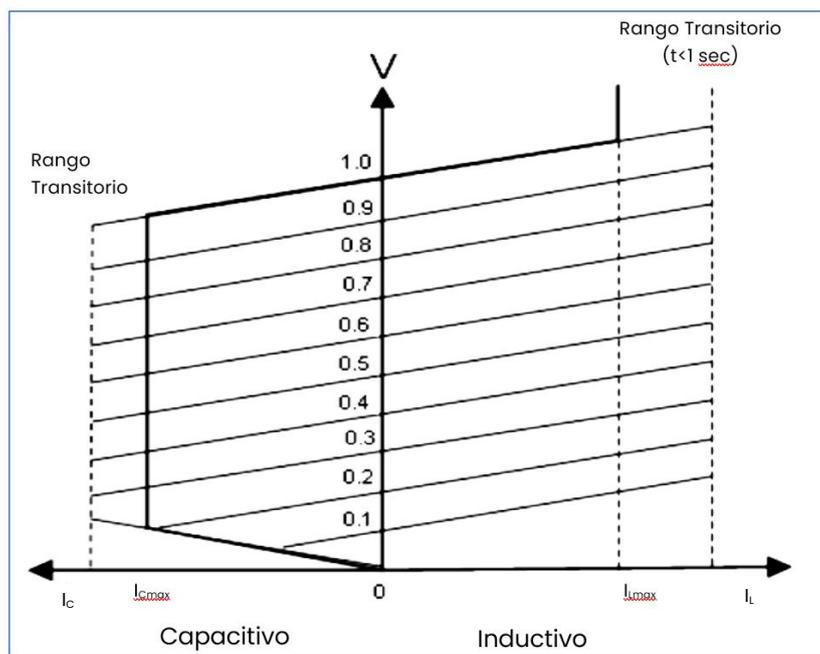


Figura 5.8. Curva característica V-I del STATCOM

5.6.II REACTORES EN DERIVACIÓN

Los reactores en derivación, conformados por los reactores de barra y reactores de línea, deberán tener las siguientes características:

1. Estar diseñados para operar en forma continua a las máximas tensiones de servicio, durante toda su vida útil. Asimismo, deben estar diseñados para soportar las sobretensiones a las que puedan estar expuestos por ser frecuentemente energizados y desconectados de la red, sin pérdida o disminución de su vida útil.
2. Soportar, sin saturación del núcleo, las sobretensiones a 60 Hz indicadas en la Tabla 5.3 de este documento. Además, deben soportar sobretensiones de 60 Hz hasta de 1.40 p.u. durante 2 segundos.
3. Permitir controlar las tensiones, en régimen permanente, en la barra del sistema eléctrico de potencia a la cual se encuentra conectado. Asimismo, deben compensar el efecto Ferranti de las líneas de transmisión con la finalidad de facilitar la maniobra de energización de la línea.

4. Permitir que las líneas que se construyan se puedan energizar desde ambos extremos, excepto cuando las características del sistema en uno de sus extremos no permitan cumplir con el índice de desempeño para tensión en estado normal.
5. Tener sus devanados conectados en estrella. En el caso de los reactores de línea, se debe incorporar un reactor (Bobina Petersen) en el neutro de esta estrella para ser conectado a tierra. Este devanado adicional debe ser dimensionado para permitir la extinción del arco secundario para asegurar el recierre después de una falla a tierra. Asimismo, el reactor de neutro debe contar con un equipo de maniobra en derivación, con el fin de que, al cerrar este equipo, se permita la desenergización del reactor de línea, con los mismos criterios utilizados para los reactores de barra.
6. Los reactores en 500 kV se deben conformar a partir de unidades monofásicas aisladas en aceite y con refrigeración natural ONAN. Se debe prever como mínimo una unidad de reserva por subestación.
7. Los reactores con tensión nominal mayor o igual a 100 kV, deben poseer una celda equipada con interruptor y seccionador.
8. Tener interruptores unipolares y necesariamente capacitores en paralelo a las cámaras de extinción con un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado) con capacidad de ajustes para: (a) En el cierre, reducir la corriente de inserción ("Inrush") en la energización y (b) En la apertura, controlar sobretensiones transitorias de desenergización generadas por la energía inductiva almacenada en la reactancia durante el corte de la corriente.
9. Tener un dimensionamiento adecuado, para que, en su conexión o desconexión, ocasione variaciones de tensión en el punto de conexión dentro del rango de $\pm 2,5 \% V_n$ en estado estacionario, para lo cual, deberán estar compuestos por un número suficiente de equipos (pasos).
10. Cada reactor debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de

derrame. Asimismo, debe considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades en caso de accidente.

11. El grado de compensación de líneas de transmisión será menor a la compensación cuando la susceptancia equivalente por fase del reactor o reactores se aproxima a la susceptancia propia por fase de la línea de transmisión (compensación crítica, condición de resonancia durante eventos de recierre monofásico). Aun cuando se tenga reactores de neutro (atenuantes de las sobretensiones inducidas en la fase abierta durante condiciones de recierre monofásico) se debe considerar el criterio anterior.

En general, el valor de diseño correspondiente al límite superior del grado de compensación para el reactor en derivación será aproximadamente 90%.

En el caso de que aún no pueda restringir la sobretensión a frecuencia industrial cuando el grado de compensación del reactor en derivación haya llegado al límite superior, deberá restringirse mediante otras medidas, como cambiar el modo de compensación.”

El diseño debe cumplir con la norma IEC 60076-6 (Ref. [4]) o aquella que la reemplace.

5.6.12 REACTORES EN SERIE

Los reactores en serie en sistemas de transmisión son utilizados para disminuir la corriente de cortocircuito de las barras, estas deben ser del tipo de núcleo de aire y se conforman a partir de unidades monofásicas.

Los reactores en serie deben poseer celdas equipadas con interruptores y seccionadores, y con interruptor de “by-pass”. Asimismo, deberán contar con capacitor shunt para reducir las sobretensiones de maniobras.

5.6.13 CAPACITORES EN DERIVACIÓN

Los capacitores conectados en derivación deberán tener las siguientes características:

1. Estar diseñados para operar en forma permanente con las tensiones y frecuencia nominales, incluso a la tensión máxima de servicio y con variaciones de la frecuencia de hasta 0,5 Hz.

2. Estar diseñados para ser energizados y desconectados de la red en forma frecuente; por tanto, deben soportar los transitorios de estas maniobras, sin afectar su vida útil.
3. Ser trifásicos con una conexión en doble estrella. Para permitir la medición de la corriente de desbalance, los neutros de cada estrella, deben conectarse entre sí y permanecer aislados de tierra.
4. Ser del tipo “filtro” y su reactor de amortiguamiento debe diseñarse para mitigar los efectos producidos por la conexión del capacitor al sistema, así como los armónicos que hayan sido identificados en el Punto de Conexión.
5. Tener interruptores unipolares y necesariamente un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado) para que en la energización reduzca la corriente de inserción (“Inrush”).
6. Deben tener un dimensionamiento adecuado para que, en su conexión o desconexión, ocasionen variaciones de tensión en el punto de conexión dentro del rango de $\pm 2,5\% V_n$ en estado estacionario, para lo cual, deberán estar compuestos por un número suficiente de bancos (pasos).

El diseño debe cumplir con la norma IEC 60871 (Ref. [39]) o aquella que la reemplace.

5.6.14 COMPENSACIÓN SERIE

Las líneas de transmisión del sistema troncal nacional (STTN) y regional (STTR) pueden ser diseñadas con compensación serie, debiendo ser el grado de compensación menor o igual al 50 % de la impedancia de la línea.

El diseño de la Compensación Serie debe asegurar que no habrá resonancia a la frecuencia nominal ni con las armónicas que puedan estar presentes en el sistema eléctrico. Además, se debe asegurar que la frecuencia de resonancia de la compensación no coincida con la resonancia mecánica en los generadores (resonancia subsíncrona).

Los aspectos de diseño de la configuración y estructura, deberá ser tomado en cuenta por el propietario de la nueva instalación, para seleccionar los equipos que cumplan con las normas internacionales de fabricación.

Capacitores en serie y tecnologías de control asociadas

Cada banco de capacitores debe segmentarse en dos partes considerando valores de reactancias con porcentajes de A% y B% respecto al valor de la reactancia total de los bancos de capacitores, tal como se muestra en el esquema de la Figura 6. Los valores de los porcentajes A% y B% serán definidos por el COES en cada caso en particular.

La ingeniería del proyecto debe desarrollarse previendo el espacio (terreno) suficiente para el caso de que en el futuro una de las secciones o todo el banco de capacitores serie posea una unidad de control tipo TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), que cumple la función de mitigar la resonancia subsíncrona y adicionalmente desempeñar otras funciones de control como el amortiguamiento de oscilaciones, control de flujo de carga, etc.

El diseño debe cumplir con la norma IEC 60143 (Ref. [7]) o aquella que la reemplace.

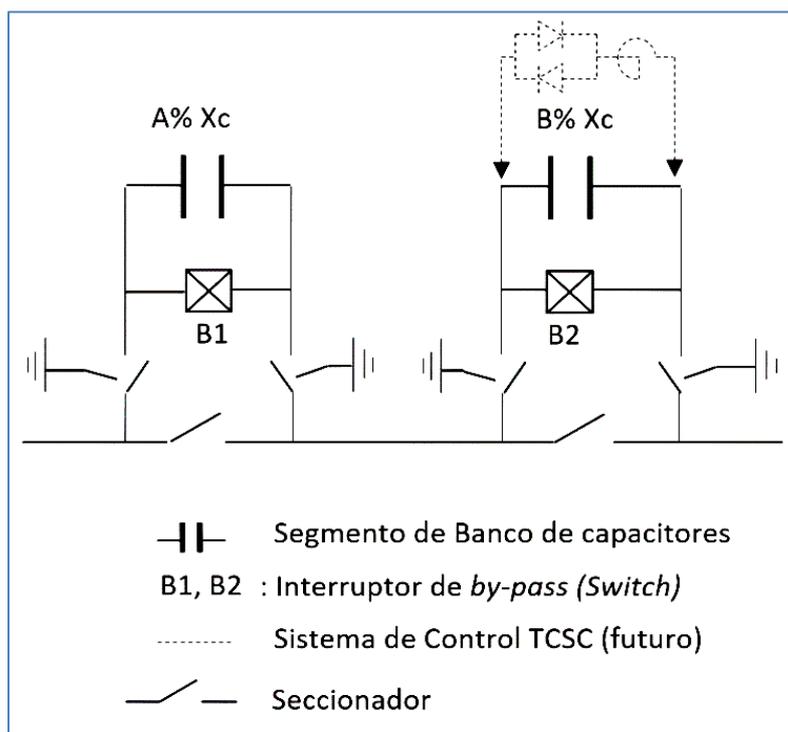


Figura 5.9. Capacitor Serie Segmentado

Otras tecnologías de control

La compensación en serie puede realizarse actualmente sin la utilización de bancos de capacitores en serie, dado los recursos

de control proporcionados por los convertidores electrónicos de potencia. Se tiene como ejemplo a las tecnologías de control tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensator) o variantes a esta.

Estas tecnologías deben permitir funciones de mitigación de resonancia subsíncrona y otras funciones de control (amortiguamiento de oscilaciones, control de flujo de carga, etc.). Asimismo, el diseño de estas tecnologías debe cumplir con estándares técnicos internacionales que a criterio de COES se consideren necesarios.

5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

Las subestaciones encapsuladas aisladas serán en gas SF6 (GIS) u otro gas aislante que tenga como mínimo las mismas características, deben tener las siguientes características:

1. Las celdas GIS deben contener todo el equipamiento de maniobra (interruptores, seccionadores y seccionadores de puesta a tierra) necesario para la maniobra y protección de los circuitos (líneas y unidades transformadoras) de una subestación. En consecuencia, las características técnicas de los interruptores y seccionadores de las celdas GIS son las que han sido definidas en los numerales 5.6.2 y 5.6.3.
2. Las celdas GIS deben estar diseñadas con las apropiadas zonas de gas, de manera que las fallas que se puedan producir dentro del encapsulado solo afecten una mínima parte de la instalación.

Por lo tanto, para cumplir con el requerimiento de asegurar la continuidad de servicio, el diseño de las subestaciones GIS del STTN y STTR, debe considerar compartimentos según las recomendaciones del Anexo F de la norma IEC 62271-203 (Ref. [20]), Tercera Edición. En ese sentido, para las configuraciones que involucren doble barra se admite que solo una barra y una celda permanezcan fuera de servicio durante el mantenimiento, reparación o extensión de la subestación.

3. El diseño de las Celdas GIS debe garantizar que las posibles sobretensiones internas de frente muy rápido (Very Fast Front) son soportadas por el equipamiento.

4. Las celdas GIS deben ser capaces de resistir un arco interno de corriente nominal de corto tiempo por una duración no menor que el tiempo de eliminación de falla de protección principal y de respaldo que es de 0,5 segundos, de modo que no se produzca ningún efecto externo que no sea la operación de los dispositivos de alivio de presión en los compartimentos de gas.

5. En las subestaciones GIS del STTN y STTR, los equipos y barras deben tener una disposición unipolar (cada fase en diferente encapsulado).

En las subestaciones GIS del STL, los equipos y barras podrán tener una disposición tripolar (las tres fases en el mismo encapsulado).

6. El diseño de la subestación GIS debe prever interfaces (“Buffers”) en ambos extremos, para futuras ampliaciones o extensiones de barras y debe ser tal que permita probar el conjunto ampliado.

7. En zonas de alta contaminación se deberá implementar el diseño de subestaciones GIS tipo interior.

8. Durante las pruebas en sitio se debe monitorear la actividad de descargas parciales. Para ello, es necesario que el equipamiento venga provisto de acopladores capacitivos o de otros medios en cada compartimiento estanco de la GIS que permitan ejecutar estas pruebas en sitio.

9. Las conexiones a las líneas aéreas podrán efectuarse con módulos de empalme GIS y aisladores pasantes con aislamiento exterior. También se podrán utilizar tubos aislados en gas para la prolongar la conexión de los aisladores pasantes con las líneas aéreas.

Las conexiones a las unidades transformadoras o reactores podrán efectuarse con módulos de empalme GIS y cables de alta tensión, en donde se deberán instalar descargadores de sobretensión en ambos extremos de los cables. También podrán utilizarse tubos aislados en gas para la conexión directa con los “bushing” de las unidades transformadoras o reactores.

10. Los mecanismos de los seccionadores de las celdas GIS deberán ser diseñados sin contener ninguna tarjeta

electrónica que comprometa el mando y la señalización de posiciones hacia los diferentes Niveles de control.

El diseño debe cumplir con la norma IEC 62271 (Ref. [20]) o aquella que la reemplace.

5.6.16 CABLES DESNUDOS Y BARRAS

Los conductores utilizados en las barras de las nuevas subestaciones AIS deberán tener las siguientes características:

1. Los conductores utilizados en las barras de las subestaciones del sistema de transmisión troncal deben ser del tipo flexible. Se podrá incluir en el sistema de barras, en caso sea necesario y de manera restringida, los conductores del tipo rígido. La conexión de este conductor y los equipos, serán a través de terminales de conexión con flejes de amortiguamiento antisísmico.
2. La capacidad nominal de cortocircuito de las barras (colectora y de celda), debe cumplir con los valores señalados en la Tabla 5.2.
3. Para determinar la capacidad de corriente nominal se procede a determinar la corriente máxima que circularía por cualquier tramo de las barras para las condiciones de flujo normal y de contingencia y se multiplica por un factor de seguridad mínimo de 1,15 para cubrir condiciones imprevistas.

Para los proyectos de ampliación en subestaciones existentes, se debe verificar el diseño de las barras por:

- a) Capacidad de corriente bajo condiciones de máximo flujo de potencia, de modo tal que se origine la mayor distribución de corrientes en los conductores de barra sin superar el 90% de su capacidad nominal.
- b) Corriente de cortocircuito calculada en un escenario de máxima generación.

De no cumplir con cualquiera de los criterios indicados en a) y b), en el proyecto se deberá incluir el repotenciamiento de las barras y en caso corresponda, el reemplazo de los equipos del circuito de corriente de la celda de acoplamiento.

4. Para reducir las descargas del tipo “corona” en los conductores se debe verificar que el valor máximo de gradiente superficial no supere el valor de gradiente crítico de 18,5 kV/cm (zonas con altitud hasta 1000 msnm). En zonas con altitudes mayores a 1000 msnm, ese valor debe corregirse por altitud.

5.7 OBRAS CIVILES

5.7.1 ENTORNO FÍSICO

El diseño de la subestación debe prever el espacio disponible para las ampliaciones futuras. Para la subestación de un sistema de transmisión troncal nacional y regional se debe tomar en cuenta los proyectos consignados en el Plan de Transmisión, así como el límite inferior del número de celdas conectadas a los STTN y STTR que se indican en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10. Límite Inferior de Celdas a Considerar en el Diseño Civil de Subestaciones

N° de celdas	500 kV (STTN)	220 kV (STTR)
Límite inferior	6	6

El límite inferior define el espacio mínimo para el diseño civil de las celdas de una nueva subestación en su fase inicial. No obstante, el perímetro de la subestación deberá considerar las ampliaciones futuras máximas, 10 circuitos en 500 kV y 10 circuitos en 220 kV.

5.7.2 CIMENTACIONES Y ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las cimentaciones para el equipamiento de alta tensión y su estructura soporte deben diseñarse siguiendo la norma técnica E.030 “Diseño Sismorresistente” del Reglamento Nacional de Edificaciones, según la zonificación sísmica en donde se encuentra la subestación, considerando la categoría de Edificaciones Esenciales.

5.8 CONTROL, PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES

5.8.1 CONTROL

Los requisitos mínimos de equipamiento del sistema de control a considerar en el diseño de subestaciones se consignan en el Capítulo 7 del Anexo 1.

5.8.2 PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES

Los requisitos mínimos de equipamiento del sistema de protección y comunicaciones a considerar en el diseño de subestaciones se consignan en el Capítulo 6 del Anexo 1.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 6. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES		

6.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos de los equipos de protección, medición y comunicaciones con el que deben contar las instalaciones de transmisión, generación y demanda que se conecten al SEIN con la finalidad de proporcionar un nivel de seguridad y calidad adecuado para la operación del sistema eléctrico.

6.2 ALCANCE

Es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de generación, transmisión y demanda dentro del alcance de aplicación del PR-20, que correspondan a nuevas instalaciones, ampliaciones o repotenciacines de instalaciones existentes.

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Los requisitos mínimos de protección para líneas de transmisión se establecen según los siguientes niveles de tensión:

- Líneas de transmisión con tensión nominal de 138 kV
- Líneas de transmisión con tensión nominal de 220 kV
- Líneas de transmisión con tensión nominal mayor a 220 kV

El SIR (Source Impedance Ratio), es el método preferido para clasificar la longitud eléctrica de una línea con el fin de aplicar relés de protección. El estándar IEEE C37.113, (Guía de IEEE para aplicaciones de relé de protección para líneas de transmisión), clasifica la longitud de la línea según SIR de la siguiente manera:

- Líneas cortas ($SIR \geq 4$)
- Líneas medianas ($0,5 \leq SIR < 4$)
- Líneas largas ($SIR < 0,5$)

En el desarrollo del proyecto se debe calcular el SIR de manera que justifique la adecuada aplicación de los esquemas de protección y adecuada selección del esquema de teleprotección (POTT o PUTT) ya que se considera la posibilidad de usar onda portadora o microondas como sistema de comunicación de respaldo para STTR. Asimismo, justificar los esquemas de protección cuando se consideren seccionamiento de líneas existentes, donde en caso se generen tramos de líneas medianas y largas se mantendrá como mínimo el esquema de protección y sistemas de comunicaciones existentes antes del seccionamiento.

En los esquemas RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestran las protecciones mínimas según el nivel de tensión para líneas de transmisión cortas, medianas y largas. Para cualquiera de los esquemas indicados se debe garantizar la operación instantánea de la protección para el despeje de fallas monofásicas¹³ dentro de los límites de tiempo establecidos en el presente Anexo I.

Los esquemas mencionados constituyen una referencia general para su implementación en las nuevas líneas de transmisión y en las generadas por el seccionamiento de líneas de transmisión existentes. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, dependiendo de la importancia y criticidad, en una línea de menor tensión nominal puede requerirse un esquema de protecciones al igual que en una línea de tensión nominal superior.

Las protecciones de línea deben, además, respetar los siguientes requerimientos generales:

6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA

Para los niveles de tensión mayores a 100 kV, el tiempo máximo de despeje de falla deberá ser 80 ms.

Para los niveles inferiores a 138 kV, el tiempo máximo de despeje de falla estará dado por los requerimientos de estabilidad del sistema ante los distintos tipos de falla. La falla que requiere menor tiempo de despeje es la falla trifásica.

6.3.2 DISPARO RÁPIDO ENTRE EL 0 Y EL 100 % DE LA LONGITUD DE LÍNEA

Para los niveles de tensión mayores a 100 kV se debe garantizar el disparo rápido al 100 % de la longitud de la línea, para lo cual

¹³ A frecuencia Industrial (alrededor de 60 Hz)

deberá implementarse la protección diferencial de línea (87L) y la protección de distancia (21/21N) con teleprotección. Independientemente del valor del SIR, para líneas de transmisión con longitudes menores a 20 km se debe implementar protección diferencial.

6.3.3 RESPALDO REMOTO

El sistema de protección de la línea debe garantizar el respaldo remoto para fallas ubicadas fuera de la línea protegida, para lo cual, deberá tener la función de protección de distancia (21/21N) y la función protección de sobrecorriente direccional (67/67N), independientemente de la utilización o no de la función de protección diferencial de línea (87L). Esto a modo de prevención que en el futuro la línea protegida pueda ser parte de una red en anillo.

Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica, onda portadora o microondas.

6.3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21/21N)

La protección de distancia independientemente de su aplicación debe contar con las siguientes características mínimas:

1. Una característica cuadrilateral para fallas fase-tierra, y característica cuadrilateral o Mho para fallas fase-fase, las cuales deben ser seleccionables.
2. Elementos independientes fase-tierra y fase-fase.
3. Por lo menos 4 zonas de medición de las cuales una de ellas con posibilidad de poder invertirse la direccionalidad.
4. Funciones especiales para aplicarlas en líneas con compensación serie, dependiendo de la aplicación.
5. Función de recierre monofásico o trifásico (79).
6. Esquemas de teleprotección con sub-alcance permisivo (PUTT) y sobre alcance permisivo (POTT).
7. Función de bloqueo y disparo por oscilación de potencia (68).

8. Disparo por pérdida de sincronismo (78), cuando el COES lo determine.
9. Función de cierre sobre falla (SOTF).
10. Funciones de mínima y sobretensión (27/59).
11. Función de falla de interruptor (50BF) en cualquier configuración de barras, como función disponible.
12. Funciones de sobrecorriente de fases y tierra direccionales y no-direccionales (67/67N), (50/51,50N/51N).
13. Función de localización de falla.
14. En caso de subestaciones en anillo o interruptor y medio debe contar con doble entrada de corriente y tensión.

Asimismo, las señales de corrientes de cada transformador de corriente deben llegar directamente a las entradas analógicas de corriente de los relés, evitando realizar sumatoria externa.

6.3.5 CARACTERÍSTICA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA (87L)

La protección diferencial de línea independientemente de la aplicación debe contar con las siguientes características mínimas:

1. Evaluación de la corriente diferencial en módulo y fase, para cada fase.
2. Función recierre monofásico y trifásico (79).
3. Compensación de la corriente capacitiva en líneas largas.
4. Compensación del retardo del canal de comunicaciones.
5. Función de cierre sobre falla (SOTF).
6. Función de falla de interruptor (50BF) en cualquier configuración de barras, como función disponible.
7. Funciones de distancia completa con al menos 4 zonas de protección (21/21N).
8. Función de localización de falla.
9. En caso de subestaciones en anillo o interruptor y medio con doble entrada de corriente y tensión.

La protección diferencial de línea debe contar con funciones que eviten la actuación de dicha protección ante la pérdida de las señales de corriente de un extremo de la línea. Asimismo, las

señales de corrientes de cada transformador de corriente deben llegar directamente a las entradas analógicas de corriente de los relés 87L, evitando realizar sumatoria externa.

Los relés con función de diferencial de línea se podrán conectar a través de multiplexores y medios de transmisión en fibra óptica. Dependiendo de la longitud de la línea de transmisión protegida, se podrán conectar de manera directa a través de los hilos de fibra óptica.

Debido a que la tecnología digital permite que en un solo relé se encuentre las funciones de protección 87L, 21/21N ,67/67N, etc. (relé multifunción), se podrá implementar la protección de línea con dos relés del tipo multifunción, lo cuales deberán ser redundantes en todas sus funciones.

6.4 TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Los requisitos mínimos de equipamiento de protección para las subestaciones de transmisión se establecen según la potencia nominal de los transformadores o autotransformadores, es decir:

- **Pequeños** : Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA
- **Medianos** : Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA
- **Grandes** : Potencia mayor o igual a 50 MVA

En los esquemas RP-SE-01, RP-SE-02, RP-SE-03 y RP-SE-04 del adjunto de "Esquemas Eléctricos", se muestran las protecciones mínimas para transformadores de dos bobinados, de tres bobinados, de cuatro bobinados y autotransformadores, respectivamente.

Los esquemas anteriores constituyen una referencia general para su implementación en las nuevas instalaciones.

Los transformadores y autotransformadores deben contar tanto con protecciones propias o intrínsecas y con protecciones externas o eléctricas. Asimismo, deben cumplir con los requerimientos generales que se señalan a continuación.

6.4.1 PROTECCIONES PROPIAS O INTRÍNSECAS

Son las protecciones de los transformadores y autotransformadores con las cuales vienen equipados de fábrica.

La actuación o disparo de estas protecciones se ejerce sobre los interruptores del transformador, en todos sus niveles de tensión.

1. Protección Buchholz (63)

Emite la señal de alarma por acumulación lenta de gases para fallas incipientes, y el disparo por flujo violento de gases para fallas de desarrollo violento que producen arco dentro de la cuba.

2. Protección de sobrepresión (válvula de alivio de presión)

Es una membrana que resiste una presión determinada y que se fractura cuando la presión interior se torna peligrosa a causa de fallas internas de desarrollo violento permitiendo así la salida del aceite y gases hasta equilibrar las presiones, evitando con ello que el tanque llegue a explotar.

3. Imagen térmica (49)

El principio es transmitir información de puntos calientes no visibles de arrollamientos o liquido refrigerante de equipos en funcionamiento. Permite un primer nivel de alarma y un segundo nivel de disparo. Pueden incorporarse a la misma otras funciones, tales como el comando del sistema de refrigeración.

4. Termómetro

Permite la monitorización continua de la temperatura del fluido refrigerante y la operación predeterminada del sistema de refrigeración. Asimismo, emite una señal de alarma por temperatura y/o comanda el sistema de refrigeración.

5. Nivel de fluido refrigerante (71)

Determina el nivel del fluido refrigerante. Un nivel deficiente permite un primer nivel de alarma y un segundo nivel de disparo.

6.4.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Son las protecciones externas al transformador o autotransformador, que debe instalar el propietario del equipo.

Debido a que la tecnología digital permite que en un solo relé se encuentren más de una función (relé multifunción), los transformadores o autotransformadores deben tener redundancia en la protección en el bobinado primario, mediante dos relés del tipo multifunción que tengan habilitadas cada uno, las funciones diferencial y sobrecorriente con las siguientes características:

1. Protección Diferencial Total (87T, 87TN, 24)

Utilizada para proteger el equipo ante cortocircuito entre fases o fase a tierra (en su interior) en tiempo instantáneo.

Debe ser del tipo numérico, y la compensación de módulo y fase de las corrientes entrantes deben hacerse internamente, es decir, parte de la programación.

Debe permitir el bloqueo o restricción del segundo y quinto armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización y sobreexcitación respectivamente.

Debe contar con la eliminación de la corriente de secuencia cero de sus cálculos de la corriente diferencial.

Debe contar con un umbral alto de corriente diferencial con disparo directo y sin bloqueo de segundo y quinto armónico.

Para evitar sobrecalentamiento por corrientes parásitas originadas por la variación simultánea de frecuencias y tensiones, la protección diferencial debe contar con la función de protección de sobreexcitación 24.

2. Protección de Sobrecorriente (50/51, 50N/51N)

Es la protección principal ante fallas pasantes en el transformador o autotransformador que constituye el respaldo de la protección diferencial. Por esta razón, debe implementarse con relé de forma externa al relé de protección diferencial del transformador o autotransformador para cada devanado.

Esta protección debe ser del tipo numérico, y poseer funciones tanto de sobrecorriente de fases como de tierra.

Para casos de operación de transformadores de potencia en paralelo, la protección de sobrecorriente además debe tener la función de direccionalidad (67 y 67N).

Debe contar con bloqueo o restricción de segundo armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización del transformador o autotransformador.

6.4.3 RELÉ DE MANDO SINCRONIZADO

El objetivo de los relés de mando sincronizado es controlar la corriente inserción al energizar transformadores, energizar y

desenergizar reactores y banco de capacitores para minimizar el impacto al sistema eléctrico.

Los relés de mando sincronizado deben tener las siguientes características:

- Debe poder gestionarse remotamente
- Debe registrar alarmas y eventos
- Debe grabar oscilografías de las maniobras

Para el caso de reactores y banco de capacitores deberán instalarse siempre el mando sincronizado.

Para el caso de transformadores de potencia se instalará mando sincronizado en el lado de alta tensión cuando se cumpla lo siguiente:

$$P_N \geq 50 \text{ MVA, y } R_{cc} \leq 30$$

No será necesario instalar mando sincronizado cuando se cumpla:

$$P_N \geq 50 \text{ MVA, y } R_{cc} > 30$$

En otros casos con estudios de transitorios electromagnéticos se evaluará la necesidad cumpliendo el desempeño de operación y verificaciones las variaciones rápidas de tensión.

Siendo:

R_{cc} : Relación de corto circuito, que se calcula dividiendo la potencia de corto circuito del SEIN del punto de conexión, entre la potencia nominal del transformador (P_N) en condición de refrigeración ONAN.

La potencia de cortocircuito será la menor que se obtiene en el escenario de año de ingreso del proyecto.

El mando sincronizado se aplica a interruptores unipolares.

D no cumplirse una de las dos condiciones, no es necesario instalar el relé de mando sincronizado y se podrá emplear interruptores tripolares, o unipolares con mando trifásico.

6.5 PROTECCIÓN DE BARRAS (87B, 50BF)

La protección de barras con funciones diferencial (87B) y falla interruptor (50BF) debe instalarse en todas las barras de los STTN y STTR, así como en las barras del STL con tensiones nominales mayores a 100 kV.

El equipamiento de protección de barras con funciones diferencial (87B) y falla interruptor (50BF) se clasifica de acuerdo con el tipo de configuración de barras: simple barra, doble barra, doble barra con seccionador de transferencia, interruptor y medio; y para la configuración en anillo la función 50BF, de acuerdo con los siguientes esquemas que se muestran en el adjunto de "Esquemas Eléctricos":

- Plano RP-BA-01, protecciones de barra en las subestaciones de simple Barra.
- Planos RP-BA-01 y RP-BA-02, protecciones mínimas para configuraciones de doble barra y doble barra con seccionador de transferencia respectivamente. Para estos tipos de configuraciones se debe implementar un relé de sobrecorriente en el acoplamiento
- Plano RP-BA-03, protecciones mínimas para configuración interruptor y medio, en la cual, es necesario contar con dos relés diferenciales de Barra.
- Plano RP-BA-04, protección de una configuración de barra en anillo, en la cual, los tramos de barra están incluidas en las protecciones de cada una de las bahías.

En general, la protección diferencial de barras debe tener como mínimo las siguientes características:

1. Deberá ser del tipo "mínima impedancia" en subestaciones con tensiones mayores a 100 kV.
2. Para los niveles de tensiones de 220 kV y 500 kV deberán ser del tipo no centralizado y para niveles de tensión de 138 kV puede ser del tipo centralizado. En el caso de subestaciones GIS podrá utilizarse del tipo centralizado.
3. En todos los casos debe estar constituido por relés trifásicos y con capacidad de identificar zonas de operación.
4. Los relés diferenciales deben recibir las señales de posición de todos los seccionadores de barra mediante los contactos normalmente abierto (NO) y normalmente cerrado (NC), para identificar la barra en operación.
5. Deberá incluir la función "falla interruptor (50BF)", con dos etapas: una etapa de re-disparo al propio interruptor y otra etapa de disparo a los interruptores adyacentes, incluyendo el envío de un DTT al interruptor del extremo remoto del campo asociado.

6. Para el caso de doble barra con acoplamiento, se debe considerar la inclusión de un relé de sobrecorriente independiente en el acoplamiento.
7. Para la eliminación de fallas entre el Interruptor y el Transformador de Corriente (TC), debe estar disponible la protección de zona muerta.

6.6 REACTORES Y BANCOS DE CAPACITORES

En el plano RP-SE-05 del adjunto de "Esquemas Eléctricos", se muestran las protecciones mínimas que deben tener los reactores de alta tensión. En todos los casos se trata de reactores en derivación con sus devanados conectados en estrella y con el neutro puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia. Asimismo, se debe proporcionar protección redundante de alta velocidad, pudiendo implementar las funciones diferenciales y de sobrecorriente en dos relés diferentes (relés multifunción).

Para reactores de línea, se debe considerar entradas analógicas independientes de corriente para los relés del reactor y la protección de línea, con la intención de tener una operación independiente (Línea y reactor) ante fallas en el reactor de línea.

En el plano RP-SE-06 del adjunto de "Esquemas Eléctricos", se muestra las protecciones mínimas para los bancos de capacitores. Estas protecciones serán definidas según el tipo de conexión del banco, ya sea simple o doble estrella.

Los bancos capacitores deben ser protegidos por dos protecciones independientes y redundantes.

6.7 CENTRALES DE GENERACIÓN

Los requisitos mínimos de equipamiento de protección para las centrales de generación se establecen según la potencia de las Unidades de Generación. En tal sentido se definen los siguientes rangos:

- **Grupos pequeños:** Potencia < 50 MVA
- **Grupos medianos:** 50 MVA ≤ Potencia ≤ 100 MVA
- **Grupos grandes:** Potencia > 100 MVA

Los esquemas RP-CE-01, RP-CE-02 y RP-CE-03 del adjunto de "Esquemas Eléctricos", muestran las protecciones mínimas que deben tener los grupos pequeños, medianos y grandes, respectivamente.

Debido a que la tecnología digital permite que en un solo relé se encuentre las funciones de protección diferencial, sobrecorriente y otras (relé multifunción), se podrá implementar estas protecciones del generador con un relé del tipo multifunción. Los generadores grandes, deberán tener redundancia en las protecciones multifunción con las funciones diferenciales, de sobrecorriente y otras.

6.8 CLASE DE PRECISIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA DESTINADOS A LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los devanados de los transformadores de tensión destinados a protección deberán de tener una clase 3P y la determinación de la clase de precisión de los transformadores de corriente deberá ser 5P20 (norma IEC) o su equivalente en la norma ANSI. La relación de transformación (RTC) de los transformadores de corriente deberán estar en función de la potencia nominal del equipo (transformador, reactor u otros) y para evitar la saturación de los núcleos de protección se debe considerar un "burden" adecuado.

6.9 SINCRONIZACIÓN EN EL TIEMPO DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

Todos los relés de protección deben estar sincronizados con un sistema GPS ("Global Positioning System") como unidad de sincronización de tiempo con la finalidad de disponer de eventos y registros que faciliten el análisis de fallas y deslindar responsabilidades.

6.10 SISTEMAS DE MEDICIÓN

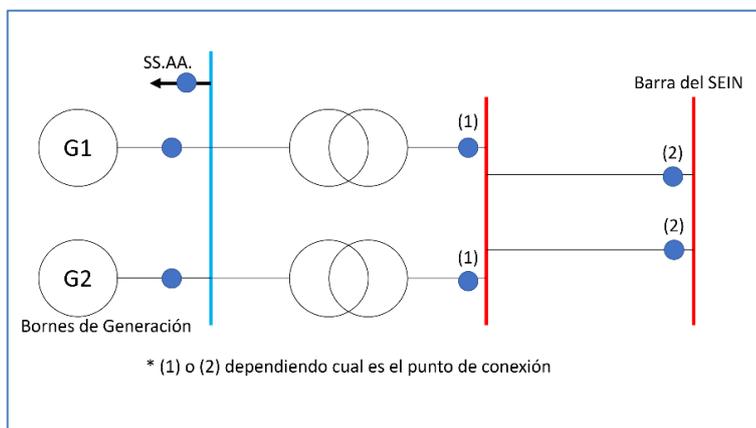
6.10.1 MEDIDORES DE ENERGÍA

Los sistemas de medición deben respetar las disposiciones que se señalan a continuación.

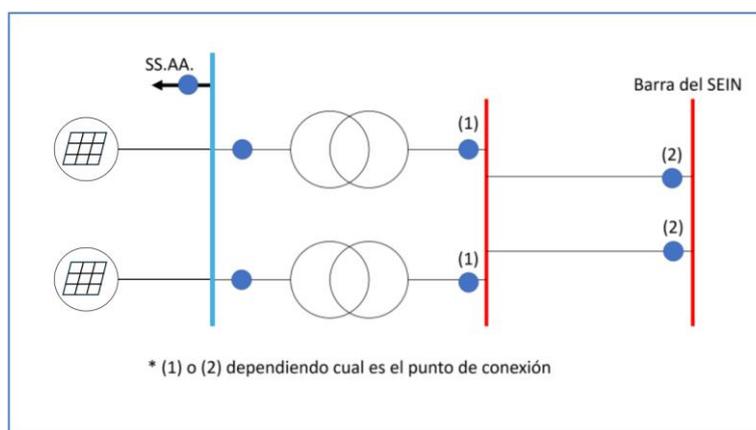
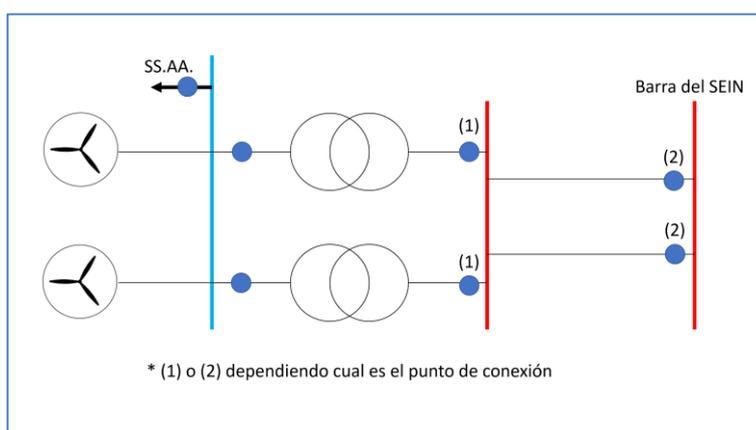
▪ Ubicación de los Puntos de Medición

Las mediciones deberán efectuarse en los siguientes puntos:

- Para la conexión de grupos de generación, los puntos de medición se deben ubicar en los bornes de generación, en los servicios auxiliares (SSAA) y en los puntos de conexión al SEIN (lado de alta tensión de los transformadores elevadores o en el extremo de las líneas).

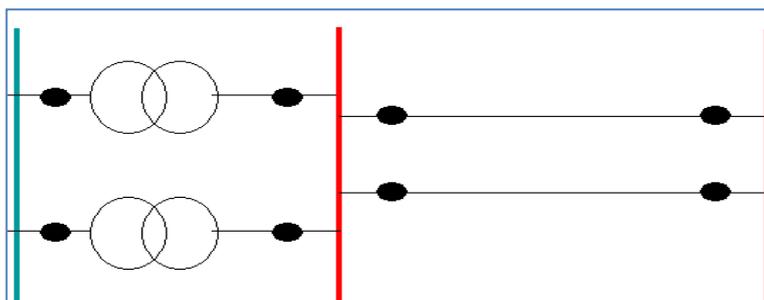


- Para la conexión de centrales Eólicas y Solares, los puntos de medición se deben ubicar como mínimo en el lado de baja tensión de los transformadores elevadores, en los servicios auxiliares y en los puntos de conexión al SEIN (lado de alta de tensión de los transformadores elevadores o en el extremo de las líneas)



- Para la conexión de instalaciones de transmisión (transformadores y líneas), los puntos de medición se

deben ubicar en los extremos de cada elemento de la instalación de transmisión.



- Para la conexión de empresas de distribución, los puntos de medición se deben ubicar en los nodos de frontera con la empresa de transmisión.
 - Para la conexión de Clientes Libres, los puntos de medición se deben ubicar en los nodos de frontera con la empresa de distribución o la empresa de transmisión.
 - El COES podrá solicitar adicionalmente, con el debido sustento, la instalación de equipos de medición en otros puntos.
 - Para casos especiales, no considerados en los esquemas anteriores, el COES determinará la ubicación del punto de medición.
- **Clase de Precisión de los Equipos**
- De los transformadores de medición : 0,2
 - De los medidores electrónicos: 0,2
- **Registro y Almacenamiento de Datos**

Magnitudes por Registrar

- Energía activa entregada y recibida.
- Energía reactiva en los cuatro cuadrantes.
- Tensión.
- Corriente.

Para los puntos de conexión de cargas con flujo de potencia en un solo sentido, se pueden instalar medidores obviando la bidireccionalidad.

Registro de Datos

El medidor deberá tener una capacidad de almacenar los parámetros eléctricos con intervalos de programación configurables (1, 5, 10, 15, 60 minutos, etc.), e independientes por cada parámetro a registrar, durante un periodo mínimo de 35 días, para intervalos de integración de 15 minutos:

- Energía activa entregada y recibida.
- Energía reactiva en los cuatro cuadrantes.
- Tensión.
- Corriente

▪ **Sincronización**

La sincronización del reloj del medidor o medidores debe ser preferiblemente en forma directa, de acuerdo con el patrón de hora generado por un dispositivo de alta precisión, tal como un GPS, según protocolos en la norma IEC 61850 (Ref. [14]), dependiendo de la arquitectura de comunicaciones de la instalación.

▪ **Comunicación**

El sistema de medición debe contar con los medios de comunicación que le permita al titular de la nueva instalación el acceso remoto a sus medidores, para brindar la información oportuna a las entidades que correspondan.

▪ **Estado de Calibración-Sincronización**

Los medidores de energía deben contar en todo momento con un certificado de calibración de una antigüedad no mayor a 2 años para centrales de generación y no mayor a 4 años para otras instalaciones.

El COES está facultado a solicitar un nuevo certificado de calibración en los casos que existan indicios de mal funcionamiento de los sistemas de medición.

6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

Es de cumplimiento obligatorio la instalación de sistemas de medición fasorial (PMU) en los sistemas de protección de las siguientes instalaciones:

1. En las líneas de transmisión, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva variable del STTN, STTR e Interconexiones Internacionales.

2. En las Centrales de Generación con potencia nominal igual o mayor a 20 MW cuyo Punto de Conexión sean instalaciones en niveles de tensión mayor a 100 kV. Para las CGC se instalarán en cada unidad de generación y, para las CGNC se instalará en el Punto de Conexión.
3. En las instalaciones de Demanda que tengan niveles de tensión mayor a 100 kV, se instalarán en el Punto de Conexión.

El titular de la nueva instalación tendrá la responsabilidad de implementar y mantener el envío de la información fasorial desde sus equipos (PDC o PMU) hasta los PDCs del COES mediante un canal de comunicaciones dedicado.

En el caso de tener un solo PMU en sus instalaciones, el envío de las señales puede ser directo a los PDCs del COES. En el caso que cuente con más de un PMU, el Agente deberá implementar un PDC o integrarse a un PDC existente en la subestación para recopilar toda la información fasorial y de allí, remitirlos mediante un único canal de comunicaciones dedicado hacia los PDCs del COES.

Para el envío de datos deberá considerarse lo siguiente:

1. El protocolo para el envío de datos es el IEEE C37.118, acorde al estándar IEEE C37.118.2-2011 (Ref.[48]) o la versión que lo actualice, complemente o reemplace.
2. Garantizar una latencia máxima de 500 ms registrada en el PDC del COES.
3. El ancho de banda del canal de comunicaciones debe tener la capacidad de transmitir por lo menos las siguientes señales por cada PMU:
 - a. Frecuencia
 - b. Ratio de cambio de la frecuencia
 - c. Señales de tensión por fase
 - d. Señales de corriente por fase
 - e. Estado del PMU
4. Los equipos PMU deben ser Clase M y deben cumplir los estándares IEEE C37.118.1-2011 (Ref. [47]), IEC/IEEE 60255-118-1 Part 118-1 (Ref. [49]) o IEEE C37.118.1a-2014 (Ref. [50]); o la versión que los actualice, complemente o reemplace

5. La relación de medición de todos los equipos debe ser 60 datos por segundo, y para Generación No Convencional, SVC, RMC, STATCOM y tecnología conectada o controlada mediante inversores, debe ser 120 datos por segundo.
6. Enviar al COES el respectivo protocolo de calibración de cada PMU.
7. El canal de comunicación podrá utilizar cualquier medio de transmisión, como fibra óptica u otro, siempre y cuando este medio garantice el ancho de banda requerido, la latencia máxima establecida e inmunidad ante interferencias electromagnéticas.
8. Se debe garantizar una disponibilidad total del 99,95% considerando el último año como referencia.

6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS

Es obligación de las instalaciones de generación, transmisión y de la demanda instalar Equipos Registradores de Fallas (Registrador Osciloperturbógrafo), para captar información de los eventos de fallas que ocurran en el sistema eléctrico y realizar los análisis respectivos, así como enviar la información al COES como lo establece la NTCSE.

Deberán ser equipos especializados en registros de fallas independientes de los relés de protección, para registrar eventos ocasionados por diversos fenómenos del sistema, monitorear el desempeño de los relés de protección y poder arrancar por diferentes variables ajustadas que se detallan más adelante, con gran capacidad de almacenamiento de registros de eventos.

Se tomará como referencia el documento "Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN" y se cumplirá con la exigencia de equipamiento del Procedimiento Técnico del COES N° 40 en lo referido a la implementación de equipos Registradores de Fallas.

6.11 SISTEMA DE COMUNICACIONES

El sistema de comunicaciones debe cumplir con lo señalado en la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR) a fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real, en simultáneo, al

Centro de Control Principal y Centro de Control de Respaldo del COES la información que señala la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

Los sistemas de comunicaciones a utilizar en instalaciones de transmisión deben cumplir con lo establecido en el D.S. N° 034-2010-MTC y la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03 o la que la sustituya.

En cada subestación, el concesionario de energía eléctrica debe realizar las adecuaciones necesarias para permitir que los hilos de fibra óptica establecidos en la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03, o aquella que la sustituya, sean de fácil acceso por los organismos pertinentes del Estado para su pronta utilización sin necesidad de realizar trabajos de adecuación.

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

Se debe proveer e instalar como mínimo dos (2) sistemas de comunicaciones independientes que tendrán el objetivo de operar, uno como principal y el otro como respaldo o “back-up” del principal, soportados en diferentes medios físicos.

El sistema de comunicaciones principal debe estar soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación de la International Telecommunication Union ITU-T G.652.D, (Ref. [29]) u otra norma aplicable.

El sistema de comunicaciones de respaldo debe estar soportado en cable tipo OPGW, ADSS o sistema de Onda Portadora digital o microondas. Las vías principales y de respaldo deben ser totalmente independientes una de otra físicamente.

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

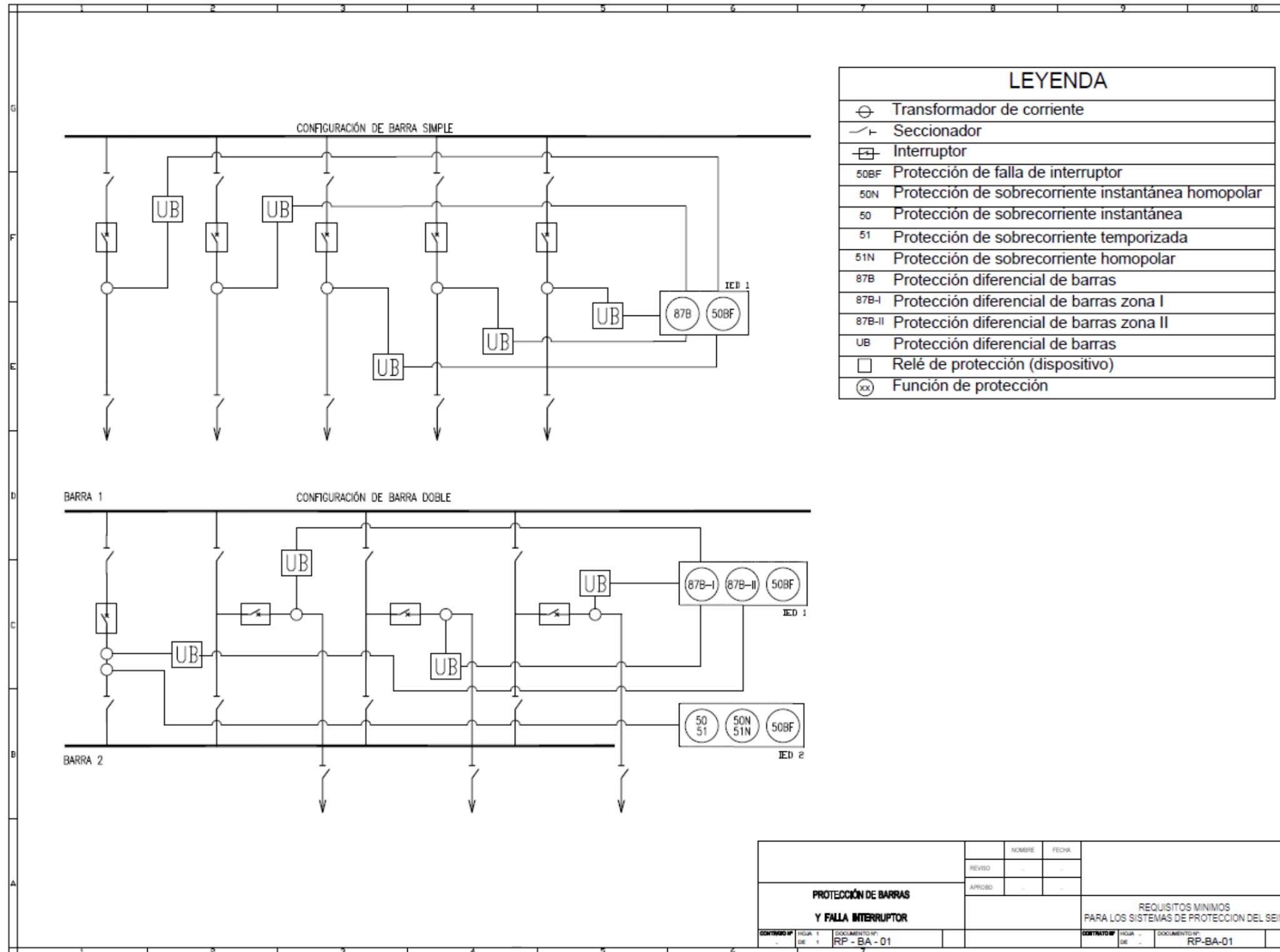
En instalaciones del STL no se requiere doble sistema de comunicación (principal y respaldo). Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra

óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación ITU-T G.652.D (Ref. [29]) u otra aplicable.

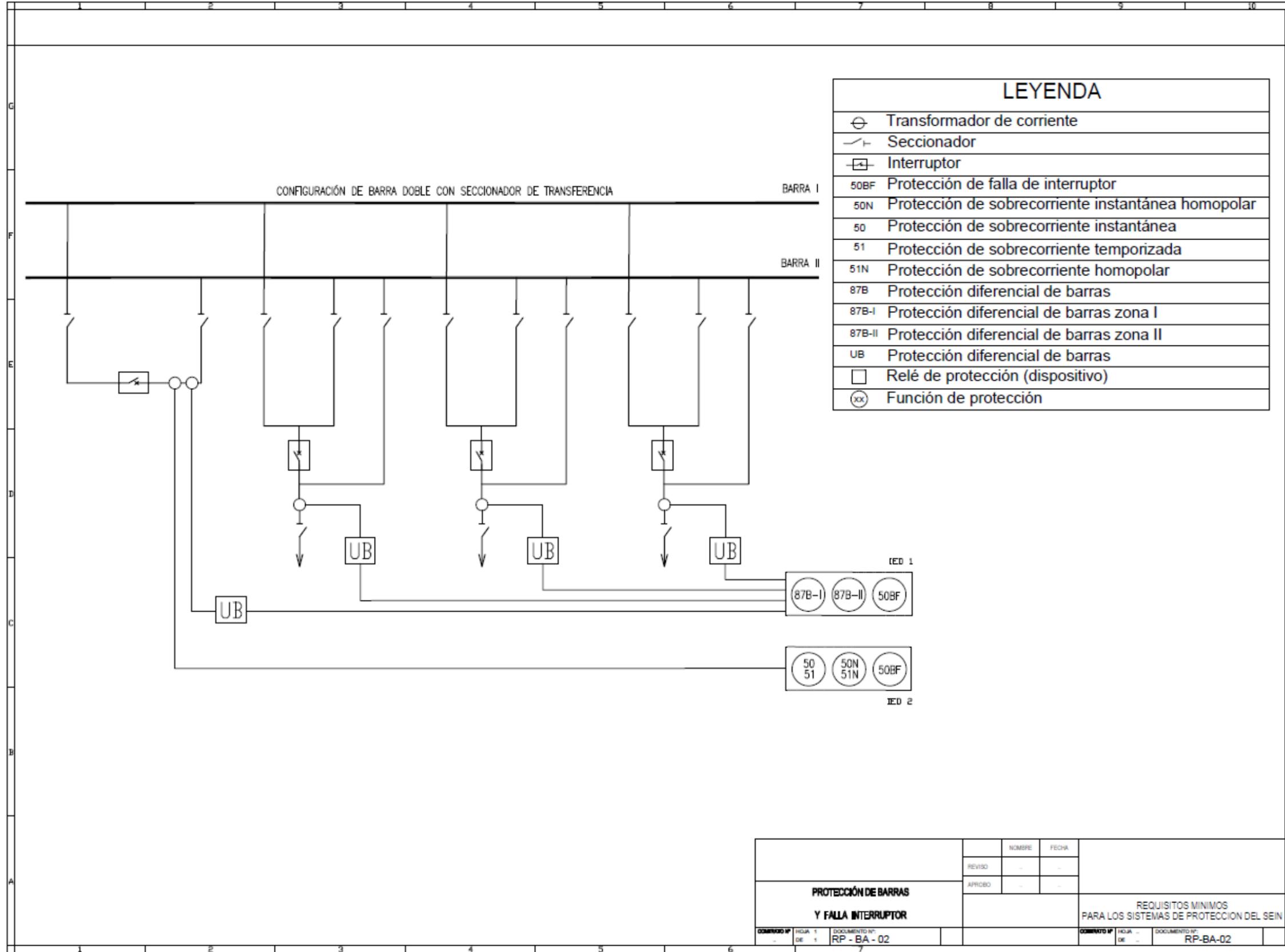
En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados.

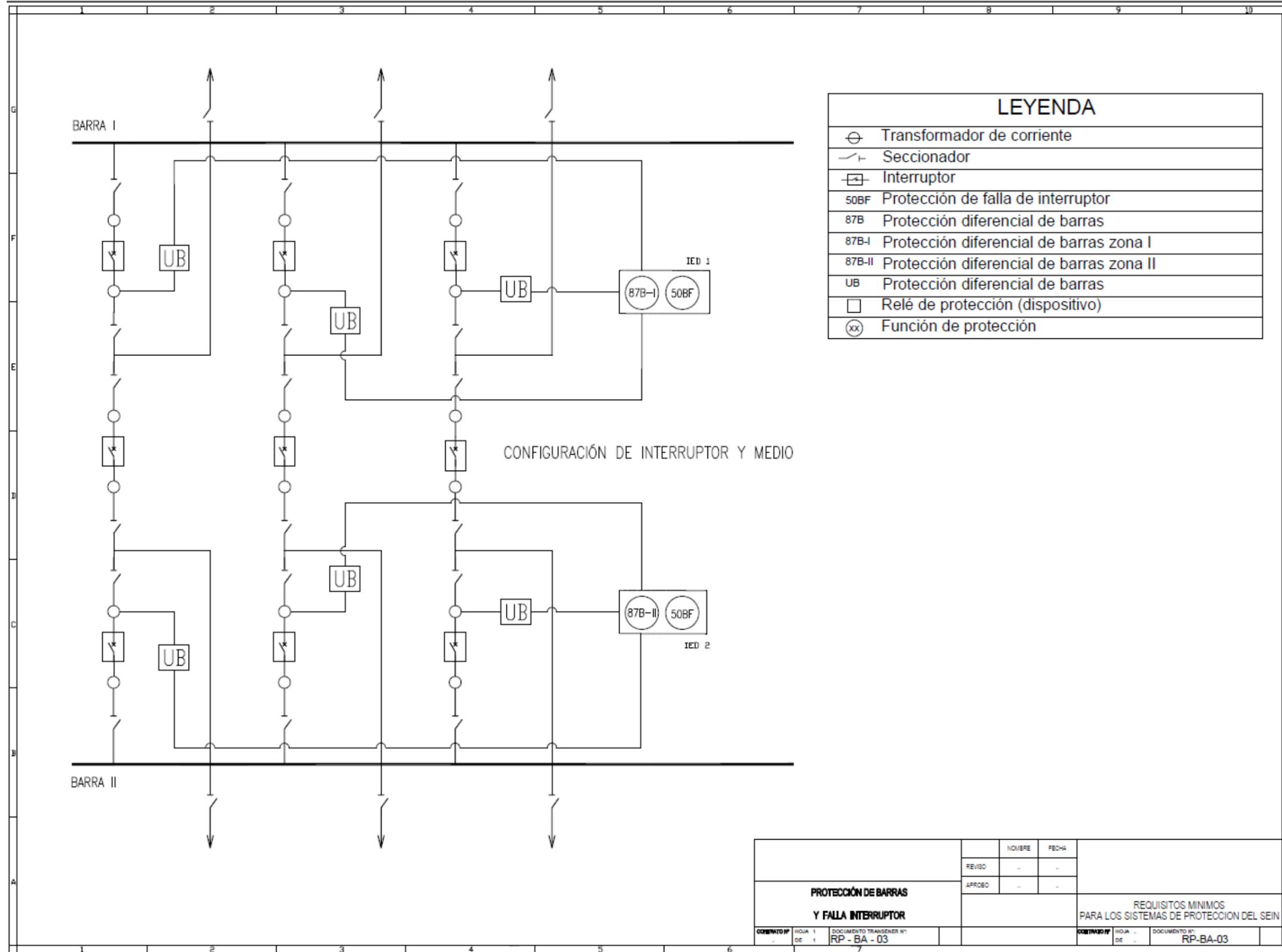
En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All-Dielectric Self-Supporting) o cables de fibra óptica soterrados.

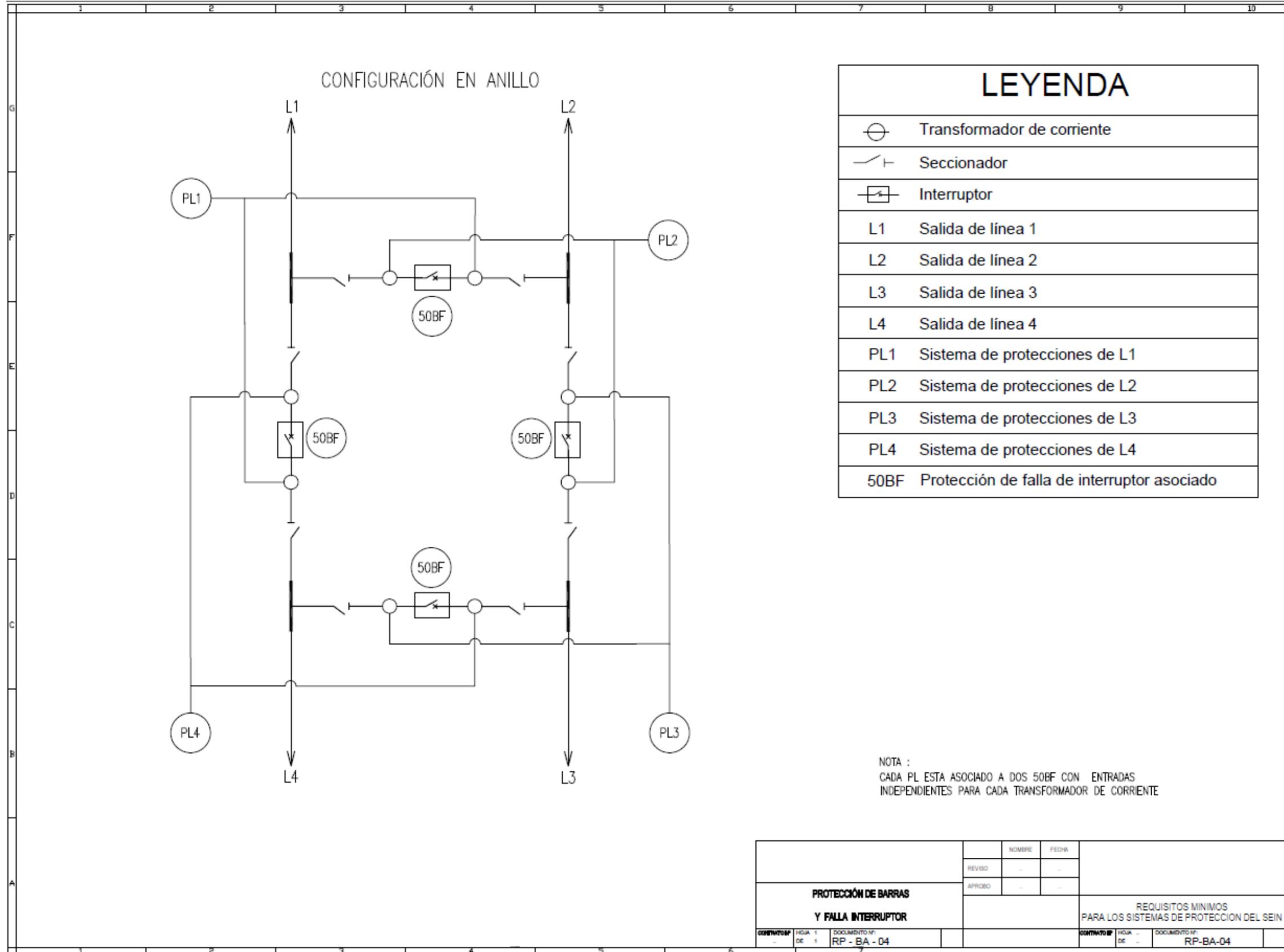
6.12 ESQUEMAS ELÉCTRICOS

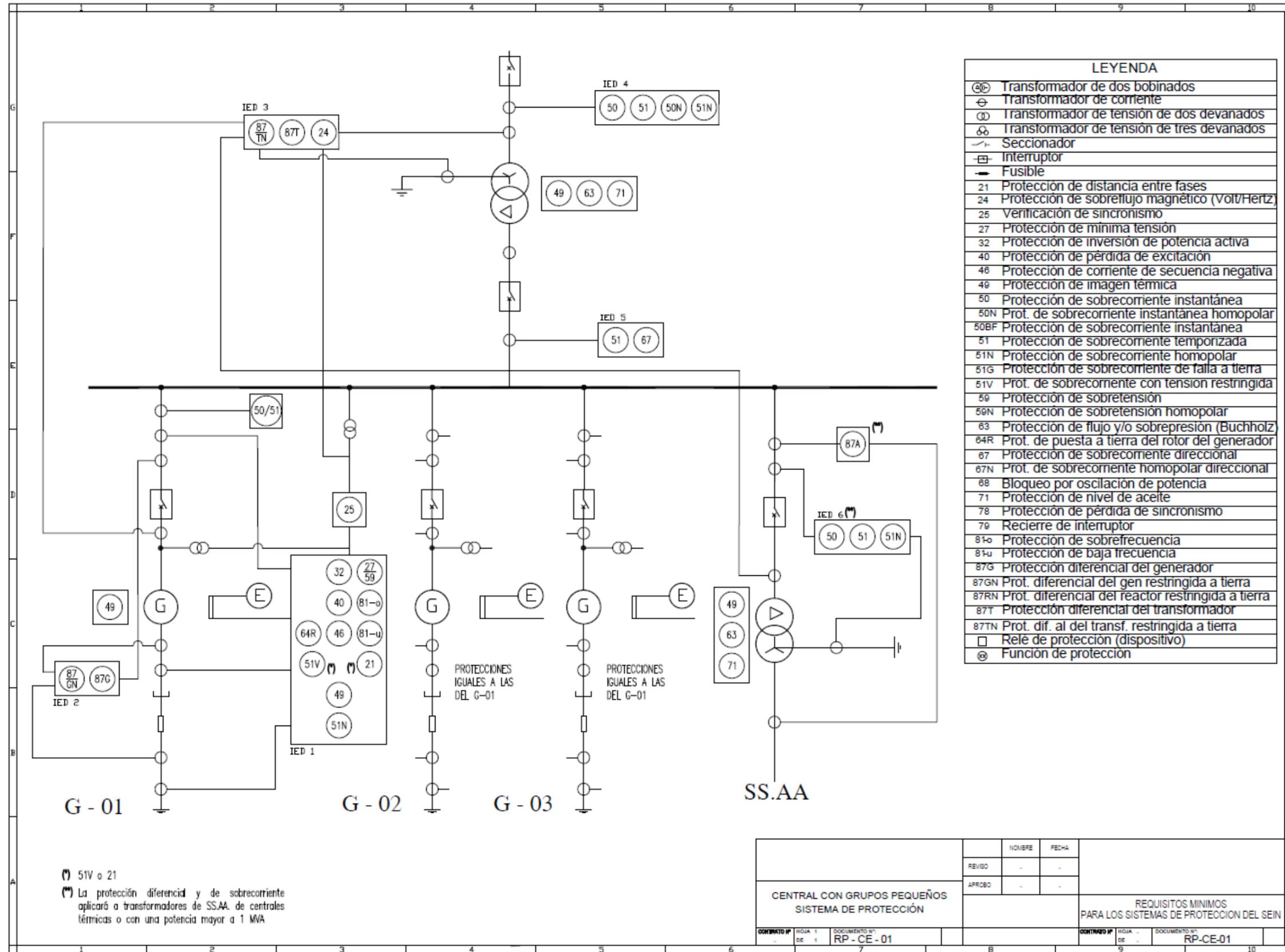


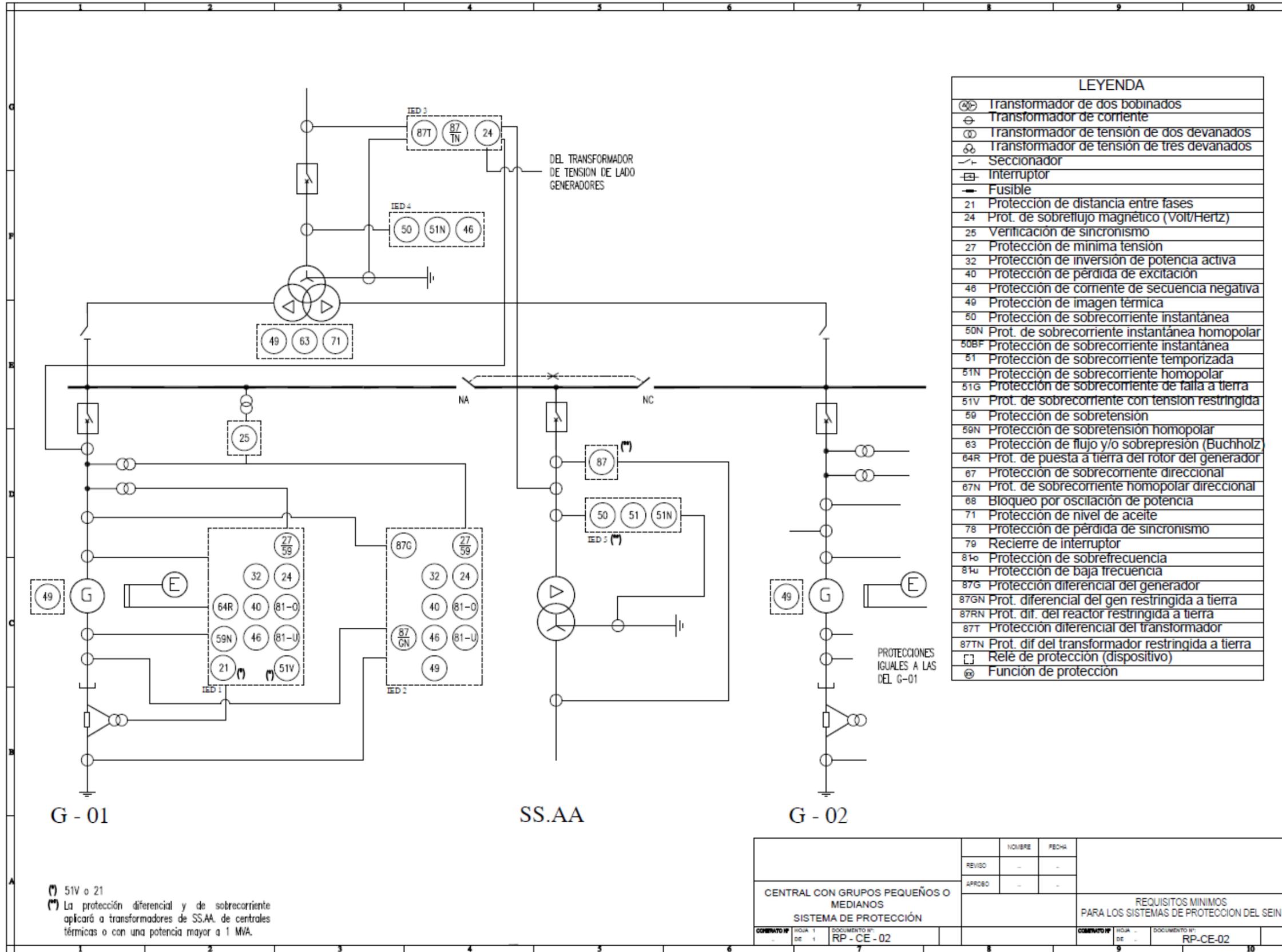
		NOMBRE	FECHA		
		REVISO			
		APROBO			
PROTECCIÓN DE BARRAS Y FALLA INTERRUPTOR			REQUISITOS MINIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCION DEL SEIN		
CONTRATO N°	FIGURA	DOCUMENTO N°	CONTRATO N°	FIGURA	DOCUMENTO N°
-	1	RP - BA - 01	-	-	RP-BA-01

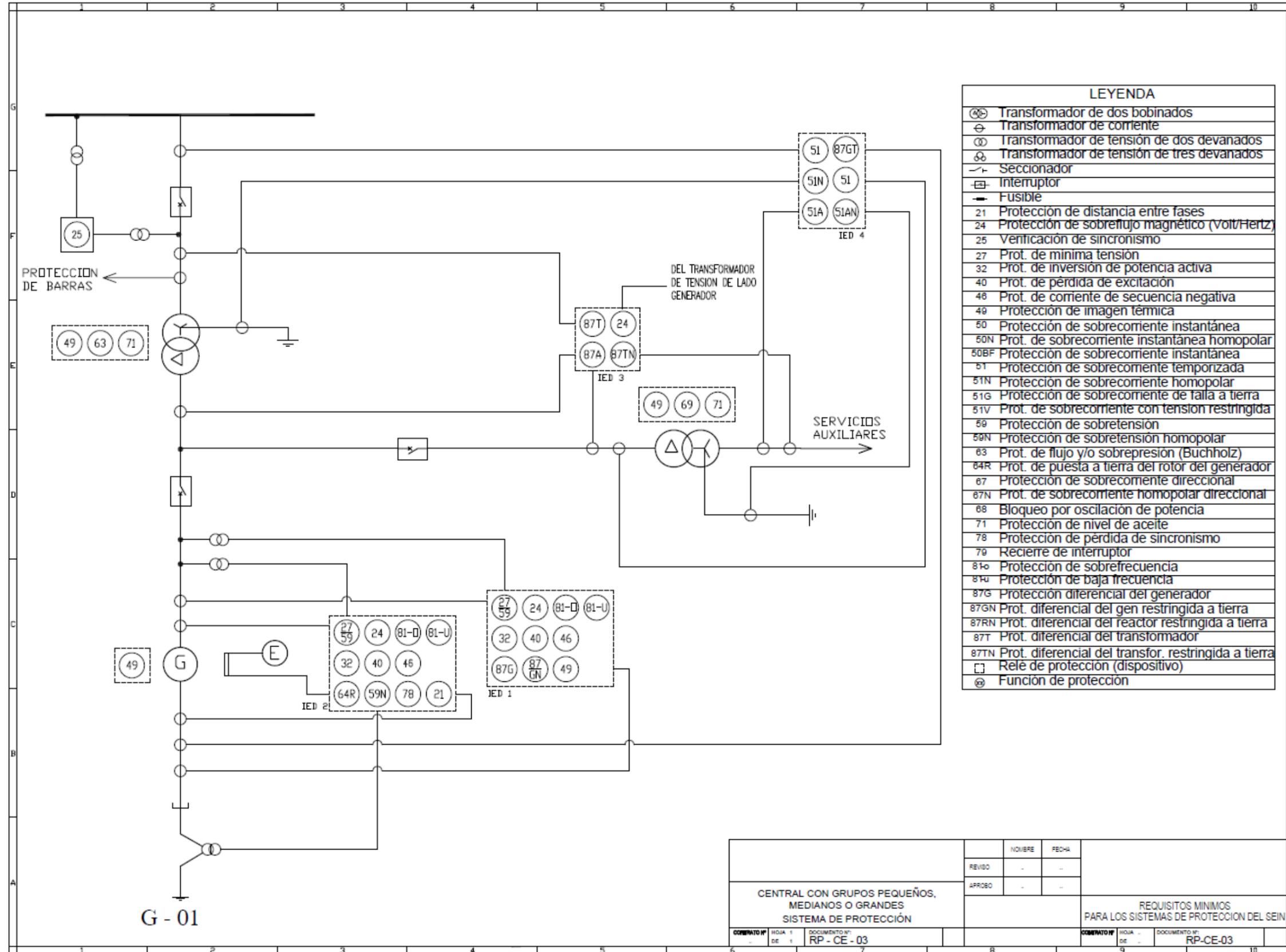




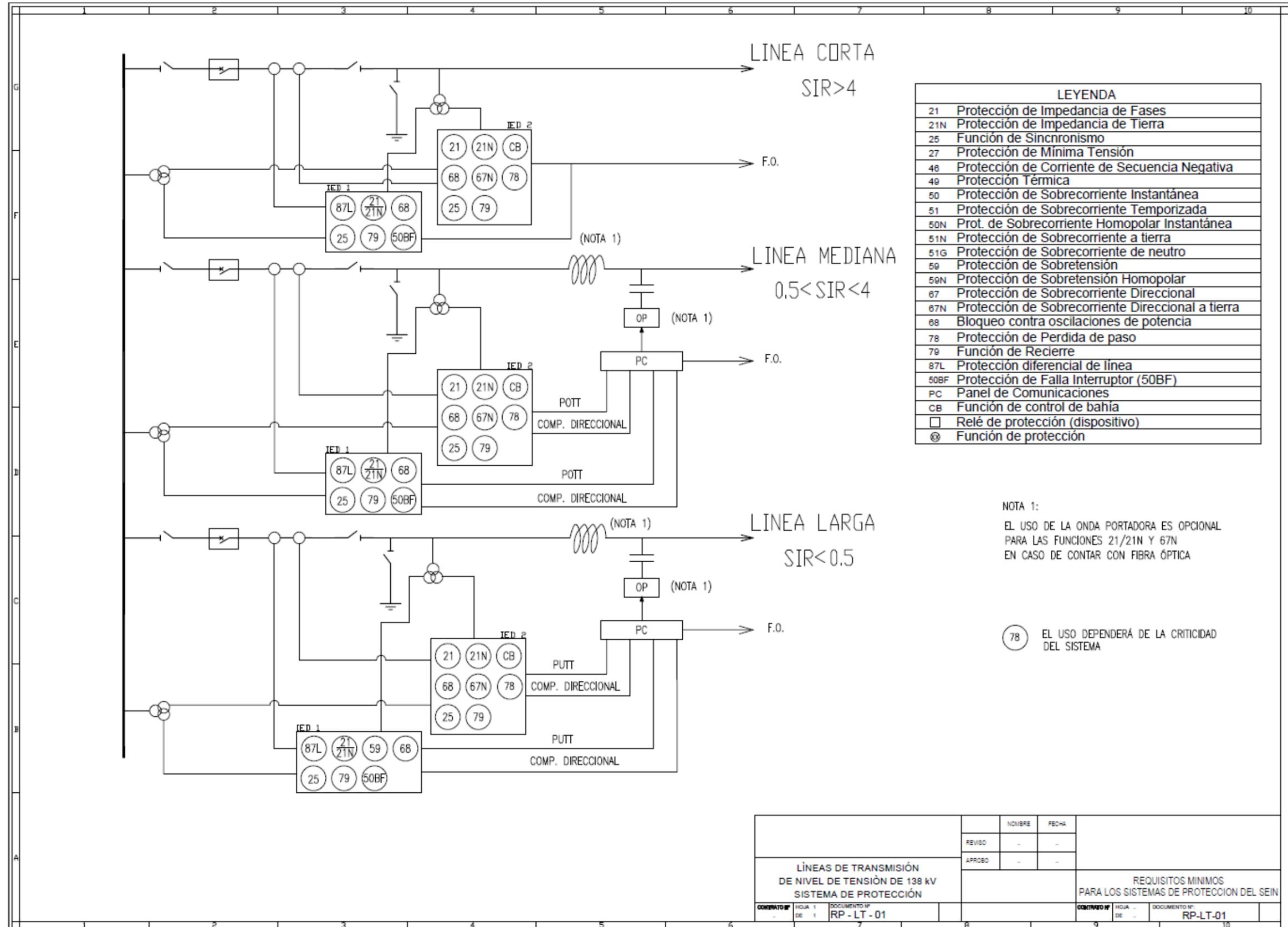


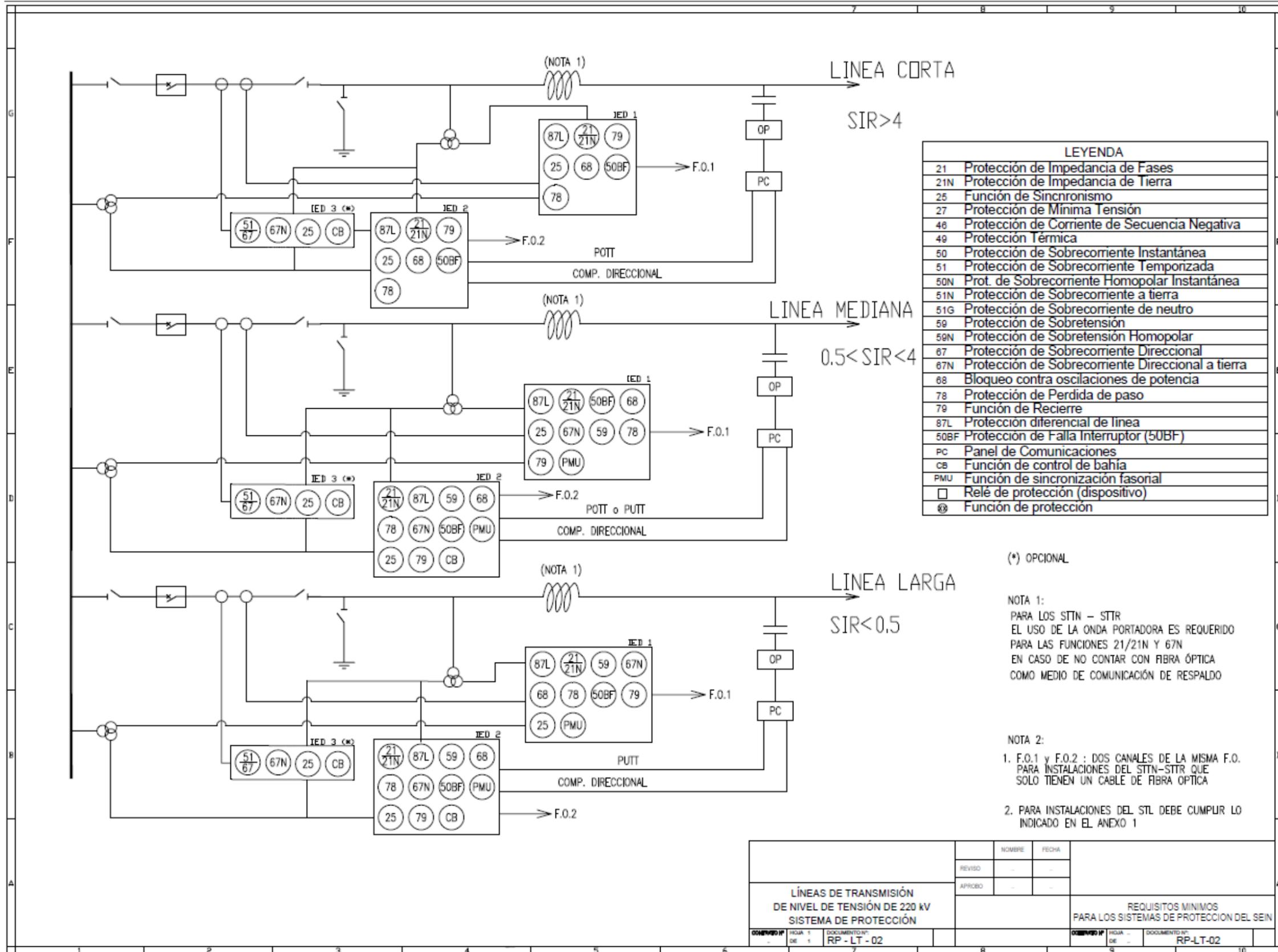


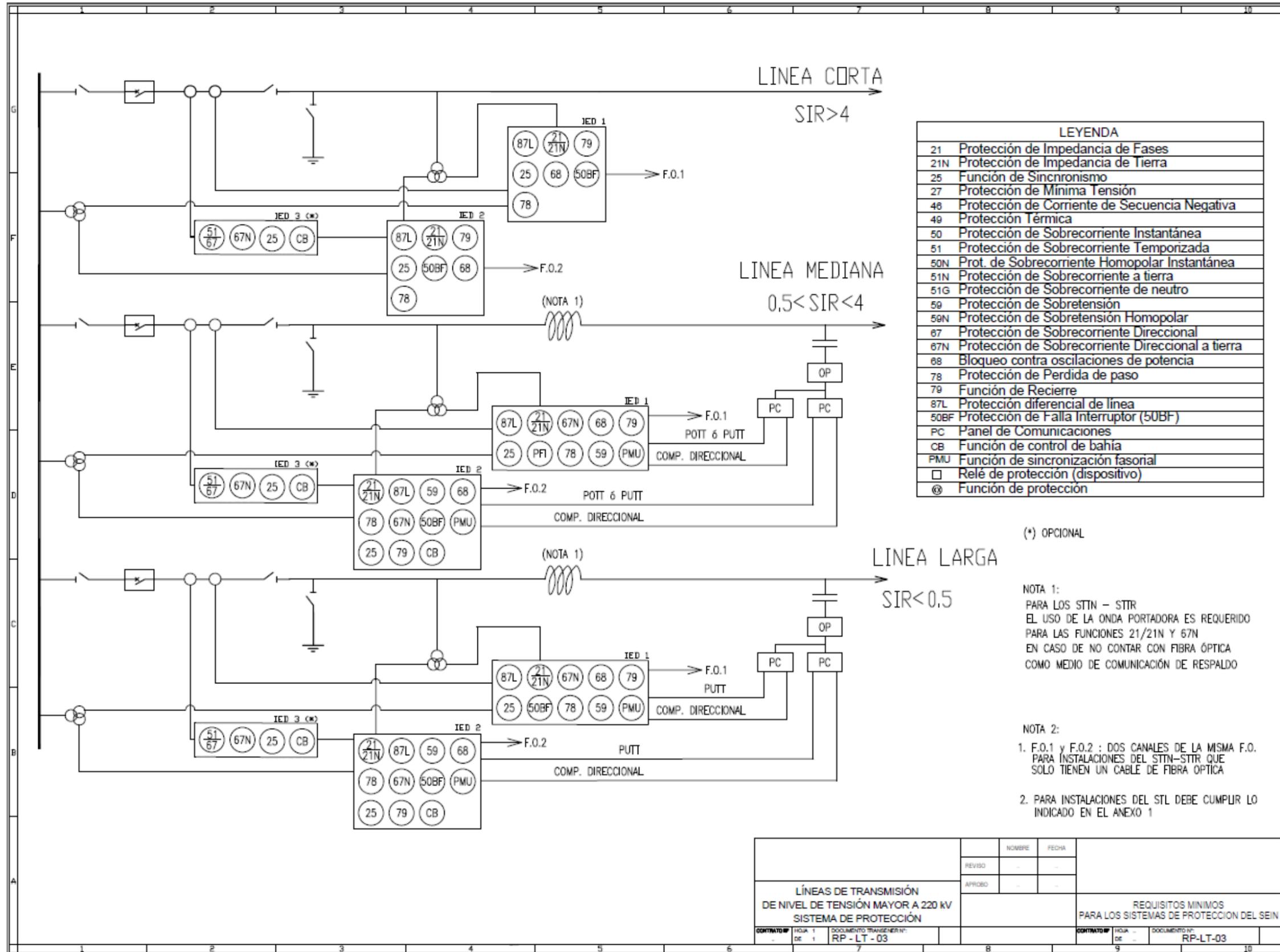


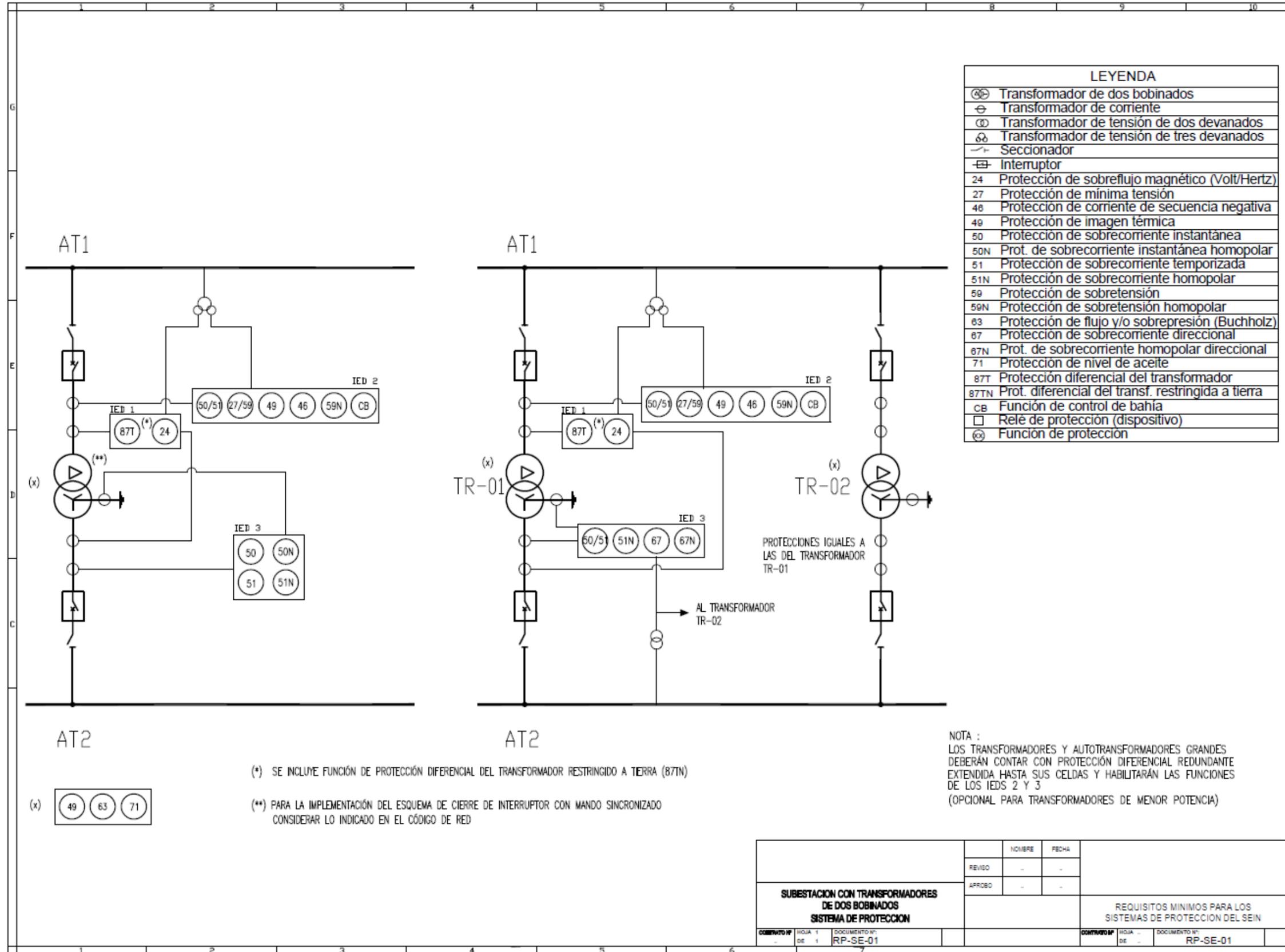


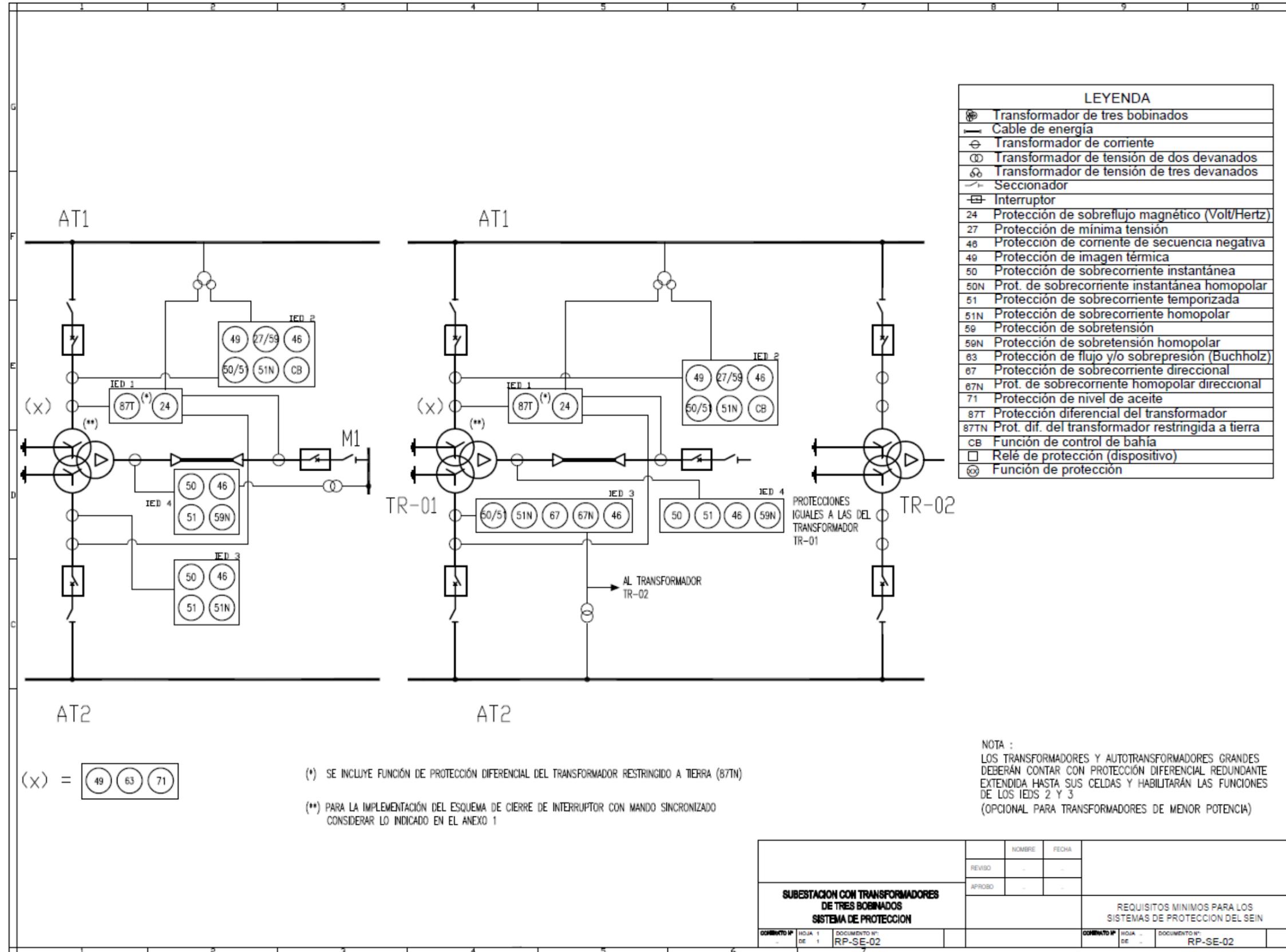
CENTRAL CON GRUPOS PEQUEÑOS, MEDIANOS O GRANDES SISTEMA DE PROTECCIÓN		NOBRE	FECHA
REVISOR	DE	-	-
APROBADO	DE	-	-
		REQUISITOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DEL SEIN	
COBERTOR	HOJA	DOCUMENTO	COBERTOR
DE 1	DE	RP-CE-03	DE
			RP-CE-03

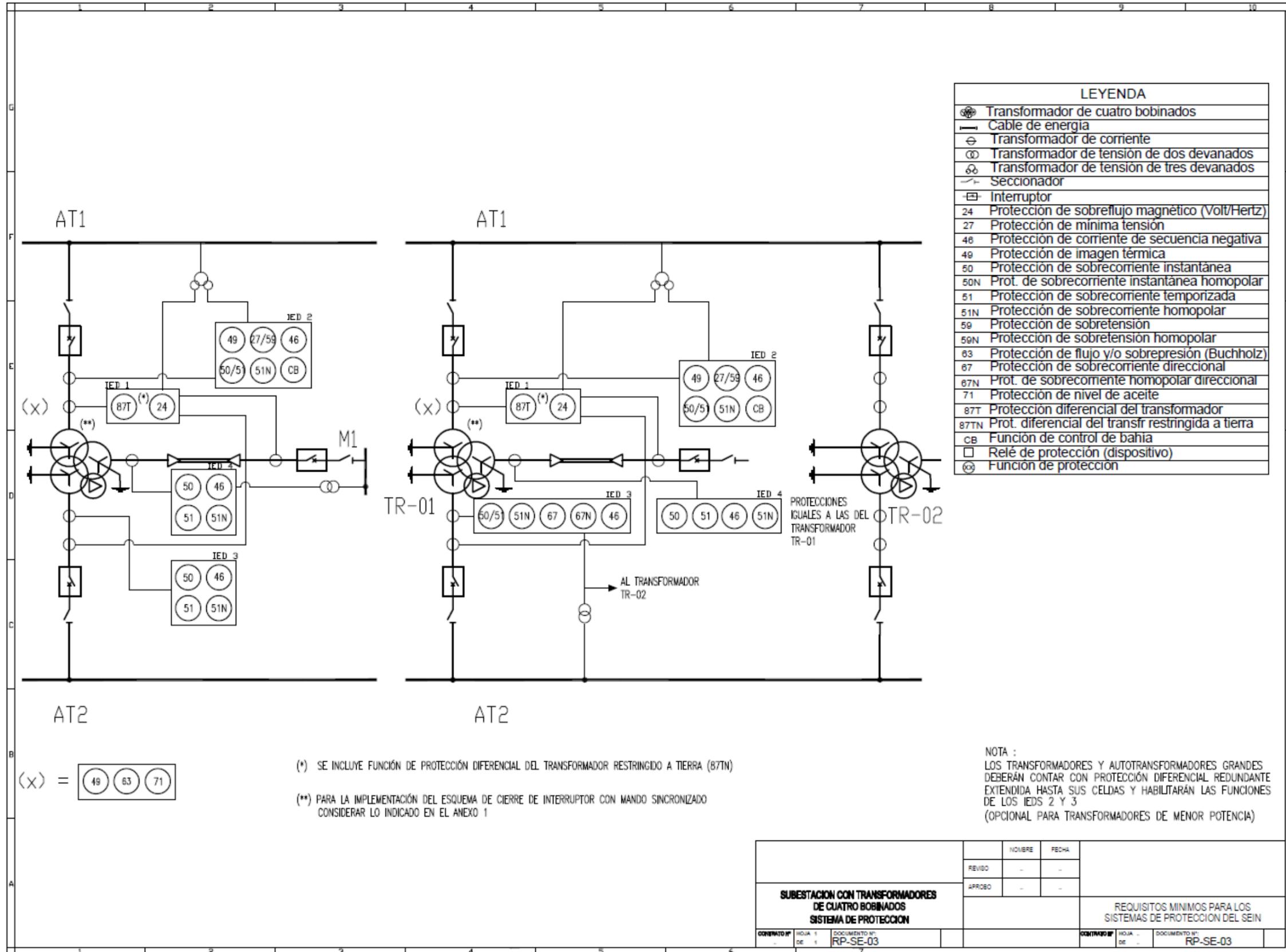


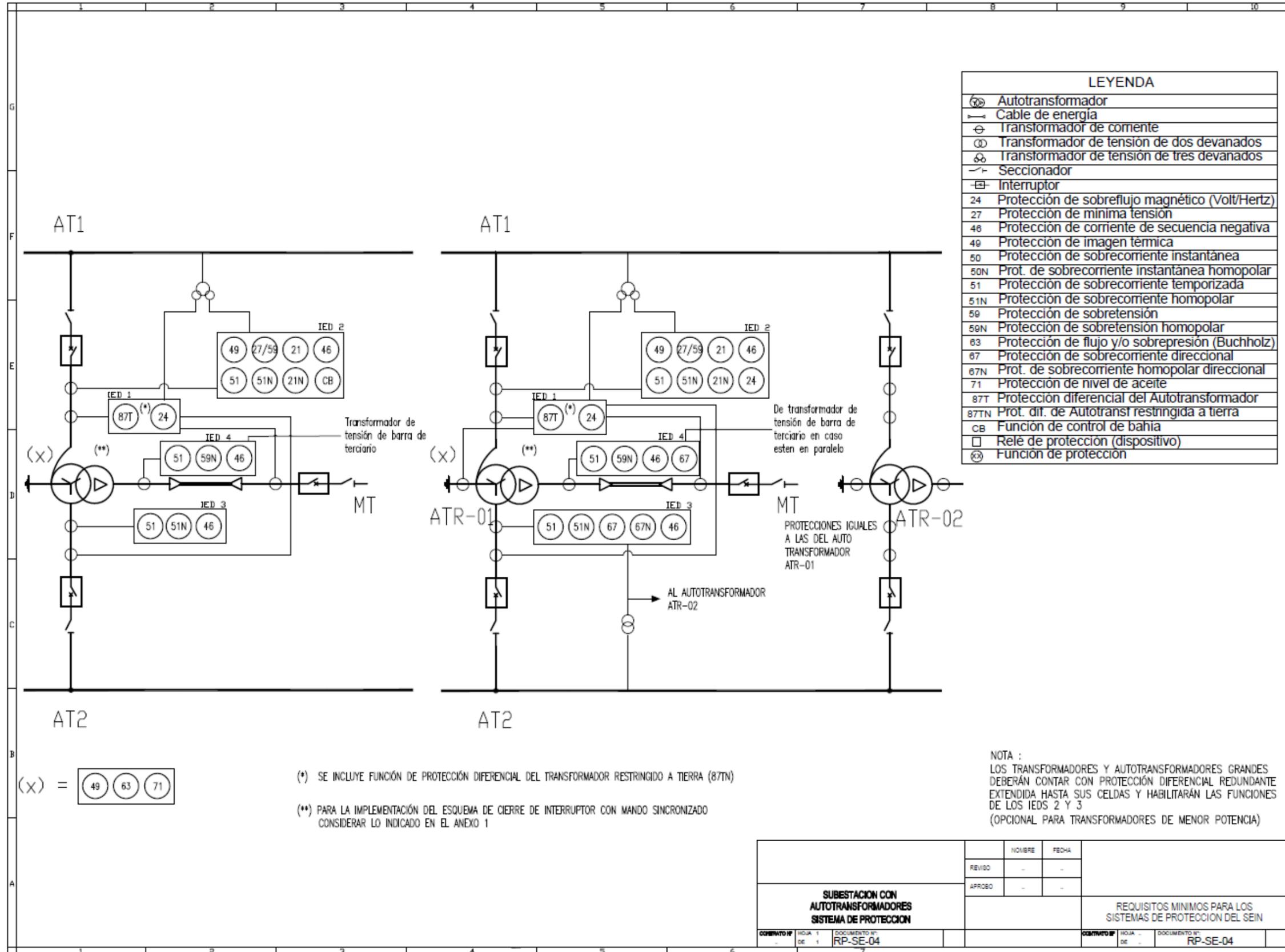


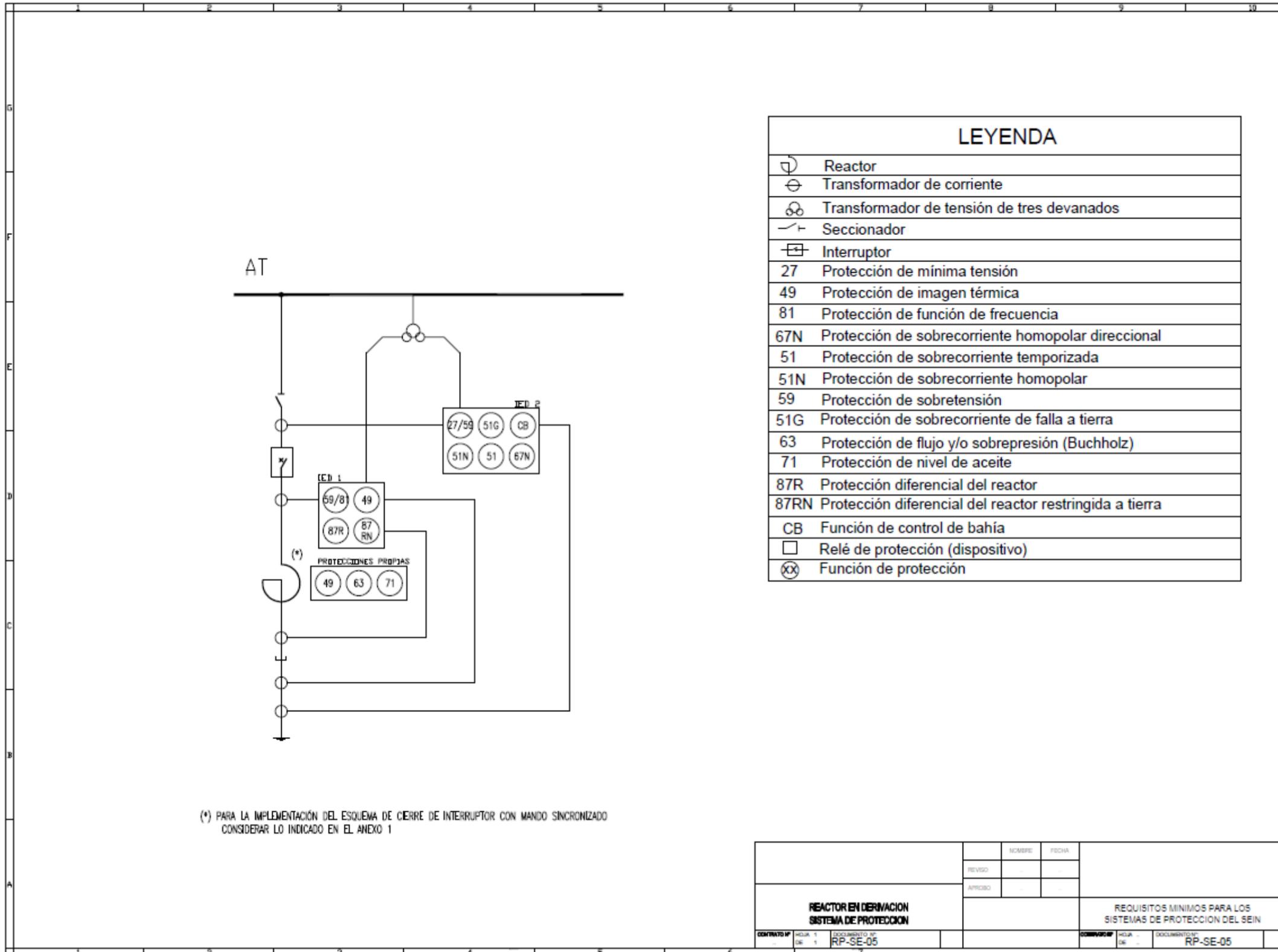


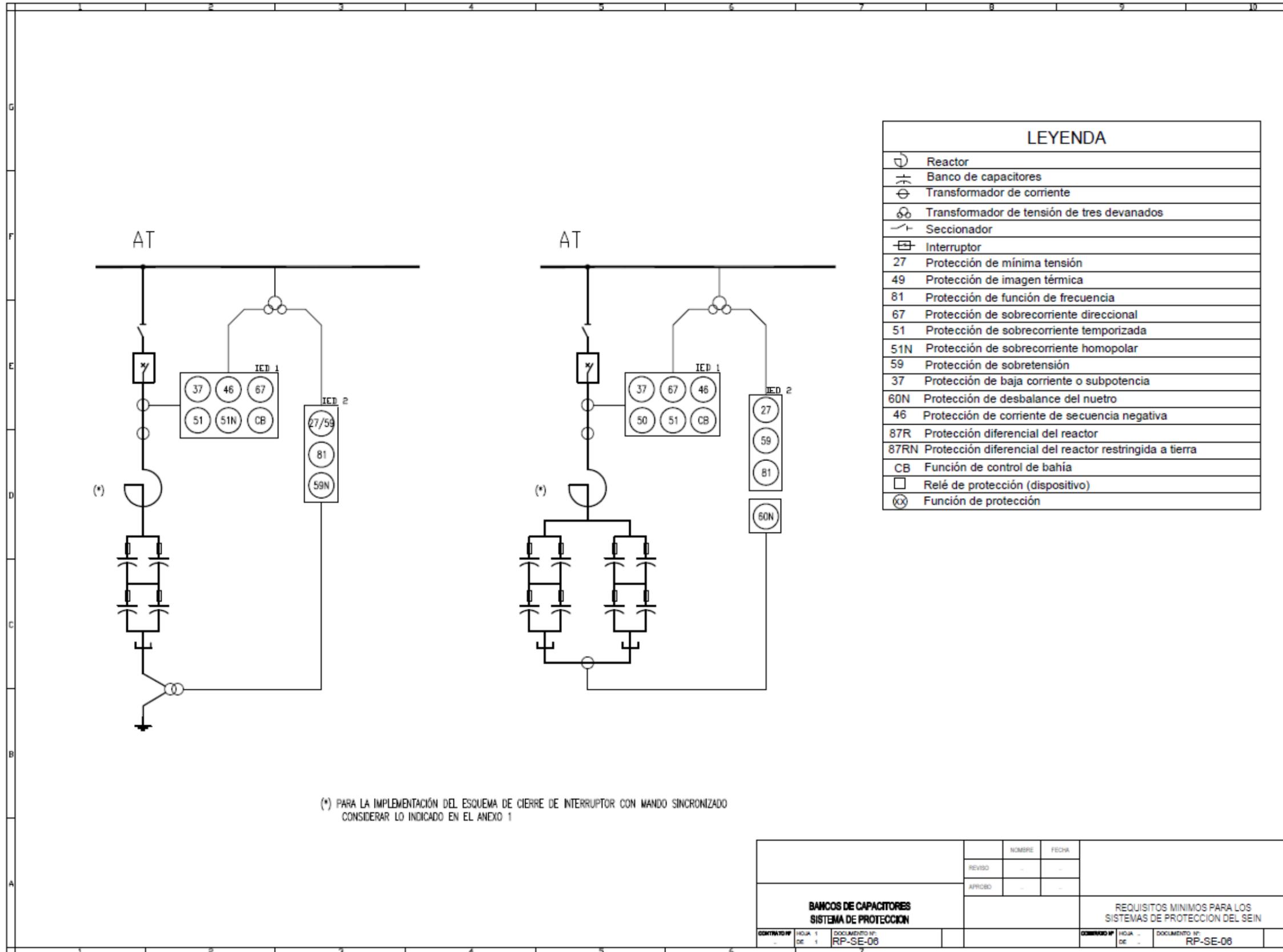












COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 7. REQUISITOS MÍNIMOS DEL EQUIPAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL		

7.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos de diseño que deben cumplir los sistemas de automatización y control de subestaciones utilizadas en el Sistema de Transmisión y generación.

7.2 ALCANCE

Se aplica a diseños de subestaciones de generación y transmisión dentro del alcance de aplicación del PR-20, previstas para operar normalmente como subestaciones totalmente tele controladas, no atendidas, pero provistas con las facilidades necesarias para su operación desde la sala de equipos o desde una sala de control local.

7.3 FILOSOFÍA DE DISEÑO

7.3.1 ARQUITECTURA DEL SAS

Los nuevos proyectos deberán desarrollar la ingeniería de la red y definir la topología a utilizar considerando la instalación de IEDs con funciones de protección y/o control, unidades de bahía, unidades de estación, consolas de control, relés de mando sincronizado, así como otros dispositivos de supervisión y control del equipamiento primario, debiendo conectarse a través de una red LAN Ethernet, de acuerdo con lo establecido por el estándar IEC 61850 (Ref. [14]).

7.3.2 FUNCIONALIDADES

Cada proyecto podrá decidir si utiliza IEDs con funciones separadas de protección y de control, o IEDs con funciones de protección y de control combinadas.

Los IEDs u otros dispositivos empleados para la adquisición de datos deberán tener puertos Ethernet para posibilitar su

conexión directa a la red y evitar la utilización de convertidores seriales/Ethernet).

7.3.3 REDES DE ÁREA LOCAL (LAN) ETHERNET

Las redes Ethernet, para los STTN, STTR y las subestaciones en general deben garantizar la redundancia ante la falla de alguno de sus elementos. El protocolo de redundancia utilizado en esta red debe permitir un tiempo de recuperación de la red de acuerdo con lo que indica el estándar IEC61850.

7.4 ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACIÓN O CONTROL LOCAL

7.4.1 TIPO DE ARQUITECTURA

Para las diversas arquitecturas a emplear, se debe considerar como mínimo el siguiente equipamiento:

- Consola de control local o consola SCADA.
- Unidad de estación con funciones Gateway.
- Unidades de bahía.
- IEDs con funciones de protección e IED con funciones de control, o IEDs con funciones de protección y control, o IEDs con funciones de mediciones combinadas.
- Transductores de medida, en el eventual caso que la clase de exactitud de las mediciones de los IEDs con funciones de protección y/o control no satisfagan el requerimiento de exactitud (clase) de las mediciones del SEIN.
- Dispositivo para el análisis de gases y temperatura de transformadores, si corresponde.
- Regulador automático de tensión (RAT).
- Regulador bajo carga (RBC).
- Relés de mando sincronizado.

La unidad de estación debe soportar la consola de operaciones o consola SCADA para el control y operación local de la estación, así como poseer funciones "gateway" para traducir el protocolo de las unidades de bahía e IEDs de la estación al protocolo utilizado en el centro de control.

Debido a las exigencias de precisión, la función de medición deberá mantenerse separada de las funciones de protección y control.

La unidad de bahía, entre sus funciones, es la responsable de la adquisición de los estados, alarmas, alarmas generales de la estación y la emisión de comandos, en la arquitectura que adopta la separación de funciones de protección y control.

Los dispositivos restantes, en caso de instalarse, tal como el medidor de análisis de gases de transformadores de potencia, RAT, RBC, etc., se conectarán en cada caseta de control, según corresponda, a los respectivos switches¹⁴.

7.4.2 MEDICIONES

En función de la clase de precisión requerida por el centro de control del COES, las mediciones pueden obtenerse mediante los IEDs o mediante unidades de bahía, o a través de transductores de medida o medidores electrónicos multivariados conectados a la red mediante puertos Ethernet.

7.4.3 TRANSMISIÓN DE DATOS AL CENTRO DE CONTROL

Con el fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar al COES en tiempo real los datos e información que establece la NTCOTR, la transmisión de información entre el centro de control de la empresa y los centros de control del COES debe cumplir con lo dispuesto en la NTIITR.

El sistema de comunicación debe contar con dos enlaces de fibra óptica dedicados: uno hacia el centro de control principal del COES y otro hacia el centro de control de respaldo; con la velocidad mínima establecida en la NTIITR.

7.4.4 REDUNDANCIA

Todo nuevo proyecto deberá implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales y cumplir con lo establecido en la NTIITR, la cual, dispone que los componentes que deben considerarse para implementar los mecanismos de redundancia son los siguientes:

- Sistemas SCADA
- Equipos de comunicaciones

¹⁴ Switches: Dispositivos de interconexión utilizados para conectar equipos de red formando lo que se conoce como red de área local (LAN)

- Redes (routers¹⁵, switches, líneas dedicadas, entre otros)
- Servidores ICCP
- Servidores de base de datos

7.5 MODOS DE CONTROL EN LAS SUBESTACIONES

Bajo esta designación quedan involucradas todas las funciones relativas al comando y supervisión de una subestación y su relación con el centro de control de la empresa.

Los modos de comando a ser implementados en la subestación, así como las funciones de supervisión son las siguientes:

7.5.1 MANDO “LOCAL” – NIVEL 0

Comprende al mando eléctrico ejecutado en el patio de llaves, al pie del equipo, válido para todas las instalaciones de transmisión. No se recomienda la operación de equipos energizados desde el nivel 0.

La selección de este modo de mando se realiza por medio de un conmutador “local-remoto” (L-R), instalado en el equipo de maniobras y su posición se informa al sistema de control local y telecontrol.

La posición “local” (L) debe inhibir el accionamiento remoto desde los otros niveles de comando y se utiliza para tareas de mantenimiento.

En la posición “remoto” (R) el equipo debe poder operarse a distancia desde los otros niveles de mando.

Adicionalmente al mando eléctrico, los seccionadores incluirán mandos mecánicos, los cuales no corresponden al nivel 0, y su utilización, solo debe permitirse con equipos fuera de servicio.

7.5.2 MANDO “DESDE UNIDAD DE BAHIA UBICADA EN LA CASETA DE CONTROL O SALA DE MANDO” – NIVEL 1

En subestaciones de 220 kV y 500 kV, considerado una modalidad de mando “tradicional”, comprende el mando eléctrico ejecutado en la caseta de control o sala de mando desde la unidad de bahía. Se debe contar con un conmutador “caseta de control-sala” (CdC-S) para la selección de este

¹⁵ Routers: Dispositivos de red utilizados para unir redes lógicas diferentes y transferir datos entre ellas.

modo de mando. Su posición se informa al sistema de telecontrol.

El mando de un equipo desde la unidad de bahía requiere la posición (CdC) del conmutador (CdC-S) y la posición (R) del conmutador (L-R) del equipo.

El mando desde la unidad de bahía debe ser eventual para tareas de prueba o ante una situación de falla en los niveles superiores de mando.

Si se adopta una modalidad de mando acorde con las facilidades que brinda IEC 61850 (Ref. [14]), el mando puede ejecutarse desde las unidades de bahía de cada caseta de control, eliminando la llave conmutadora caseta de control-sala de los tableros.

En el caso de subestaciones que no posean casetas de control, como es el caso de estaciones en los niveles de tensión de 138 kV o menores, y eventualmente 220 kV, la modalidad de mando “tradicional” implica que el tablero de mando ubicado en la sala de control, cuente con un conmutador “sala- telecontrol” (S-T) o “sala-despacho” (S-D) para la selección de este modo de mando y su posición se informa al sistema de telecontrol.

El mando de un equipo desde el nivel de campo requiere la posición (S) del conmutador (S-T o S-D) y la posición (R) del conmutador (L-R) del equipo.

En el caso de instalaciones de 220 kV o 138 kV, se aplican las mismas consideraciones realizadas para las estaciones de 500 kV en lo relativo a la eliminación de la llave conmutadora sala-telecontrol de los tableros de la subestación y la ejecución de comandos a través de la unidad de bahía correspondiente.

7.5.3 MANDO “DESDE SALA DE CONTROL” – NIVEL 2

Comprende al mando eléctrico ejecutado desde la consola de operaciones (consola SCADA) de la subestación, ubicada en la sala de control para todos los niveles de tensión.

La elección de este modo de mando se realiza por medio de una selección por software “sala-telecontrol” (S-T).

El mando desde la consola de operaciones requiere la posición (S) de la selección (S-T), la posición (S) del conmutador (CdC-S) y la posición (R) del conmutador (L-R).

El modo de mando local desde la sala de control de la subestación se realiza de forma no habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma.

En instalaciones de niveles de tensión mayor a 100 kV y eventualmente 220 kV, el mando desde la consola de operaciones se realiza por medio de una selección por software "sala-telecontrol" (S-T), requiriendo la posición (S) de la selección (S-D o S-T) y la posición (R) del conmutador (L-R).

7.5.4 MANDO "POR TELEMANDO" – NIVEL 3

Comprende al mando eléctrico ejecutado desde un centro de control de la empresa.

La selección (T) definida en la consola de operación, permite el telemando de la estación desde el centro de control de la empresa, vía telecontrol e inhibe la operación desde la consola de operación de la subestación.

El modo de mando habitual de la subestación es vía telecontrol desde el centro de control de la empresa integrante.

7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES

La aplicación de subestaciones digitales deberá ser sólo en STL, STTR y STTN.

El sistema de automatización y control de las subestaciones digitales requieren información digital a nivel de bus de estación. En ese sentido, el proceso de recolección de información se realizará desde los equipos de patio hasta los dispositivos de protección, control y medida (IEDs), utilizando el estándar IEC 61850 (Ref. [14]).

Los requisitos necesarios para la ciberseguridad serán tomados en cuenta de acuerdo con el estándar IEC 62443 y NERC o la que los reemplace.

Para tal fin se convertirán las siguientes señales análogas y binarias a señales digitales:

- a) Señales análogas de tensión y corriente, proveniente de los transformadores de medida según la norma IEC 61850-9-2 LE [Ref. 40] (bus de proceso), con la excepción de las señales análogas de tensión y corriente de los medidores de energía, las cuales se conectarán directamente.

- b) Señales binarias provenientes de los seccionadores, interruptores, transformadores de potencia y otros, según la norma IEC 61850-8 [Ref. 41].

Esta conversión se realizará por intermedio de unidades de interfaz de comunicación (merging units) redundantes, ubicados muy cerca de los equipos de patio (Nivel 0), y serán transmitidos a través de un bus de proceso con cable de fibra óptica.

Esta plataforma deberá garantizar como mínimo la misma seguridad, redundancia, disponibilidad y confiabilidad que ofrece el sistema de automatización y control en subestaciones convencionales y, que permitan obtener otras ventajas adicionales que ofrecen las subestaciones digitales como:

- Permanente supervisión de sistema de control en tiempo real.
- Procesamiento de la información digital.
- Adquisición de la información sin pérdida de su calidad.
- Gestión remota, para supervisión operación y mantenimiento sin la necesidad de sacar fuera de servicio una instalación.
- Permitir realizar configuraciones sin necesidad de incorporar nuevos cableados.
- Capacidad de auto-recuperación en caso de fallas internas en el hardware o problemas en la configuración.
- Sincronización de tiempo de los relojes horarios de los dispositivos de la subestación para el control y adquisición de datos. Se deben considerar aquellos factores que afectan la precisión de la sincronización de tiempo como: la carga de tráfico, los medios de comunicación y distancia por cable de la red.

7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES

El protocolo de comunicación entre las “subestaciones telecontroladas” o subestaciones y el centro de control de la empresa Integrante de la RIS, debe cumplir con lo establecido en las normas IEC 60870-5-104 (Ref. [16]), DNP 3.0 sobre TCP/IP, o DNP 3.0 serial, IEC TR 61850-90-2 (Ref. [46]) o la que la reemplace. El protocolo de transmisión de datos entre el centro de control de la empresa Integrante de la RIS y los centros de control del COES, debe cumplir con lo especificado con la NTIITR.

El equipamiento de comunicaciones para conexión con los centros de control del COES a través de canales de comunicaciones soportados en fibra óptica, debe ser totalmente compatible con el equipamiento existente en el centro de control del COES, de acuerdo con lo establecido en la NTIITR.

Sistemas de Telecontrol (SCADA) y sus Funciones

Cada Titular de la Instalación, debe contar con un centro de control para la operación de sus instalaciones y disponer de las siguientes funciones de aplicación:

- Telemedida de potencias activa y reactiva de cada generador y transformador en Centrales Generadoras; frecuencia en barras de generación; nivel de tensión en bornes de generación y barras;
- Telemedida de potencias activa y reactiva de líneas y transformadores; potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva; niveles de tensión en barras;
- Teleseñal de posición de interruptores, seccionadores, posición de los gradines o taps de los transformadores con conmutadores de toma bajo carga; señales de alarma de subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva de forma centralizada por equipo;
- Telemando de interruptores, seccionadores, posición de gradines o taps de transformadores, habilitación o deshabilitación de la regulación automática de los transformadores (Estas dos últimas funciones corresponde a cada SCADA empresarial, no es una función ejercida por el centro de control del COES);
- Sincronización de tiempo entre estaciones telecontroladas, estación maestra y centro de control principal del COES; y
- Grabación del tiempo de ocurrencia de cada información, con la resolución requerida por la NTIITR.

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.

(**) 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, así como el archivo Google Earth que incluya los vértices de la línea, subestaciones e instalaciones del proyecto.
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 y, descripción de las principales adecuaciones de las líneas existentes en casos de seccionamiento.

3. Planos de silueta de estructuras

4. 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. [2]) 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, 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 de las instalaciones propuestas (en formato AutoCAD).
4. Esquema de comunicaciones y tele protección.
5. 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) Constante de inercia del conjunto turbina-generador (H) y estimación de la constante de tiempo del agua T_w (para el caso de centrales hidroeléctricas).
 - b) Factor de potencia del generador
 - c) Impedancia de cortocircuito del transformador.

- d) 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 capacidad. 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 capacidad. Todos los equipos indicados y sus componentes de control serán definidos en 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 potencia de la carga que se prevé alimentar desde la subestación del Usuario, indicando la potencia motórica y la compensación reactiva centralizada para cumplir con el factor de potencia en el punto de conexión.

Se debe incluir el cronograma de incorporación de carga del proyecto. También se debe indicar si las cargas 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 NTCOTR¹⁶.

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 supuesto que el Proyecto involucre la implementación de un Esquema Especial de Protección para el control y/o desconexión de generación, el resultado de este esquema y el número de puntos de medición asociados incluidos en el EPO son referenciales y pueden ser ajustados, aumentando o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO.

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

¹⁶ Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados

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

En el modelo eléctrico del SEIN se debe incluir el modelo simplificado de la central, 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 un Esquema Especial de Protección para 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 contingencias o eventos no previstos, adicionalmente al equipamiento descrito en el párrafo precedente, se implementará, de ser el caso, una unidad central de control para la reducción y/o desconexión automática de generación del conjunto de proyectos de generación en el mismo Punto de Conexión o zona de

influencia, o su integración a este esquema, con los respectivos medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación, según lo aprobado en el EPO.

Estos esquemas estarán habilitados hasta que ingresen los proyectos del Plan de Transmisión previstos en la zona de influencia, que solucionen las restricciones presentadas.

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.

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.

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 Capacidad (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)

Deben cumplir con la tolerancia a la circulación de corriente de secuencia inversa sin salir de servicio.

Se realizarán los siguientes análisis:

a) 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).

b) 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 lea 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

La central debe cumplir con las exigencias frente a los Huecos de Tensión consignadas en los requerimientos técnicos del Anexo 1. 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.

b) Estabilizador de frecuencia

Realizar simulaciones de estabilidad de la frecuencia considerando la desconexión de la unidad síncrona más grande del SEIN, verificar la disminución de inercia del SEIN asociado al ingreso de la CGNC. En el marco del EPO, tiene la finalidad de dimensionar el aporte de inercia de la CGNC consignados en los requerimientos técnicos del Anexo 1.

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

6.5. ESTUDIO DE ARMÓNICOS

Las instalaciones de demanda, 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 IEEE 519 (Ref. [25]) e IEC 61000-3-6 (Ref. [12]).

Para los proyectos de demanda o centrales de generación RER que incluyan la implementación de compensación reactiva y/o filtros de armónicos para el control del factor de potencia en el punto de conexión, su validación se realizará en el estudio de armónicos del estudio de operatividad.

Los proyectos con equipos de compensación reactiva, deben garantizar que no ocasionen fenómenos de resonancia en el sistema.

En ningún caso, las nuevas instalaciones deben transgredir o incrementar las tolerancias establecidas en la NTCSE para los niveles de armónicos existentes, la verificación se realizará en el estudio de armónicos del estudio de operatividad del proyecto.

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 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 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 COES en el alcance del EPO. 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 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

(1) Cálculo de parámetros eléctricos de la línea

En correspondencia con los datos constructivos de las líneas y de los valores 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.

(2) Coordinación del aislamiento

Deberá cumplir con el criterio establecido en los numerales 3.2.4 y 3.3.7 del Capítulo 3 del Anexo 1.

(3) Especificación del OPGW (Optical Ground Wire)

Deberá cumplir con el criterio establecido en los numerales 3.2 y 3.3 del Capítulo 3 del Anexo 1.

(4) Verificación del diseño del blindaje de las líneas para descargas atmosféricas

Deberá cumplir con el criterio establecido en el numeral 3.2.4 del Capítulo 3 del Anexo 1.

(5) Transposiciones

Deberá cumplir con el criterio establecido en el numeral 3.3.5 del Capítulo 3 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:

(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.

(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 sollicitaciones 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.

(3) Sollicitación 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:

(3.1) 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 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.
- (3.2) 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.

(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 sollicitaciones 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.
 - (**) O 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.

(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 haber 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.

(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 (Ref. [31]), registrando el TRV y la RRRV.

Siguiendo las siguientes recomendaciones de la Norma IEC 62271-100 (Ref. [31]), 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) Estudios y especificaciones particulares para reactores y transformadores

Los transformadores y eventuales reactores deberán cumplir con características de magnetización tales que no se produzca ferresonancia 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 cuenten con relés de mando sincronizado en sus interruptores, no será necesario presentar estudios de energización de los mismos. Estos según sea el caso serán requeridos en el Estudio de Operatividad.

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 $\pm 2.5\%$ 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.
 - $\pm 10\%$ para las barras con tensiones nominales $60 \text{ kV} < V_N \leq 200$ kV.

Siendo las tensiones nominales (V_N), 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 en transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% en líneas de transmisión, 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.
- El 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 $\pm 20\%$ 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 transformadores, 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 (ONAN)	TRAFOS ≤ 50 MVA (ONAN)	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 (EDAGSF¹⁷ y ERACMF¹⁸)							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

¹⁷ Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia.

¹⁸ Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia

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.

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 en el horizonte de un (01) año en condiciones hidrológicas de avenida y estiaje (máxima, media y mínima demanda), a partir del mes estimado del año de ingreso del proyecto, considerando escenarios con y sin proyecto, cumpliendo 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.

Para este fin, se deben efectuar simulaciones en el horizonte de un año en condiciones hidrológicas de avenida y estiaje (máxima, media y mínima demanda), a partir del mes estimado del año de ingreso del proyecto, considerando escenarios con y sin proyecto,

cumpliendo 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 POD¹⁹.

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 desempeño²⁰. 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

¹⁹ POD: Power Oscillation Damping.

²⁰ Indicadores de desempeño: Sobreelevación (Overshooting) , Tiempo de subida (Rise time), y Tiempo de establecimiento (Settling time).

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.

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 armónicos²¹ sobre el sistema de potencia en el Punto de Conexión.

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:

²¹ Se refiere la distorsión armónica de la tensión y la inyección armónica de corrientes.

1. La inyección de corriente armónica equivalente²²;
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 ferresonancia.
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.

²² Se debe explicar el cálculo de la inyección armónica equivalente a partir de las fuentes existentes en la planta.

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 COES en el alcance del EO. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional.

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 través de un análisis de barrido en frecuencia, de existir riesgo de RSS o incrementarse el mismo, se realizará 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 centrales 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 una propuesta de su “Esquema de Rechazo Automático de Carga” (ERACMF) que implementarán a su ingreso en operación, que cumpla con los valores de magnitudes por escalones y ajustes de relés que establezca el Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación vigente del COES (ERACG), 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 NTCOTR²³, y los numerales 2.1.1 y 2.1.2 de la NTIITR²⁴.

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:

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)

²³ Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados

²⁴ Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del SEIN

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

Las Pruebas de Puesta en Servicio se deberán realizar para cada etapa definida en el EO y según el tipo de instalación:

2.1 SUBESTACIONES

- Pruebas de relés de protección.

2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:

- a) Pruebas de medición de parámetros de líneas, en caso de que la misma no pueda realizarse, se deberá remitir el informe con su sustento incluyendo el cálculo teórico de parámetros considerando las instalaciones As Built.
- b) Pruebas de relés de protección.
- c) Pruebas End-to-End.

2.3 EQUIPOS FACTS

- 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.

2.6 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

- Pruebas de eficiencia.
- 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:

3.1 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.

3.2 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.

3.3 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.

3.4 CONFORMIDAD DE USO DE INSTALACIONES DE TERCEROS

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

3.5 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.

3.6 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.

3.7 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.

3.8 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.

3.9 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.

3.10 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.

3.11 REMISIÓN DE LAS FICHAS TÉCNICAS

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

3.12 PRUEBAS POR REALIZAR

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

3.13 IMPLEMENTACIÓN DE SEÑALES EN TIEMPO REAL

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

4. INFORME DE PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

4.1 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 y de los esquemas especiales de protección instalados en las subestaciones.
- 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 formato del Apéndice A del presente Anexo.

4.2 INSTALACIONES DE GENERACIÓN, EQUIPOS FACTS Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

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 y de los esquemas especiales de protección y control instalados en las subestaciones.
- 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 para verificar el correcto funcionamiento de las instalaciones que conforman la central para sincronizarlas al SEIN e inyectar su energía eléctrica. En el caso de las CGC, las pruebas se realizan a las unidades de generación y, en el caso de las CGNC, a los aerogeneradores de las centrales eólicas, así como los inversores y los correspondientes paneles de las centrales solares fotovoltaicas.
- e) Resultados de toma de carga que permitan registrar el incremento gradual de potencia generada por las unidades de generación, los aerogeneradores y los inversores hasta la potencia que registre el medidor.
- f) Fichas Técnicas definitivas, según el formato del Apéndice A del presente Anexo.

5. APÉNDICE A – FICHAS TÉCNICAS

FICHA TÉCNICA				
POR CENTRAL DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA				
1 DATOS GENERALES				
1.1	Empresa			
1.2	Central			
1.3	Fecha Inicio de Operación Comercial			
1.4	Empresa que opera la central			
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		[MW]	
2.5	Caudal turbinado a potencia efectiva ⁽¹⁾		[m³/s]	
2.6	Rendimiento a potencia efectiva		[MW/m³/s]	
2.7	Potencia Garantizada ⁽²⁾		[MW]	
2.8	Potencia Mínima ⁽³⁾		[MW]	
2.9	Concentración máxima de sólidos en suspensión para operar		[g/l]	
2.10	El costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada (CVSS)		[S//kWh]	
3 DATOS HIDRAULICOS				
3.1	Esquema hidráulico de la cuenca con sus datos principales		Archivo	
3.2	Reservorio de regulación anual	3.2.1	Nombre	
		3.2.2	Volumen máximo de operación	[hm³]
		3.2.3	Volumen mínimo de operación	[hm³]
		3.2.4	Caudal máximo de descarga	[m³/s]
		3.2.5	Tiempo máximo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central o el siguiente embalse	[h]
3.3	Reservorio de regulación estacional	3.3.1	Nombre	
		3.3.2	Volumen máximo de operación	[hm³]
		3.3.3	Volumen mínimo de operación	[hm³]
		3.3.4	Caudal máximo de descarga	[m³/s]
		3.3.5	Tiempo máximo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central o el siguiente embalse	[h]
3.4	Reservorio de regulación semanal	3.4.1	Nombre	
		3.4.2	Volumen máximo de operación	[hm³]
		3.4.3	Volumen mínimo de operación	[hm³]
		3.4.4	Caudal máximo de descarga	[m³/s]
		3.4.5	Tiempo máximo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central o el siguiente embalse	[m³/s]
3.5	Reservorio de regulación diario/horario	3.5.1	Nombre	
		3.5.2	Volumen máximo de operación	[hm³]
		3.5.3	Volumen mínimo de operación	[hm³]
		3.5.4	Caudal máximo de descarga	[m³/s]
		3.5.5	Tiempo máximo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central o el siguiente embalse	[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.				

FICHA TÉCNICA

POR UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

1 DATOS GENERALES									
1.1	Empresa								
1.2	Central								
1.3	Código de la Unidad								
1.4	Fecha Inicio de Operación Comercial								
1.5	Arranque en negro (Black Start)					[Si/No]			
1.6	Potencia	1.6.1	Efectiva ⁽¹⁾			[MW]			
		1.6.2	Nominal			[MW]			
		1.6.3	Mínima ⁽²⁾			[MW]			
1.7	Tiempo	1.7.1	De Arranque ⁽³⁾			[min]	Adjuntar Informe de Sustento Técnico (IST)		
		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 ⁽³⁾	1.7.5.1	Estado normal			[min]	Adjuntar Informe de Sustento Técnico (IST)
				1.7.5.2	Estado de emergencia			[min]	Adjuntar Informe de Sustento Técnico (IST)
1.7.6	Mínimo de Operación ⁽³⁾					[h]	Adjuntar Informe de Sustento Técnico (IST)		
1.8	Rendimiento a potencia efectiva					[MW/m ³ /s]			
1.9	Velocidad	1.9.1	Rampa de incremento de generación			[MW/min]			
		1.9.2	Rampa de disminución de generación			[MW/min]			
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	Año de Fabricación								
2.6	Potencia nominal					[MW]			
2.7	Velocidad nominal de rotación					[rpm]			
2.8	Caudal	2.8.1	Mínimo turbinable			[m ³ /s]			
		2.8.2	Máximo turbinable			[m ³ /s]			
2.9	Salto neto					[m]			
2.10	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. ⁽⁴⁾					Archivo			
3 GENERADOR ELÉCTRICO									
3.1	Fabricante								
3.2	Modelo								
3.3	Serie								
3.4	Año de Fabricación								
3.5	Potencia aparente					[MVA]			
3.6	Número de polos								
3.7	Curva de capacidad real (MW-MVAr) considerando todas las restricciones					Archivo			
3.8	Capacidad de Generación Reactiva en Vacío					MVA r			
3.9	Tensión	3.9.1	En bones de generación	3.9.1.1	Nominal	[kV]			
				3.9.1.2	Mínima	[kV]			
				3.9.1.3	Máxima	[kV]			
		3.9.2	Excitación	3.9.2.1	Mínima de excitación VDC	[V]			
				3.9.2.2	Máxima de excitación VDC	[V]			
		3.9.3	Servicios auxiliares	3.9.3.1	Mínima	[V]			
3.9.3.2	Máxima			[V]					
3.10	Factor de Potencia								
3.11	Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los	3.11.1	Reactancia sincrónica de eje directo (Xd)			[p.u.]			
		3.11.2	Reactancia sincrónica de eje en cuadratura (Xq)			[p.u.]			
		3.11.3	Reactancia transitoria de eje directo (Xd')			[p.u.]			

	generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.	3.11.4	Reactancia transitoria saturada de eje directo ($X_d'_{sat}$)	[p.u.]	
		3.11.5	Reactancia transitoria de eje cuadratura (X_q')	[p.u.]	
		3.11.6	Reactancia subtransitoria de eje directo (X_d'')	[p.u.]	
		3.11.7	Reactancia subtransitoria saturada de eje directo ($X_d''_{sat}$)	[p.u.]	
		3.11.8	Reactancia subtransitoria de eje cuadratura (X_q'')	[p.u.]	
		3.11.9	Cte. tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito (T_d')	[s]	
		3.11.10	Cte. tiempo transitoria de eje cuadratura en cortocircuito (T_q')	[s]	
		3.11.11	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo en cortocircuito (T_d'')	[s]	
		3.11.12	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura en cortocircuito (T_q'')	[s]	
		3.11.13	Cte. tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto (T_{do}')	[s]	
		3.11.14	Cte. tiempo transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto (T_{qo}')	[s]	
		3.11.15	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo a circuito abierto (T_{do}'')	[s]	
		3.11.16	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura a circuito abierto (T_{qo}'')	[s]	
		3.11.17	Constante de inercia del conjunto maquina electrica, excitatriz y turbina (H)	[s]	
		3.11.18	Resistencia del estator sec. Positiva (R_a)	[p.u.]	
		3.11.19	Reactancia de secuencia negativa (X_2)	[p.u.]	
		3.11.20	Resistencia de secuencia negativa (R_2)	[p.u.]	
		3.11.21	Reactancia de secuencia cero (X_0)	[p.u.]	
		3.11.22	Resistencia de secuencia cero (R_0)	[p.u.]	
		3.11.23	Reactancia de dispersión	[p.u.]	
		3.11.24	SG(1.0)	[p.u.]	
		3.11.25	SG(1.2)	[p.u.]	
		3.11.26	Cte. tiempo de la componente de segundo armónico de cortocircuito (T_a)	[s]	
		3.11.27	Corriente de excitación en vacio a tensión 1.0 p.u.	[p.u.]	
		3.11.28	Corriente de excitación en vacio a tensión 1.2 p.u.	[p.u.]	
3.11.29	Resistencia de neutro	[ohm]			
3.11.30	Reactancia de neutro	[ohm]			
3.12	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. ⁽⁴⁾		Archivo		
<p>Nota: 1) Determinado según PR-18. 2) Determinado según PR-04. 3) Determinado según Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN. 4) Adjuntar el Archivo PowerFactory DigSILENT (*.pfd) con el Modelo de bloques (Indicando los parámetros)</p>					

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 de gas		
		1.3.2	Turbina de vapor		
		1.3.3	Motor reciprocante		
1.4	Potencia Efectiva Contratada ⁽¹⁾			[MW]	
1.5	Potencia Adjudicada ⁽²⁾			[MW]	
1.6	Número de Modos de Operación				
1.7	Empresa que opera la central				
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 (Ex planta)	[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 que no generan crédito fiscal	[S//l]
			2.1.1.11	Mermas	[S//l]
			2.1.1.12	Costo Total Combustible ⁽³⁾	[S//l]
2.2	Combustibles sólidos	2.2.1	Tipo de Combustible		
			2.2.1.1	Capacidad de almacenamiento de la central	[tn]
			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 (Ex planta)	[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 que no generan crédito fiscal	[S//kg]
			2.2.1.10	Mermas	[S//kg]
2.2.1.11	Costo Total Combustible ⁽³⁾	[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 Total Combustible ⁽³⁾	[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) Solo Centrales del Nodo Energético 3) Determinado según PR-31.					

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 Nominal				[MW]	
1.6	Fecha Inicio de Operación Comercial					
2 MOTOR PRIMO						
2.1	Tecnología					
2.2	Fabricante					
2.3	Modelo					
2.4	Serie					
2.5	Año de Fabricación					
2.6	Potencia nominal				[MW]	
2.7	Condiciones ambientales de la potencia nominal	2.7.1	Temperatura		[°C]	
		2.7.2	Presión		[kPa]	
		2.7.3	Humedad Relativa		[%]	
2.8	Velocidad nominal de rotación				[rpm]	
2.9	Regulador de velocidad de la máquina	2.9.1	Posee modo de control estatismo (droop)		[Si/No]	
		2.9.2	Posee modo de control síncrono (modo isla)		[Si/No]	
		2.9.3	Rango de ajuste de la banda muerta		[Hz]	
		2.9.4	Estatismo	2.9.4.1	Valor actual	[%]
2.9.4.2	Valor en sistemas aislados			[%]		
2.9.4.3	Rango de variación			[%]		
2.10	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. ⁽¹⁾				Archivo	
3 GENERADOR ELÉCTRICO						
3.1	Fabricante					
3.2	Modelo					
3.3	Serie					
3.4	Año de Fabricación					
3.5	Potencia Aparente				[MVA]	
3.6	Factor de Potencia					
3.7	Velocidad nominal de rotación				[rpm]	
3.8	Número de polos					
3.9	Curva de capacidad real (MW-MVAr) considerando restricciones				Archivo	
3.10	Capacidad de Generación Reactiva en Vacío				MVA r	
3.11	Tensión	3.11.1	En bornes de generación	3.11.1.1	Nominal	[kV]
				3.11.1.2	Mínima	[kV]
				3.11.1.3	Máxima	[kV]
		3.11.2	Excitación	3.11.2.1	Mínima de excitación VDC	[V]
				3.11.2.2	Máxima de excitación VDC	[V]
		3.11.3	Servicios Auxiliares	3.11.3.1	Mínima	[V]
3.11.3.2	Máxima			[V]		
3.12	Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.	3.12.1	Reactancia sincrónica de eje directo (Xd)		[p.u.]	
		3.12.2	Reactancia sincrónica de eje en cuadratura (Xq)		[p.u.]	
		3.12.3	Reactancia transitoria de eje directo (Xd')		[p.u.]	
		3.12.4	Reactancia transitoria saturada de eje directo (Xd'sat)		[p.u.]	
		3.12.5	Reactancia transitoria de eje cuadratura (Xq')		[p.u.]	
		3.12.6	Reactancia subtransitoria de eje directo (Xd'')		[p.u.]	
		3.12.7	Reactancia subtransitoria saturada de eje directo (Xd''sat)		[p.u.]	
		3.12.8	Reactancia subtransitoria de eje cuadratura (Xq'')		[p.u.]	
		3.12.9	Cte. tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito (Td')		[s]	
		3.12.10	Cte. tiempo transitoria de eje cuadratura en cortocircuito (Tq')		[s]	
		3.12.11	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo en cortocircuito (Td'')		[s]	
		3.12.12	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura en cortocircuito (Tq'')		[s]	
		3.12.13	Cte. tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo')		[s]	
		3.12.14	Cte. tiempo transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo')		[s]	
		3.12.15	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo'')		[s]	
		3.12.16	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo'')		[s]	
		3.12.17	Constante de inercia del conjunto maquina electrica, excitatriz y turbina (H)		[s]	
3.12.18	Resistencia del estator sec. Positiva (Ra)		[p.u.]			
3.12.19	Reactancia de secuencia negativa (X2)		[p.u.]			
3.12.20	Resistencia de secuencia negativa (R2)		[p.u.]			
3.12.21	Reactancia de secuencia cero (X0)		[p.u.]			

		3.12.22	Resistencia de secuencia cero (R0)	[p.u.]	
		3.12.23	Reactancia de dispersión	[p.u.]	
		3.12.24	SG(1.0)	[p.u.]	
		3.12.25	SG(1.2)	[p.u.]	
		3.12.26	Cte. tiempo de la componente de segundo armónico de cortocircuito (Ta)	[s]	
		3.12.27	Corriente de excitación en vacío a tensión 1.0 p.u.	[p.u.]	
		3.12.28	Corriente de excitación en vacío a tensión 1.2 p.u.	[p.u.]	
		3.12.29	Resistencia de neutro	[ohm]	
		3.12.30	Reactancia de neutro	[ohm]	
	3.13	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. ⁽¹⁾		Archivo	
Nota: 1) Adjuntar el Archivo PowerFactory DigSILENT (*.pfd) con el Modelo de bloques(Indicando los parámetros).					

FICHA TÉCNICA							
POR GENERADOR DE VAPOR TÉRMICO							
1 DATOS GENERALES							
1.1	Empresa						
1.2	Central						
2 GENERADOR DE VAPOR (CALDERO O HRSG)							
2.1	Nombre						
2.2	Turbina(s) de vapor asociada						
2.3	Fabricante						
2.4	Modelo						
2.5	Serie						
2.6	Año de Fabricación						
2.7	Tipo						
2.8	Condiciones de Vapor Vivo	2.8.1	Presión	2.8.1.1	Alta	[kPa]	
				2.8.1.2	Media	[kPa]	
				2.8.1.3	Baja	[kPa]	
		2.8.2	Temperatura	2.8.2.1	Alta	[°C]	
				2.8.2.2	Media	[°C]	
				2.8.2.3	Baja	[°C]	
2.9	Capacidad					[kg/h]	

FICHA TÉCNICA									
POR MODO DE OPERACIÓN TERMOELÉCTRICO									
1 DATOS GENERALES									
1.1	Empresa								
1.2	Central								
1.3	Modo de Operación								
1.4	Fecha de ingreso al SEIN								
2 DATOS OPERATIVOS									
2.1	Potencia	2.1.1	Efectiva ⁽¹⁾			[MW]			
		2.1.2	Mínima ⁽²⁾			[MW]			
2.2	Velocidad	2.2.1	Rampa de incremento de generación ⁽³⁾	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 ⁽³⁾⁽⁴⁾	2.3.1.1	Arranque 1		[min]	Adjuntar Informe de Sustento Técnico (IST)	
				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 ⁽³⁾	2.3.2.1	Arranque 1		
				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]	Adjuntar Informe de Sustento Técnico (IST)			
		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]	Adjuntar Informe de Sustento Técnico (IST)					
2.4	Combustible	2.4.1	Tipo de combustible	2.4.1.1	Principal				
				2.4.1.2	Alternativo				
		2.4.2	Consumo en rampa de incremento de generación	2.4.2.1	Desde el arranque hasta sincronización ⁽³⁾	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 ⁽³⁾	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]
2.4.2.3	Desde el	2.4.2.3.1	Arranque 1		[l, kg, m ³]				

					arranque hasta sincronización (Alternativo) ⁽³⁾	2.4.2.3.2	Arranque 2	[l, kg, m ³]	
						2.4.2.3.3	Arranque 3	[l, kg, m ³]	
						2.4.2.3.4	Arranque 4	[l, kg, m ³]	
						2.4.2.3.5	Arranque 5	[l, kg, m ³]	
				2.4.2.4	Desde la sincronización hasta generación mínima técnica (Alternativo) ⁽³⁾	2.4.2.4.1	Arranque 1	[l, kg, m ³]	
						2.4.2.4.2	Arranque 2	[l, kg, m ³]	
						2.4.2.4.3	Arranque 3	[l, kg, m ³]	
						2.4.2.4.4	Arranque 4	[l, kg, m ³]	
						2.4.2.4.5	Arranque 5	[l, kg, m ³]	
		2.4.3	Consumo en rampa de disminución 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]	
				2.4.3.3	Desde generación mínima técnica hasta salir de sincronización (Alternativo)			[l, kg, m ³]	
				2.4.3.4	Desde salir de sincronización hasta la parada (Alternativo)			[l, kg, m ³]	
2.5	Energía producida	2.5.1	Desde la sincronización hasta generación mínima técnica ⁽³⁾	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 ⁽⁵⁾⁽⁶⁾					[S//kWh]	
		2.6.2	Costo Variable No Combustible ⁽⁵⁾	2.6.2.1	Costo Variable No Combustible (CVNC)			[S//kWh]	
				2.6.2.2	Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC)			[S//kWh]	
				2.6.2.3	Costo Variable de Mantenimiento (CVM)			[S//kWh]	
		2.6.3	Costo de Mantenimiento por arranque-parada (CMarr)					[S//Arranq]	
2.7	Consumo de servicios auxiliares							[kW]	
2.8	Curva de Consumo ⁽⁴⁾	2.8.1	Potencia	2.8.1.1	Efectiva			[MW]	
				2.8.1.2	Potencia Intermedia 1			[MW]	
				2.8.1.3	Potencia Intermedia 2			[MW]	
				2.8.1.4	Potencia Intermedia 3			[MW]	
				2.8.1.5	Generación Mínima Técnica			[MW]	
		2.8.2	Consumo Combustible	2.8.2.1	Consumo Combustible Potencia Efectiva			[l, kg, m ³]/h	
				2.8.2.2	Consumo Combustible Potencia Intermedia 1			[l, kg, m ³]/h	
				2.8.2.3	Consumo Combustible Potencia Intermedia 2			[l, kg, m ³]/h	
				2.8.2.4	Consumo Combustible Potencia Intermedia 3			[l, kg, m ³]/h	
				2.8.2.5	Consumo Combustible Generación Mínima Técnica			[l, kg, m ³]/h	
		2.8.3	Rendimiento	2.8.3.1	Rendimiento Potencia Efectiva			[kWh/(l, kg, m ³)]	
				2.8.3.2	Rendimiento Potencia Intermedia 1			[kWh/(l, kg, m ³)]	
				2.8.3.3	Rendimiento Potencia Intermedia 2			[kWh/(l, kg, m ³)]	
				2.8.3.4	Rendimiento Potencia Intermedia 3			[kWh/(l, kg, m ³)]	
				2.8.3.5	Rendimiento Generación Mínima Técnica			[kWh/(l, kg, m ³)]	
		2.8.4	Consumo Específico de Calor	2.8.4.1	Consumo Específico de Calor Potencia Efectiva			[kJ/kWh]	

					2.8.4.2	Consumo Específico de Calor Potencia Intermedia 1	[kJ/kWh]	
					2.8.4.3	Consumo Específico de Calor Potencia Intermedia 2	[kJ/kWh]	
					2.8.4.4	Consumo Específico de Calor Potencia Intermedia 3	[kJ/kWh]	
					2.8.4.5	Consumo Específico de Calor Generación Mínima Técnica	[kJ/kWh]	
<p>Nota: 1) Determinado según PR-17. 2) Determinado según PR-04. 3) Tipo de arranque definidos por el Generador (arranque en frío, 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. 4) Determinado según Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN. 5) Determinado según PR-31. 6) Considerando el Consumo Específico de Calor Potencia Efectiva.</p>								

FICHA TÉCNICA

POR CENTRAL EÓLICA

1 DATOS GENERALES			
1.1	Empresa		
1.2	Central		
1.3	Fecha de Inicio de Operación Comercial		
1.4	Empresa que Opera la Central		
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 conexión a la red 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	

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 capacidad					Archivo Archivo
		2.1.8	Curva de potencia - velocidad del viento en el punto de conexión de red					Archivo 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 Archivo	
				2.5.1.2	Modelo matemático de control de frecuencia (inversor)		Archivo Archivo	
				2.5.1.3	Modelo matemático de control de tensión		Archivo 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						

FICHA TÉCNICA POR CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

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

FICHA TÉCNICA

POR COMPONENTES DE CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

1 DATOS GENERALES						
1.1	Empresa					
1.2	Central					
2 MÓDULO						
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	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/trifásico]			
		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	6.1.1	Fabricante			

	colector	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)	

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				

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 capacitivas / fase	
	3.10.3	Características de las unidades capacitivas	3.10.3.1
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 capacidad		
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)			

FICHA TÉCNICA POR LÍNEA DE TRANSMISIÓN

1 DATOS GENERALES				Comentarios		
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 ⁽⁵⁾	[%]	Adjuntar Informe Técnico de Sustento	
		2.6.2	Por 4 horas ⁽⁵⁾	[%]	Adjuntar Informe Técnico de Sustento	
2.7	Parámetros eléctricos de la línea	2.7.1	Resistencia de secuencia positiva 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	N° 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
 5) La capacidad de sobrecarga se debe llenar como se indica a continuación.

Ejemplo para el llenado de Capacidad de sobrecarga:

Si la capacidad nominal de transmisión es 600 A y la capacidad de sobrecarga por 30 minutos es 780 A, el valor a colocar en la Ficha Técnica es la siguiente:

$$\text{Por 30 minutos} = \frac{780 - 600}{600} \times 100\% = 30\%$$

Si la capacidad nominal de transmisión es 600 A y la capacidad de sobrecarga por 4 horas es 720 A, el valor a colocar en la Ficha Técnica es la siguiente:

$$\text{Por 4 horas} = \frac{720 - 600}{600} \times 100\% = 20\%$$

FICHA TÉCNICA			
POR SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA			
1 DATOS GENERALES			
1.1	Empresa		
1.2	Central		
2 CARACTERÍSTICAS GENERALES			
2.1	Potencia aparente bruta	[MVA]	
2.2	Potencia Nominal del BESS	[MW]	
2.3	Capacidad de almacenamiento de energía utilizable	[MWh]	
2.4	Número total de módulos		
2.5	Sistema de control de frecuencia	[Si/No]	
2.6	Nivel de media tensión	[kV]	
2.7	Intensidad de cortocircuito aportada por el equipo para un cortocircuito en el punto de conexión a la red	[A]	
2.8	Diagrama unifilar de la central hasta la conexión al SEIN	Archivo	Archivo

FICHA TÉCNICA							
POR COMPONENTES DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA							
1 DATOS GENERALES							
1.1	Empresa						
1.2	Grupo o Central al cual pertenece						
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	Potencia máxima, Pmax			[kW]			
2.7	Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa			Archivo	Archivo		
2.8	Temperatura de operación			[°C]			
2.9	Coefficiente de temperatura			[%/°C]			
3 INVERSOR							
3.1	General	3.1.1	Fabricante				
		3.1.2	Modelo				
		3.1.3	Tecnología				
		3.1.4	Rendimiento		[%]		
3.2	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/trifásico]				
		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		[%]		
		3.4.6	Sincronismo con la red				
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	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

Especificar las Pruebas de Homologación que como mínimo corresponde realizar a cada tipo de instalación que se conecta al SEIN, determinar los requisitos a cumplir, el proceso, la obtención de los modelos matemáticos de los controladores y describir la información a presentar en el informe de homologación.

2 ALCANCE

Las Pruebas de Homologación aplican a las CGNC y las unidades de generación de las CGC, con una potencia nominal igual o mayor a 20 MW, a los equipos FACTS y sistemas de almacenamiento de energía activa conectados al Sistema de Transmisión señalado en el numeral 2.1 del presente procedimiento, tanto a las nuevas instalaciones como a las que se encuentran conectadas actualmente al SEIN.

Excepcionalmente, el COES podrá incluir CGC con unidades de generación con una potencia menor a 20 MW u otras instalaciones que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento, en los casos que se detecten vulneraciones a la seguridad operativa del SEIN, tal como afectaciones a la estabilidad en algunas áreas del SEIN.

3 REQUISITOS DEL PROCESO DE HOMOLOGACIÓN

3.1 SOBRE LAS EMPRESAS CONSULTORAS

Las consultoras que realicen las pruebas deberán poseer amplia trayectoria, reconocida experiencia y cumplir con lo siguiente:

- Acreditar una experiencia mínima de 2 años en la realización de pruebas en los equipos señalados en el numeral 2 del presente Anexo.
- Contar con un responsable de la ejecución de la prueba que acredite una experiencia mínima de 4 trabajos similares en ejecución de pruebas de campo en controladores de potencia activa y reactiva;

- Contar con los equipos para realizar la prueba y las mediciones que se requieran, conforme se indica en el numeral 3.5 del presente Anexo.

3.2 CASOS EN QUE LAS PRUEBAS SE DEBERAN REPETIR O ACTUALIZAR

Las Pruebas de Homologación de controladores se deberán repetir o actualizar, cuando se presente los siguientes supuestos:

- Cuando una instalación sea modificada (repotenciada, rehabilitada, modernizada o se haya sometido a otra modificación que cambie su comportamiento dinámico), para lo cual el Titular de la Instalación deberá proceder conforme lo indica el numeral 7.4.5 de la NTCOTR o la que la sustituya.
- A solicitud del COES, cuando considere que el modelo de una instalación no representa su comportamiento dinámico real, con base en simulaciones y/o análisis.
- A solicitud del Titular de la Instalación, cuando considere que debe realizarse nuevas pruebas, para lo cual deberá adjuntar un Informe que sustente el requerimiento.

3.3 PROGRAMACIÓN DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

Para la ejecución de las Pruebas de Homologación el Titular de la Instalación deberá solicitarlo en los programas de intervenciones; comenzando por el Programa Mensual de Intervenciones (PMI), de acuerdo con los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de intervenciones por mantenimiento y otras actividades en equipos del SEIN", para que el COES lo considere en el respectivo Programa Semanal de Operación (PSO).

Asimismo, deberán solicitarlo en el Programa Diario de Operación (PDO) correspondiente, el día y hora para la realización de las pruebas, para lo cual, los Titulares de las Instalaciones deberán enviar al COES la solicitud respectiva conforme a los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 01 "Programa de la Operación de Corto Plazo".

3.4 INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA PARA LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

Como mínimo diez (10) días hábiles antes de la ejecución de las Pruebas de Homologación, el Titular remitirá al COES la siguiente información:

- Nombre de los integrantes del Equipo Técnico Ejecutor de la Pruebas y de la Empresa Especializada a la que pertenecen,

adjuntando la información necesaria que sustente el cumplimiento de los puntos mencionados en el numeral 3.1 del presente Anexo.

- Programa de Pruebas de Homologación que contenga el diagrama de carga y la descripción de actividades a desarrollar.
- Curva de Capacidad de la instalación a homologar, suministrado por el fabricante y/o determinado con la experiencia operativa.
- Diagramas y/o esquemas de los equipos de control de las instalaciones a homologar.
- Nombres y cargos de los especialistas (representante del fabricante o propios de la central).
- Confirmación de que el personal especializado contará con los procedimientos necesarios para cambiar ajustes de los controladores mediante escalones y cambio de parámetros, y también dispondrán de acceso a los mismos (contraseñas en software, cables y llaves de acceso).
- Información detallada de los umbrales y tiempos de disparo de protecciones. En particular, en centrales de generación los correspondientes a tensión y frecuencia.
- Procedimientos operativos para la ejecución de rampas de potencia y/o rechazos de carga.
- Descripción técnica de los equipos de medición e instrumentos que serán utilizados en las Pruebas de Homologación, los cuales deberán contar con sus certificados de calibración o contrastación vigente con una antigüedad no mayor a la indicada en el mismo certificado o en su defecto un año.

El COES no aprobará la ejecución de las Pruebas de Homologación si la información no ha sido remitida en el plazo indicado en el presente numeral.

3.5 EQUIPO DE MEDICIÓN

El equipo de medición a utilizar en las Pruebas de Homologación deberá tener las siguientes capacidades:

- Registrar las variables eléctricas y señales de control asociadas a la tensión, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia eléctrica. Para el caso de las pruebas al sistema de excitación de las unidades sincrónicas deben registrar la tensión de excitación, corriente de excitación y señal de control del PSS y los limitadores.

- Para el caso de las pruebas del sistema de control de velocidad/potencia de las unidades sincrónicas se debe registrar la velocidad de la turbina, y dependiendo de la tecnología se registrarán los parámetros de caudal, posición del distribuidor, presión de la tubería, apertura o posición de válvulas, temperatura y presión ambiente o temperatura y presión del vapor, entre otros.
- Para el registro de la respuesta dinámica se requiere una frecuencia de muestro acorde con las constantes de tiempos asociadas a sus controladores en el orden de las 100 muestras por segundo.
- Para las pruebas correspondientes a características de régimen permanente, se puede registrar una muestra por segundo.

3.6 ASISTENTES A LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

En las Pruebas de Homologación estarán presentes los siguientes representantes:

- El Equipo Técnico Ejecutor de las Pruebas, especializado en Pruebas de Homologación. Será responsable de decidir los aspectos técnicos relacionados con las mediciones y resolver cualquier problema relacionado.
- Un representante designado por el Titular de la Instalación. Será responsable de la operación de los equipos en pruebas, conforme al programa de pruebas, garantizar la correcta ejecución de las pruebas y otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo.
- Opcionalmente, un representante designado por el COES en calidad de veedor. Asiste solamente para observar la ejecución de las pruebas.

Los asistentes a las Pruebas de Homologación suscribirán un acta de las Pruebas de Homologación realizadas, conforme al Formato 8.1.

4 PRUEBAS DE HOMOLOGACION

4.1 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).

4.1.1 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.

4.1.2 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 x_d , x_q , x_l), diagramas de capacidad y curvas en V.

4.1.3 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.

4.1.4 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.

4.1.5 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 $\pm 5\%$. 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.

4.1.6 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.

4.1.7 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.

4.2 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.

4.2.1 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.

4.2.2 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.

4.2.3 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.

4.2.4 Respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X)

Se deberá presentar las características de respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X) de los parques eólicos y solares medidos en la barra de conexión de la CGNC. Estas características comúnmente son obtenidas mediante mediciones basadas en inyecciones de tensión y corriente, para diferentes escenarios de despacho y frecuencias, y permiten obtener el comportamiento conjunto de los componentes de la CGNC (máquinas síncronas, asíncronas, sistemas de control, entre otros) en el dominio de la frecuencia. Se usará el rango subsíncrono de 0 Hz a 60 Hz (RSS).

4.2.5 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 $\pm 3\%$) 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

$\pm 10\%$) 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 $\pm 10\%$ 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.

4.2.6 Verificación de las Lógicas de Corriente y LVRT

Deberá disponerse de los ensayos de Low Voltage Ride Through (LVRT) o cortocircuitos, 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.

4.2.7 Verificación de la curva PQ

Se varía el punto de operación de la CGNC para la verificación del cumplimiento de la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en el punto de control de referencia en todo el rango de operación indicado en el numeral 4.4.3 del Anexo 1. Se debe registrar la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia.

4.3 EQUIPOS FACTS

Para la obtención del modelo homologado, los equipos FACTS de compensación reactiva (SVC, STATCOM, otros) deberán realizarse los siguientes ensayos:

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

4.3.1 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 $\pm 3\%$) con el equipo operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de compensación. 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 $\pm 10\%$) con el equipo operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de compensación. Este modo en general es denominado modo de operación manual.

4.3.2 Transitorios ante perturbaciones en la red

Adicionalmente 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.

Para otros equipos FACTS, el titular de la Instalación, bajo recomendación del fabricante, deberá proponer los ensayos

para la obtención de los modelos homologados de sus controladores, los cuales serán validados por el COES.

4.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

Para la obtención del modelo homologado, en los sistemas de almacenamiento de energía activa, como los BESS, deberán realizarse los siguientes ensayos:

4.4.1 Ensayos al control de potencia activa / frecuencia

Se realizarán ensayos para la verificación del desempeño y validación del modelo del control de frecuencia/potencia.

a) Ensayos al control de frecuencia

Operando el equipo de almacenamiento de energía activa con generación nula de potencia activa se inyecta una señal de escalón de frecuencia, tanto positiva como negativa, para la medición de la frecuencia de activación y desactivación y el estatismo permanente. Se registra la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el punto de conexión.

b) Ensayos al control de potencia

Operando el equipo de almacenamiento de energía activa con generación nula de potencia activa, se cambia la consigna de potencia activa en el sistema de control para evaluar su tasa en [MW/min]. Se registra la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el Punto de Conexión.

c) Ensayo de carga y descarga

Operando el equipo de almacenamiento de energía activa con un nivel de carga máxima y con un estado de carga cercano al 100% se deja conectado a la red hasta que se comienza a descargar y llega a un estado de carga de 0%. Una vez descargado, se carga el BESS hasta que llega a un estado de carga del 100%. Se registra la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el punto de conexión.

5 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 a fin de representar las características de su comportamiento dinámico.

La implementación de los modelos deberá realizarse en el software establecido por el COES, en la misma versión en la que se encuentra publicado el Modelo Eléctrico del SEIN del portal de internet del COES, utilizado para el desarrollo de los Estudios de Operatividad.

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:

- 5.1 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.
- 5.2 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.

6 INFORME DE HOMOLOGACIÓN

El informe de homologación deberá contener los resultados de las pruebas de homologación, el detalle del modelo seleccionado o desarrollado de los controladores, los parámetros de ajuste de los controladores y los modelos homologados. El Informe se deberá presentarse conforme a la estructura establecida en el Formato 8.2.

Asimismo, el Informe de Homologación deberá estar acompañado en sus Anexos con los registros de las Pruebas de Homologación y un archivo con los modelos implementados en el software establecido por el COES.

En el caso de Centrales Térmicas, incluirá el modelo masa-resorte del conjunto Turbina-Generador proporcionado por el fabricante y se deberá presentar conforme se establece en el Formato 8.3.

6.1 REGISTROS DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

Los registros de las pruebas utilizados para la homologación de los modelos deberán estar adecuados para su comparación con los resultados de simulación obtenidos con el software establecido por el COES.

6.2 ARCHIVO DEL MODELO HOMOLOGADO

El archivo en el software establecido por el COES, en el cual se implementarán los modelos homologados, deberá contener un caso de estudio (Study Case) por cada una de las pruebas realizadas, con la finalidad de comparar con los registros obtenidos en las pruebas.

Además, para apreciar la respuesta dinámica de los modelos homologados, el archivo deberá contener casos de estudio (Study Case) para escenarios de avenida y estiaje con eventos, como fallas balanceadas y desbalanceadas en líneas de transmisión (bifásicas y trifásicas despejadas en 100 ms), desconexiones de carga, de unidades o centrales de generación y de equipos de compensación reactiva, en todos los casos cercanos a la instalación objeto de las pruebas. Asimismo, debe contener casos de estudios con fallas desbalanceadas.

El Titular de la Instalación incluirá una guía para incorporar el modelo homologado al Modelo Eléctrico del SEIN. Para una fácil inserción, se utilizará una plantilla recomendada por el COES en el software establecido por este, que contenga los equipos y controles asociados.

7 PLAZOS DE PRESENTACIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DEL INFORME DE HOMOLOGACIÓN

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.

El COES podrá formular observaciones en un plazo de veinte (20) días hábiles luego de recibido el informe, a su vez el Titular de la Instalación tendrá diez (10) días hábiles para absolverlas a satisfacción del COES, en caso contrario, el Titular deberá volver a realizar las pruebas en lo que corresponda.

Una vez aprobado el Informe de Homologación, este será publicado en el portal web del COES.

8 FORMATOS

Formato 8.1. Acta de las Pruebas de Homologación

Formato 8.2. Formato de la estructura del Informe de Homologación

Formato 8.3. Instrucciones para presentar el Modelo Masa-Resorte del conjunto Turbina-Generador.

FORMATO 8.1

ACTA DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

ACTA DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN		
NOMBRE DE LA EMPRESA	NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	CENTRAL, UNIDAD DE GENERACIÓN, EACR O EAEA
1. APERTURA DEL ACTA		
FECHA	HORA	LUGAR
2. PARTICIPANTES		
COES (Veedor)	TITULAR DE LA INSTALACIÓN (Representante)	EQUIPO TÉCNICO ESPECIALIZADO (Encargado de las Pruebas)
3. OTROS PARTICIPANTES		
TITULAR DE LA INSTALACIÓN		
(cargo o posición)	(Nombres y Apellidos)	
EQUIPO TÉCNICO ESPECIALIZADO		
(cargo o posición)	(Nombres y Apellidos)	
4. HITOS PRINCIPALES		
HITO	INICIO (Fecha y hora)	FINAL (Fecha y hora)
Conexión de equipos de medición		
Pruebas homologación		

5. INTERRUPCIONES				
INTERRUPCIÓN NNº1	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
O				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 1				
INTERRUPCIÓN Nº2	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
O				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 2				
6. CUMPLIMIENTO DEL PLAN DETALLADO DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN				
PRUEBAS	CUMPLIMIENTO (SI/NO)		OBSERVACIÓN	
7. CIERRE DEL ACTA				
FECHA	HORA		LUGAR	
SUSCRIPCIÓN				
INSTITUCIÓN	NOMBRE		FIRMA	

FORMATO 8.2

FORMATO DE LA ESTRUCTURA DEL INFORME DE HOMOLOGACIÓN

El Informe de Homologación presentará información suficiente para demostrar que todos los objetivos fueron alcanzados. Se propone la siguiente estructura, siendo esta no limitativa.

1. La Carátula del Informe deberá presentar la siguiente información:
 - a) Título del Informe
 - b) Nombre de la Instalación
 - c) Nombre del Titular de la Instalación
 - d) Nombre de la Empresa Consultora
 - e) Fecha del Informe
2. Tabla de contenidos
3. Descripción general de la instalación y sus características técnicas principales
4. Descripción de las pruebas y resultados
 - **Central de generación convencional** (Pruebas al generador, Pruebas al sistema de excitación, Pruebas al sistema de control de velocidad/potencia, pruebas al estabilizador de sistemas de potencia, otros).
 - **Central de generación no convencional** (Pruebas al control de potencia activa, pruebas de respuesta ante Sobrefrecuencias, medición de las variaciones de carga por fluctuaciones rápidas del viento (eólicas), pruebas al control de potencia reactiva/tensión, pruebas de verificación de las lógicas de corriente y LVRT, otros).
 - **Equipo automático de compensación reactiva** (pruebas al control de potencia reactiva/tensión, transitorios ante perturbaciones en la red, otros).
 - **Sistema de almacenamiento de energía activa** (ensayos al control de frecuencia, ensayos al control de potencia, ensayo de carga y descarga, otros).
5. Descripción de los modelos implementados
6. Comparación de registros con resultados de simulación

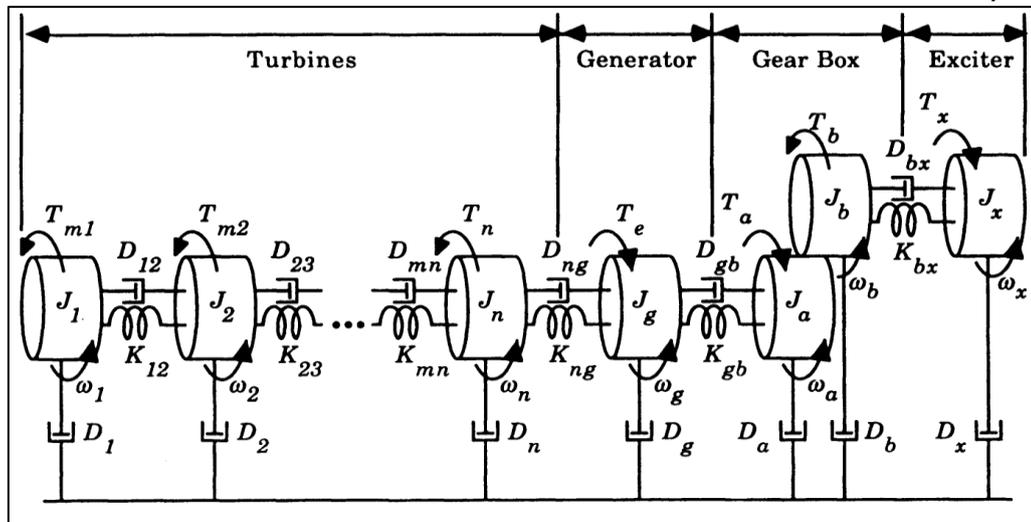
7. Resultados de la validación sistémica con los modelos implementados
8. Guía para incorporar el modelo homologado al Modelo Eléctrico del SEIN
9. Modelo masa – resorte del conjunto Turbina Generador (en el caso de Centrales Térmicas)
10. Anexos
11. Formatos
 - Acta de las Pruebas de Homologación (Si el COES participa con veedor).
 - Declaración jurada de la ejecución de las Pruebas de Homologación (Si el COES no participa como veedor).

FORMATO 8.3

INSTRUCCIONES PARA PRESENTAR EL MODELO MASA-RESORTE DEL CONJUNTO TURBINA-GENERADOR

1. Modelo Masa-Resorte

Para los estudios de las dinámicas del eje turbina-generator se usa comúnmente el modelo físico denominado "modelo masa-resorte" mostrado en la Figura 1. Las masas concentradas de las turbinas suelen ser representativas de las principales secciones de la turbina. Por ejemplo, en el caso de las turbinas de vapor se tienen turbinas de alta presión (HP), presión intermedia (IP) y diversas turbinas de baja presión (LP). El modelo incluye la masa que representa al generador (rotor) y las masas del sistema de excitación solamente en caso de los sistemas de excitación AC y DC.



Fuente: Anderson, P.M.; Agrawal, B.L.; Van Ness, J.E. Subsynchronous resonance in power systems. John Wiley & Sons, 1999.

Figura 1: Modelo masa-resorte del conjunto de eje turbina-generator.

El modelo masa-resorte del eje turbina-generator para la masa i queda representado por:

$$J_i \frac{d\omega_i}{dt} = T_{mi} - D_i \omega_i - \sum_{j \in \Omega_i} D_{ij} (\omega_i - \omega_j) - \sum_{j \in \Omega_i} K_{ij} (\theta_i - \theta_j)$$

donde:

J_i : Momento de inercia de la masa i ($\text{kg}\cdot\text{m}^2$).

ω_i : Velocidad angular mecánica de la masa i (rad/s).

θ_i : Ángulo mecánico de la masa i (rad).

T_{mi} : Torque la masa i ($\text{N}\cdot\text{m}$), representa torque mecánico en turbinas y eléctrico en el generador.

D_i : Coeficiente de amortiguamiento de la masa i (N-m s/rad).
 D_{ij} : Coeficiente de amortiguamiento entre las masas i y j (N-m s/rad).
 K_{ij} : Constante elástica entre las masas i y j (N-m/rad).
 Ω_i : Conjunto de masas conectadas directamente a la masa i .

Los fabricantes determinan los valores de los parámetros del modelo masa-resorte del eje turbina-generador en base a pruebas. Como ejemplo, en la Tabla 1 se muestra el modelo masa-resorte del conjunto de eje turbina-generador de una unidad Turbina a Vapor (TV).

Central térmica:

Unidad(es): Turbina a Vapor

Potencia nominal (MVA):		169				
Pares de polos:		1				
Número de masa i	Nombre de masa i	J_i : Momento de Inercia de masa i [kg-m ²] (1)	K_{ij} : Constante elástica entre masas i y j [kN-m/rad.]	Fracción de Potencia [%] (2)	D_i : Coef. amortig. masa i [kN-m s/rad.] (3)	D_{ij} : Coef. amortig. entre masas i y j [kN-m s/rad.] (3)
1	HIP Turbine	1225		64%		
			143849			2.346
2	LP Turbine	4075		36%		
			68443			2.454
3	Generator	4650				
			112298			0.423
4	Exciter (4)	40				

(1): Inercia obtenida en función del radio (GR^2).

(2): Fracciones respecto a la potencia total generada en las turbinas.

(3): En caso esta información se encuentre disponible.

(4): Solamente para sistemas de excitación DC o AC.

También, $k = 10^3$.

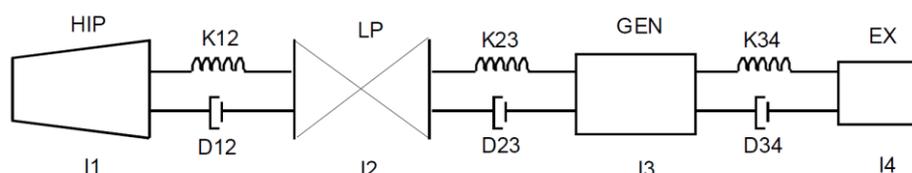


Tabla 1: Modelo masa-resorte del conjunto de eje turbina-generador de una unidad TV

2. Frecuencias Naturales Torsionales

Para la validación del modelo masa-resorte, se requiere, como información adicional, las frecuencias naturales torsionales y los

amortiguamientos mecánicos (a mínima y máxima potencia) obtenidos del análisis modal realizado sobre el modelo masa-resorte. Como ejemplo, en la Tabla 2 se muestran las frecuencias naturales torsionales y amortiguamientos modales de una unidad TV.

Central térmica:			
Unidad(es):		Turbina a Vapor	
Número de Modo i	f_i : Frecuencia natural torsional del modo i [Hz]	$\sigma_{i,min}$: Amortig. mecánico a mínima potencia del modo i [1/s] (1)	$\sigma_{i,max}$: Amortig. mecánico a máxima potencia del modo i [1/s] (1)
1	25.95		
2	62.78		
3	107.09		
4	116.14		

(1): En caso esta información se encuentre disponible o podría ser estimada. Solamente para las frecuencias subsíncronas (menor a 60 Hz).

Tabla 2: Frecuencias naturales torsionales y amortiguamientos modales de una unidad TV

3. Presentación de los modelos masa-resorte

La presentación de los modelos masa-resorte de las unidades consiste en incluir la siguiente información:

- Tablas 1 y 2, por cada unidad de generación o agrupadas en caso de unidades similares.
- Fichas o reportes técnicos del fabricante usados para la elaboración de las Tablas 1 y 2, lo cual servirá como sustento de la información del modelo masa-resorte.